

AIDIC

Gruppo di Lavoro per la TRANSIZIONE ENERGETICA

MOBILITÀ AD IDROGENO



Rev. Aprile 2022

AIDIC

Mobilità ad Idrogeno: Contenuto

Relativamente alla transizione energetica il presente documento si propone di analizzare gli utilizzi e i relativi limiti dell'idrogeno nell'ambito della mobilità

In particolare si mette a confronto l'utilizzo dell'idrogeno con quello dell'energia elettrica, evidenziando in alcuni casi il vantaggio dell'applicazione dell'e.e., mentre vengono individuati i settori in cui l'idrogeno è più promettente

I diversi processi di produzione dell'idrogeno vengono messi a confronto ed analizzati verificandone i costi e l'impatto ambientale relativo

Scenario di riferimento

- Obiettivi europei di contrasto al cambiamento climatico:
 - Entro il 2030 ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% (in precedenza la riduzione era del 40%)
 - Nel 2050 raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica, ovvero zero emissioni nette (saldo zero tra emissioni e assorbimento da parte della vegetazione)
- Da raggiungere attraverso:
 - incremento di produzione energia da fonti rinnovabili
 - incremento efficienza energetica (riduzione consumi di energia primaria)
 - nell'ambito dei trasporti avviare la sostituzione di carburanti fossili con fonti rinnovabili (combustibili alternativi), in particolare:
 - energia elettrica
 - Idrogeno
 - biocarburanti

PNIEC ITALIA: PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA ED IL CLIMA 2030

Il PNIEC Italia segue le linee guida definite dalla [Direttiva RED II](#) (DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili).

Tuttavia gli obiettivi del PNIEC debbono essere rivisti in ragione dei nuovi target europei più ambiziosi. In sede europea sono state presentate diverse proposte legislative per adeguare gli obiettivi 2030 ai nuovi target (**Pacchetto Fit for 55**)

I **Piani nazionali di ripresa e resilienza (PNRR)** sono stati sviluppati tenendo conto dei nuovi target.

Nelle more dell'aggiornamento del PNIEC, il Ministero Transizione Ecologica ha delineato un **Piano per la Transizione ecologica (PTE)** in linea con nuovi obiettivi.

In particolare il documento prevede:

- Riduzione emissioni di GHG del 55% rispetto al 1990
- Per l'efficienza energetica, riduzione consumi energia primaria del 45% rispetto allo scenario base europeo Primes 2007, da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio, come residenziale e trasporti
- Generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 72% nel 2030 e al 95-100% nel 2050 (stima di fabbisogno di 70-75 GW di rinnovabili entro 2030)
- Elettrificazione del sistema di energia primaria superiore al 50% nel 2050 (era 22% nel 2018)
- Decarbonizzazione settore industriale «hard to abate»: siderurgia, vetro, ceramica, chimica, cemento
- Passaggio da combustibili fossili a rinnovabili quali idrogeno, bioenergie e fuels sintetici

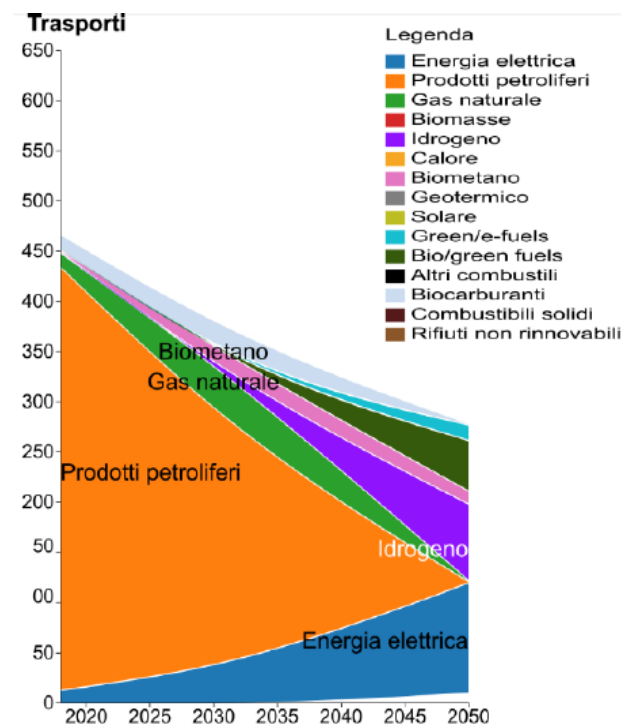
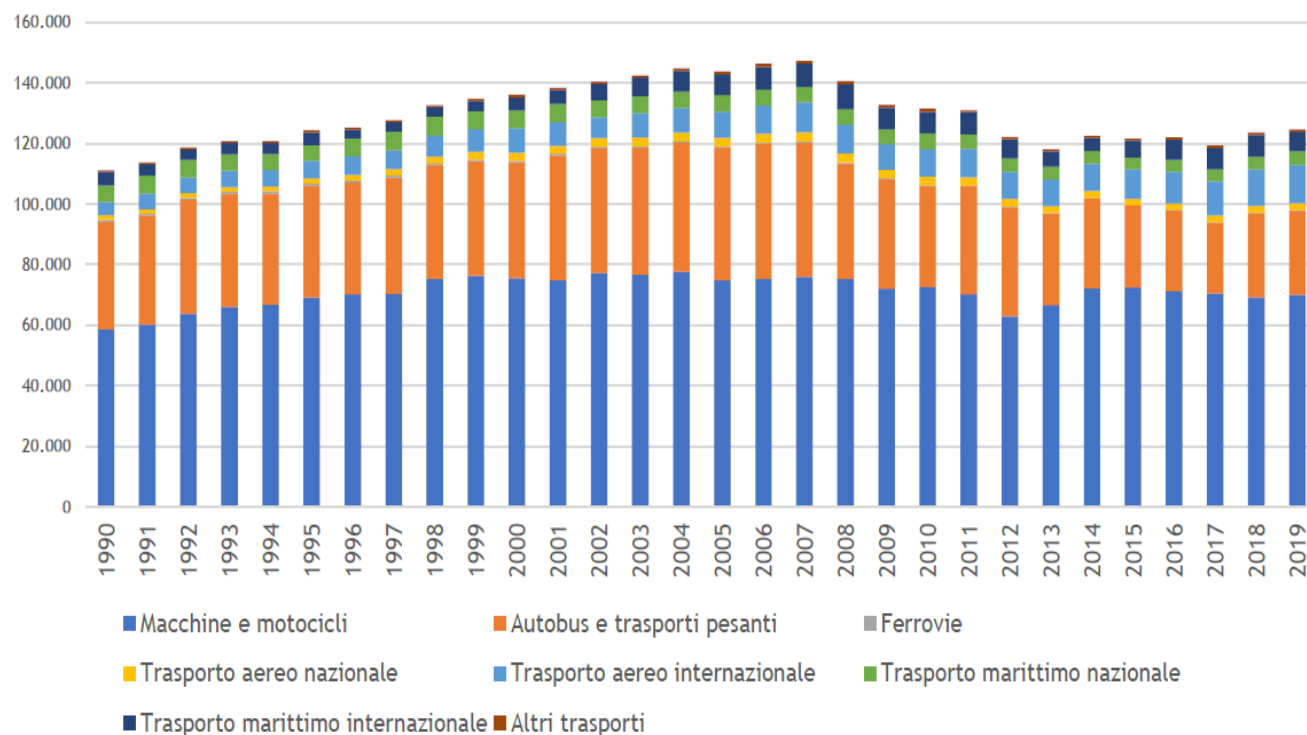
PIANO PER LA TRANSIZIONE ECOLOGICA (PTE) - MOBILITA'

I trasporti in Italia sono responsabili di circa il 30% del totale nazionale delle emissioni, con un consumo di 38 milioni tonnellate equivalenti di petrolio per un totale di circa 120 milioni di tonnellate di CO₂eq

Di questi il trasporto privato rappresenta ca. il 56%, il trasporto pesante (autotreni, autobus) il 22%

Gli obiettivi europei di riduzione sono:

- Entro il 2030: 30 milioni di veicoli elettrici in Europa, di cui 6 milioni in Italia
- Navi ed aerei ad emissioni zero fra 2030 e 2035
- Raddoppio traffico ferroviario ad alta velocita e aumento traffico merci su rotaia
- 2050: 50% delle motorizzazioni elettriche e peso analogo per idrogeno, biocarburanti e carburanti sintetici ad impatto zero



Idrogeno

- L'idrogeno è l'elemento chimico più leggero. Allo stato legato è presente nell'acqua e in tutti i composti organici e organismi viventi. Allo stato libero è scarsamente presente sulla Terra e deve quindi essere prodotto da altre fonti; rappresenta quindi un **vettore di energia**, come l'energia elettrica, e non una fonte.
- Vantaggi:
 - Può essere prodotto utilizzando solo acqua ed energia elettrica, mediante elettrolisi, avendo come *sottoprodotto* soltanto ossigeno; si converte così direttamente energia elettrica in un prodotto chimico
 - Quando utilizzato per produrre energia, genera soltanto acqua e non prodotti indesiderati come la CO₂
 - Può essere utilizzato nelle celle a combustibile che hanno un'efficienza maggiore rispetto ai motori termici
 - Può essere utilizzato nell'industria in sostituzione di reagenti fossili (es. petrolchimica, acciaierie)
- Criticità
 - Per essere prodotto mediante elettrolisi consuma parecchia energia elettrica (ca. 50 kWh/Kg), in quanto la molecola dell'acqua a condizioni ambiente è molto stabile e richiede molta energia per essere separata nei suoi componenti
 - Essendo l'elemento più leggero presenta una grossa criticità dovuta al basso contenuto energetico per unità di volume, cosa che ne rende difficile il trasporto e lo stoccaggio

Idrogeno

| Combustibile | Contenuto entalpico, PCI MJ/m ³ | Parametri fase gassosa | Stato fisico a 25°C e 1 Atm |
|---------------------------|--|------------------------|-----------------------------|
| Idrogeno | | | |
| Gas a condizioni ambiente | 10,7 | 15°C, 1,013 bar | Gas |
| Gas a 200 bar | 1852 | 15°C, 200 bar | Gas |
| Gas a 700 bar | 4500 | 15°C, 700 bar | Gas |
| Liquido a -253°C | 8491 | | Liquido |
| Metano | | | |
| Gas a condizioni ambiente | 32,56 | 15°C, 1,013 bar | Gas |
| Gas a 200 bar | 6860 | 15°C, 200 bar | Gas |
| Liquido a -160°C | 20920 | | Liquido |
| Benzina | 31150 | | Liquido |

Anche liquido o compresso ad alta pressione l'idrogeno presenta caratteristiche energetiche decisamente inferiori non solo rispetto alla benzina ma anche al metano

Ciò richiede serbatoi più grandi oltre che più costosi a causa delle elevate pressioni o della bassissima temperatura

La compressione e ancor più la liquefazione richiedono un forte consumo di energia (ca. 5 kWh/Kg per la compressione e circa 10 kWh/Kg per la liquefazione)

L'infiammabilità del prodotto e le severe condizioni di utilizzo richiedono particolare attenzione agli aspetti di sicurezza

Uso dell'idrogeno nel settore trasporti

L'idrogeno può essere utilizzato sui veicoli essenzialmente in due modi:

- Direttamente come carburante in un motore a combustione interna (HICEV Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle)
- Nelle celle a combustibile (Fuel Cells) per produrre energia elettrica che poi alimenta il motore elettrico del veicolo (FCEV Fuel cells Electric Vehicle)

La prima via, che apparirebbe la più semplice ed è stata adottata in passato da alcuni costruttori (es. BMW) ha una limitata estensione in quanto:

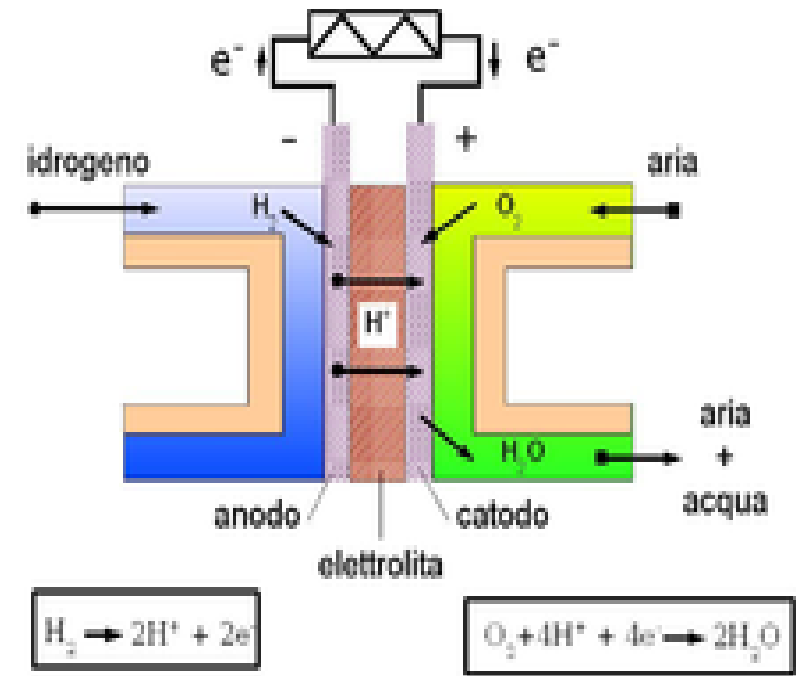
- il rendimento di un motore termico è basso, attorno al 30%, mentre con le Fuel Cell si può ottenere un rendimento circa doppio (60%).
- Il motore termico nel processo di combustione emette comunque ossidi di azoto, mentre le Fuel Cells emettono soltanto acqua

Pertanto la via preferibile e più efficiente, che attualmente sta seguendo la maggior parte dei costruttori, è quella delle Fuel Cells.

Le Celle a Combustibile (Fuel Cells)

Una **cella a combustibile** (detta anche **pila a combustibile**) è un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere energia elettrica direttamente da certe sostanze, tipicamente idrogeno e ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica.

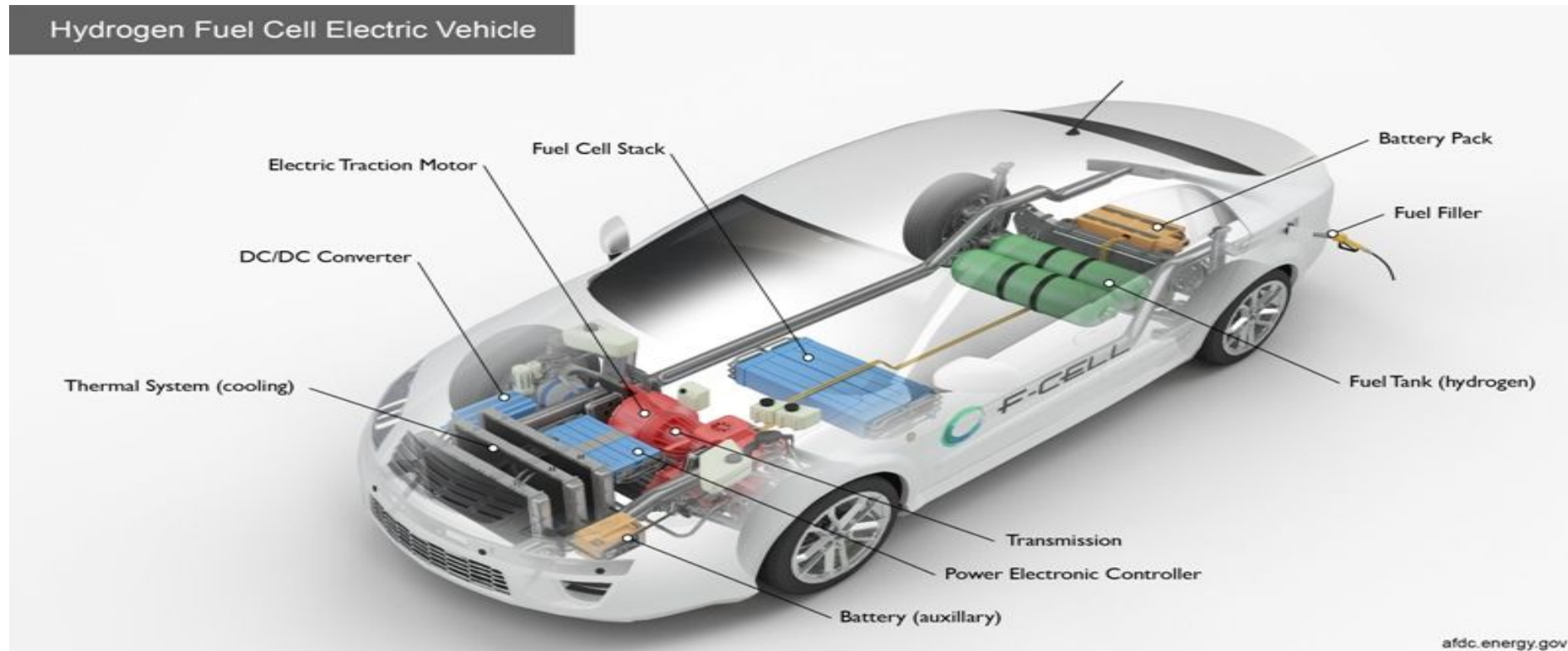
Il principio alla base delle pile a combustibile è quello della generazione diretta, a partire dalle sostanze reagenti (idrogeno ed ossigeno) di una forza elettromotrice per mezzo di una reazione elettrochimica, in modo analogo alle pile elettriche. L'efficienza o rendimento delle pile a combustibile può essere molto alta, fino al 60%.



Le pile a combustibile più note sono le pile a membrana a scambio protonico, o "PEM". In esse, l'idrogeno si separa in protoni ed elettroni sull'anodo; i protoni possono passare attraverso la membrana per raggiungere il catodo, dove reagiscono con l'ossigeno dell'aria, mentre gli elettroni sono costretti a passare attraverso un circuito esterno per raggiungere il catodo e ricombinarsi, fornendo potenza elettrica. Il catalizzatore presente sugli elettrodi è quasi sempre il platino.

Veicoli Fuel Cells ad idrogeno

I veicoli **FCEVs** sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno gassoso, immagazzinato in un serbatoio pressurizzato a 350 o 700 bar, e delle celle a combustibile per la produzione di energia elettrica a bordo. La presenza di batterie consente di recuperare e accumulare l'energia di frenata, che viene usata successivamente per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa.



Vantaggi/Svantaggi dei veicoli FCEV rispetto ai veicoli elettrici

- Gli svantaggi dei veicoli elettrici a batteria consistono nei noti problemi legati alla natura stessa delle batterie: costo elevato, scarsa autonomia, tempi lunghi di ricarica, peso elevato.
- L'idrogeno e la produzione a bordo di energia elettrica risolve in parte questi problemi (non il costo), consentendo maggior autonomia con tempi brevi di ricarica.
- Lo svantaggio principale dell'uso dell'idrogeno è legato alla efficienza globale del sistema:
 - nel caso dell'auto elettrica l'energia stoccata nella batteria va direttamente a muovere il motore
 - nel caso dell'idrogeno si rendono necessarie più trasformazioni:
 - compressione e trasporto idrogeno per caricare le bombole del veicolo (consumo 10%)
 - trasformazione inversa nel veicolo da idrogeno ad energia elettrica mediante Fuel Cells (rendimento 60%)
- In queste trasformazioni, a causa dei rendimenti dei vari processi viene consumata ca. metà dell'energia elettrica iniziale.

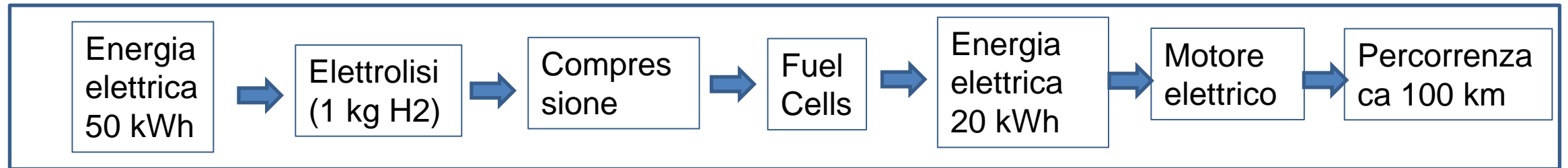
Vantaggi/Svantaggi dei veicoli FCEV rispetto ai veicoli elettrici

Vediamo il confronto tra un'auto di medie dimensioni alimentata a batterie oppure ad idrogeno (prodotto tramite elettrolisi). Si considera che circa 50 kWh siano necessari per produrre 1 Kg di idrogeno mediante Elettrolisi. Si assume di produrre nelle fuel cells circa 20 kWh (rendimento ca. 60%).

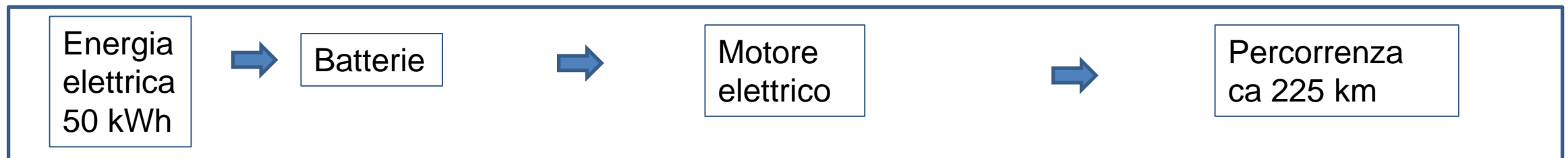
Il veicolo di media dimensione percorrerà circa 5 km/kWh e pertanto 100 km con 1kg di H₂

Nel caso elettrico si considera 90% efficienza ricarica batterie

Esempio auto ad idrogeno



Esempio auto elettrica



E evidente che l'uso diretto dell'energia elettrica, evitando la doppia trasformazione, consente un uso più efficiente dell'energia stessa.

Vantaggi/Svantaggi dei veicoli FCEV rispetto ai veicoli elettrici

In conclusione quindi:

- Se possibile è più conveniente usare l'energia nella forma in cui viene prodotta dalle fonti rinnovabili evitando le trasformazioni che inducono inefficienza.
- Nel caso dei veicoli leggeri sembrerebbe più opportuno sviluppare l'uso dell'auto elettrica rispetto alle auto ad idrogeno. Ciò richiede però ancora uno sforzo di ricerca e sviluppo per
 - Migliorare ulteriormente le batterie sia in termini di costo che in termini di tempi di ricarica
 - Sviluppare le tecnologie di recupero metalli che consentano lo smaltimento efficace e sostenibile a lungo termine della batterie stesse, riducendo le necessità di estrazione di nuove quantità di metalli
- Si ritiene infine più efficace riservare l'uso dell'idrogeno ai casi in cui le batterie ragionevolmente non possono arrivare, in particolare per il settore Heavy Duty (autobus, camion, TIR, treni, navi) o comunque veicoli commerciali dove la bassa autonomia e i lunghi tempi di ricarica delle batterie rendono tecnologicamente non percorribile e poco efficiente l'applicazione.



MOBILITÀ LEGGERA: AUTOVETTURE

Attualmente, per le autovetture di medie dimensioni, 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, il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala.

SERBATOI A 70 MPA

1 kg di H₂ / 100 km

AUTONOMIE 500-700 KM

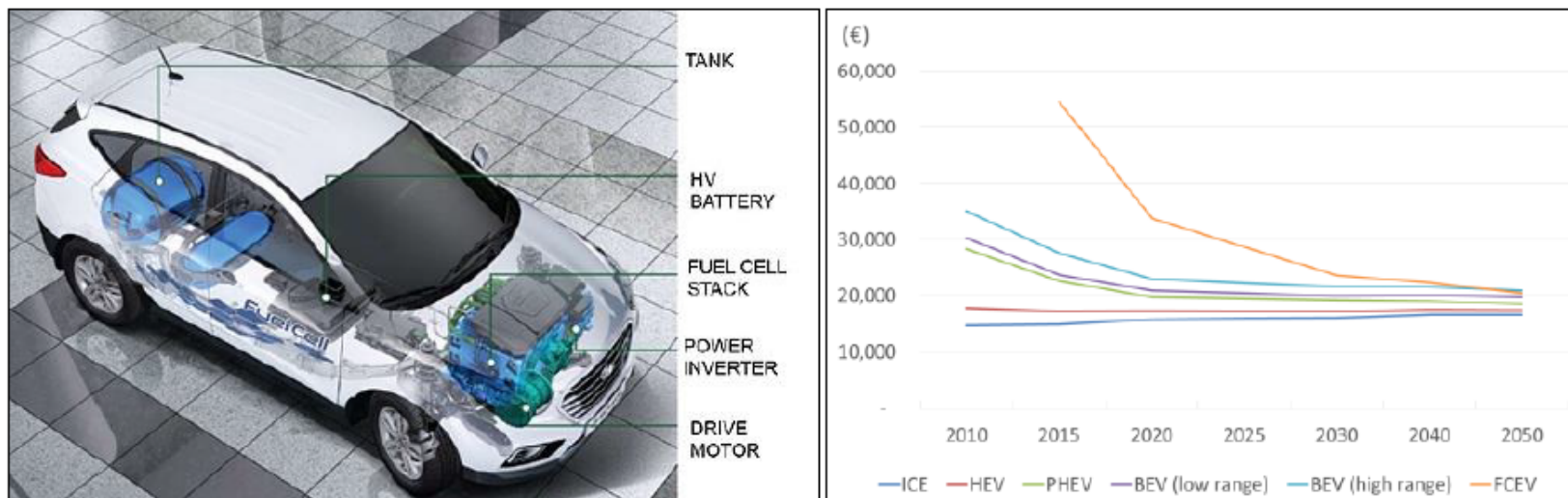


Figura 5: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

MOBILITÀ PUBBLICA: AUTOBUS

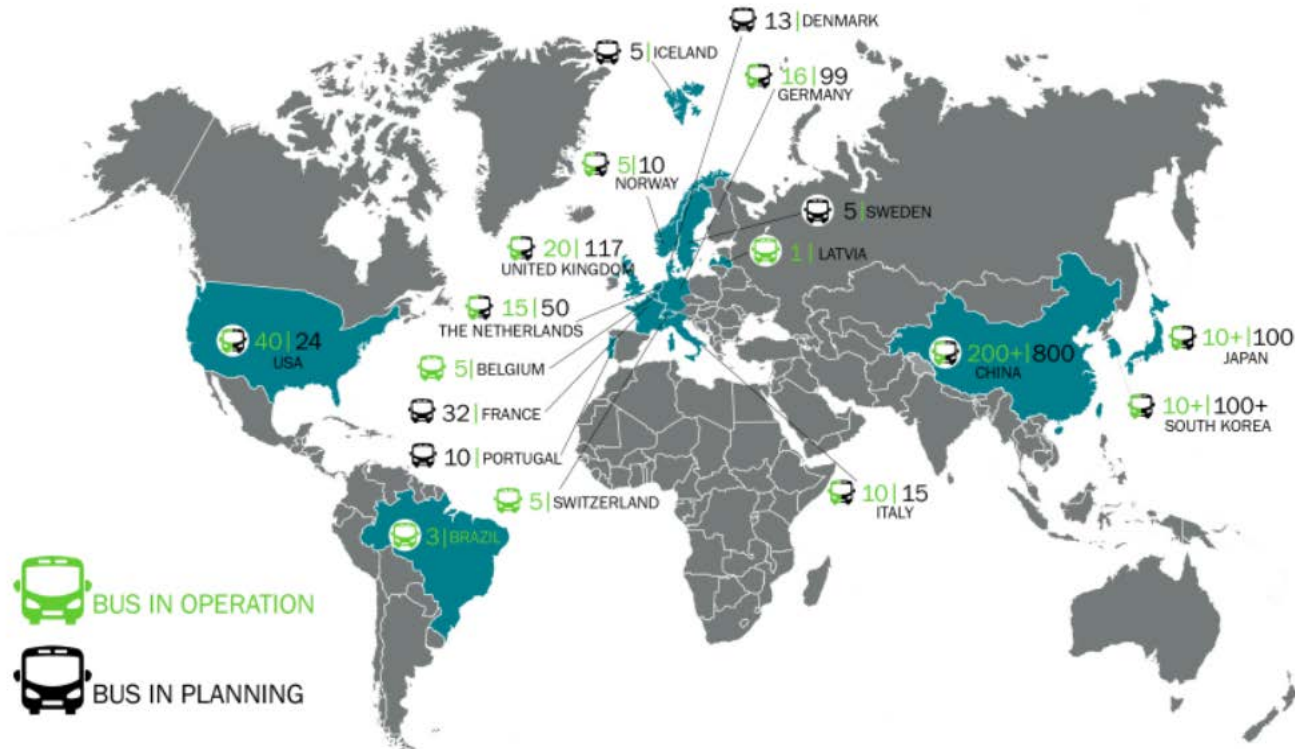
BALLARD

There will be more than 2,000 FCEB on the road by 2021




FUEL CELL BUSES WORLDWIDE

300+ | 2000+



 BUS IN OPERATION

 BUS IN PLANNING

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 ad oggi.

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 dei progetti europei JIVE 1 e JIVE 2.



FUEL CELLS AND HYDROGEN
JOINT UNDERTAKING

MOBILITÀ PESANTE: CAMION E TIR

Il settore del trasporto merci ha un peso molto rilevante in termini di consumo energetico, rappresentando nella in Italia circa il **30% del consumo totale di tutti i combustibili liquidi per utilizzo stradale**

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 bar possono essere disposti in varie posizioni nel layout del mezzo senza compromettere il carico utile.

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



| | ESORO/MAN (coop) | Scania (Asko) | VDL - COLUYT (Colruyt / Interreg) | | Hyundai (H2E) | Nikola-CN H | 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 | |

SERBATOI A 35 MPA

12-21 km per Kg di H2

AUTONOMIE 400 – 1200 KM

MOBILITÀ FERROVIARIA: TRENI PASSEGGERI

| Regione | Tratte non elettrificate (km) | Percentuale su totale (%) |
|-----------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Sardegna | 430 | 100% |
| Val d'Aosta | 81 | 100% |
| 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% |

SERBATOI DA 178 kg

AUTONOMIA DA 600/800 km

VELOCITÀ MAX 140 km/h

POTENZA 850 kW

SERBATOI A 35 MPa

In Italia esistono 1730 km di linee non elettrificate (38,3% del totale)

Le performance dei treni ad H2 sono già oggi in linea con quelli diesel, garantendo percorrenze e accelerazioni comparabili. Ogni treno attualmente utilizzato sulle linee tedesche (Coradia iLint), dispone sul tetto di serbatoi contenenti le riserve di idrogeno (a 350 bar) pari a 178 kg, i quali assicurano un'autonomia variabile tra i 600 e gli 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. I treni a 3 casse hanno una capacità passeggeri pari a 138 seduti e 189 in piedi, per un totale di 327 posti.



TRASPORTI MARITTIMI

Il settore del trasporto marittimo contribuisce per circa il 3% alle emissioni globali di CO2

Per la riduzione delle emissioni è possibile l'utilizzo di idrogeno in celle a combustibile ad alta efficienza e potenza

Tuttavia, a causa dei grandi volumi di serbatoi speciali richiesti, nel caso delle grandi navi oceaniche si sta prendendo in considerazione anche l'uso del metanolo e dell'ammoniaca, che richiedono minori volumi e condizioni di stoccaggio blande.

Affinché vi sia riduzione delle emissioni è però necessario che metanolo o ammoniaca siano prodotti *green*, ovvero ricavati da idrogeno da fonti rinnovabili e, nel caso del metanolo, che la CO2 necessaria alla reazione sia recuperata da altri processi che altrimenti la emetterebbero in atmosfera

L'ammoniaca non ha emissioni di CO2 però presenta tuttavia problemi di tossicità che richiedono particolare attenzione nella gestione.

Alternative fuels

Da Rivista Marittima – Aprile 2021

Properties

| Energy storage type | Specific Energy MJ/kg | Energy Density MJ/L | Required Tank Volume m ^{3,1} | Supply pressure bar | Estimated PtX efficiency | Injection pressure bar | Emission Reduction Compared To HFO Tier II | | | |
|--|-----------------------|---------------------|---------------------------------------|---------------------|--------------------------|------------------------|--|---------------------------|--------|------|
| | | | | | | | SO _x | NO _x | CO2 | PM |
| MGO | 42,7 | 35,9 | 1000 | 7-8 | | 950 | SO _x | NO _x | CO2 | PM |
| Liquefied natural gas (LNG -162 °C) | 50,0 | 22,4 | 1602 | 300 | 0,56 | 300 | 90-99% | 20-30% | 24% | 90% |
| Liquid ethane gas (LEG -88 °C) | 47,5 | 17,1 | 2099 | 380 | | 380 | 90-97% | 30-50% | 15% | 90% |
| liquefied petroleum gas (LPG -42,4 °C) | 46,4 | 23,5 | 1527 | 50 | | 600-700 | 90-100% | 10-15% | 13-18% | 90% |
| Methanol | 19,9 | 15,8 | 2272 | 10 | 0,54 | 500 | 90-97% | 30-50% | 5% | 90% |
| Ethanol | 26 | 21,2 | 1693 | 10 | | 500 | | | | |
| Ammonia (liquid -33 °C) | 18,6 | 11,5 | 3121 | 70 | 0,65 | 600-700 | 100% | Compliant with regulation | >95% | >90% |
| Hydrogen (liquid -253 °C) | 120 | 8,5 | 4223 | | 0,68 | | | | | |
| Marine battery market leader, Corvus, battery rack | 0,29 | 0,33 | 108.787 | | | | | | | |
| Tesla model 3 battery Cell 2170 ^{*, 2} | 0,8 | 2,5 | 14360 | | | | | | | |

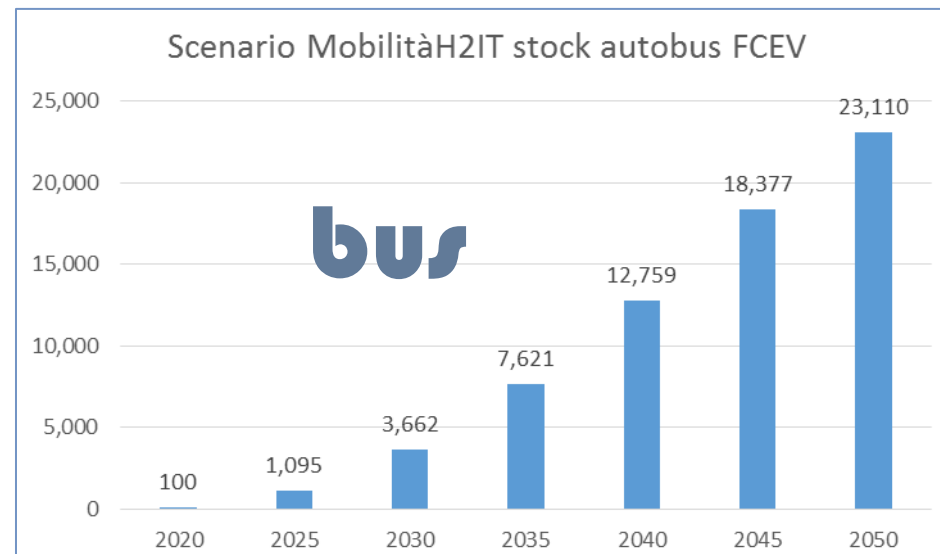
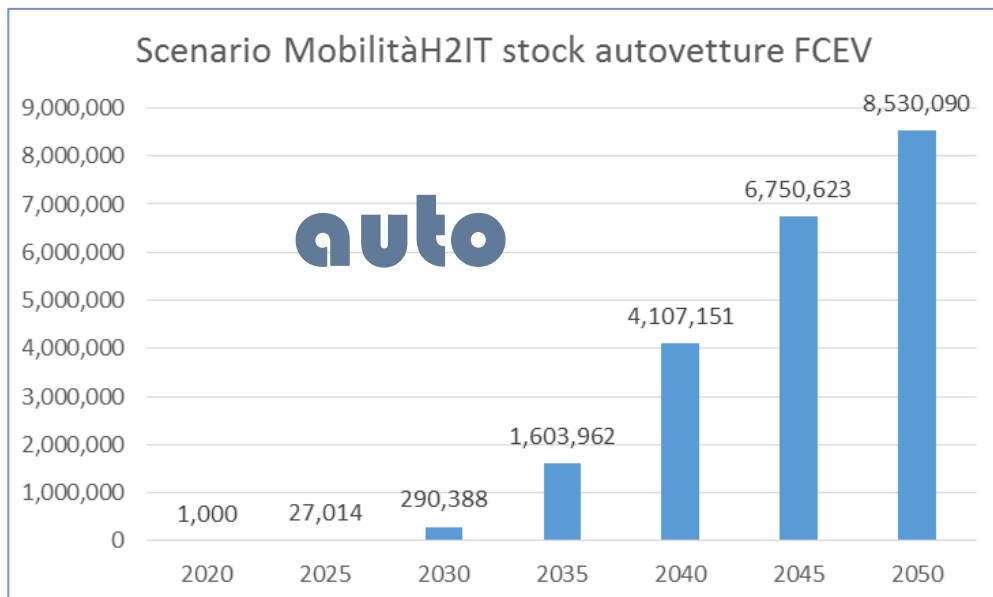
* 1: Given a 1000 m³ tank for MGO. Additional space for insulation is not calculated for in above diagram. All pressure values given a high pressure Diesel injection principle.

* 2: Values for Tesla battery doesn't contain energy/mass obtained for cooling/safety/classification .



SCENARIO MOBILITÀH2IT - AUTO E BUS

La vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è per il contesto italiano. 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**.



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).



SCENARIO MOBILITÀH2IT - MOBILITA' PESANTE

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

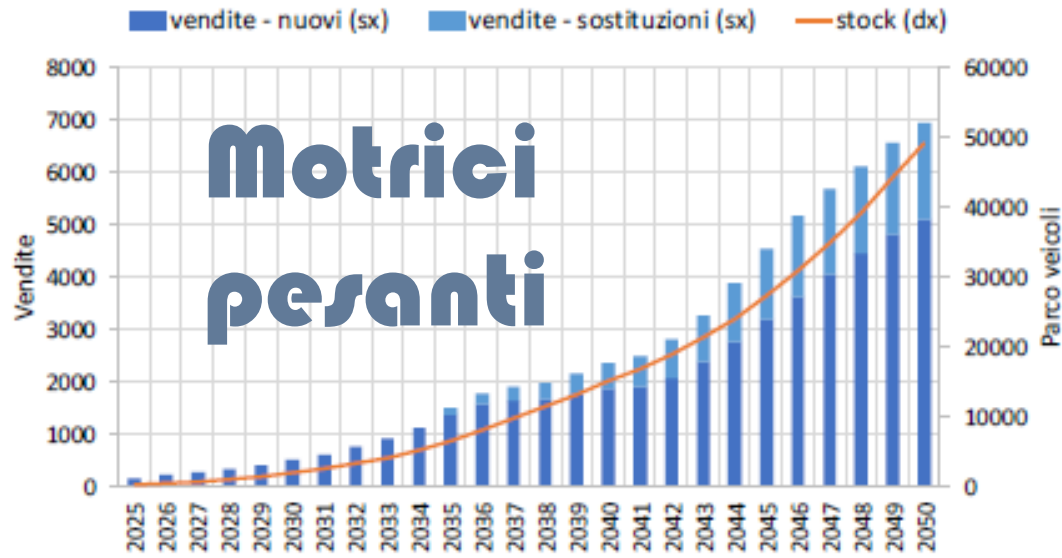


Figura 37: Curva di introduzione nel mercato dei veicoli a celle a combustibile a idrogeno (trattori stradali).

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 |

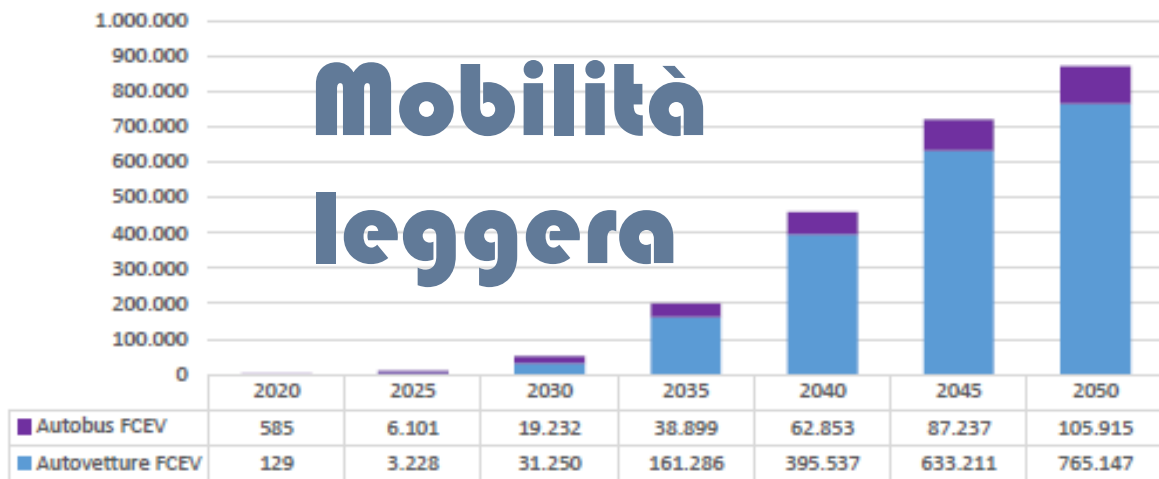
- ❑ si considera la sola classe oltre le 14 t, che conta oggi circa 170.000 veicoli immatricolati in Italia (dato ACI 2017);
- ❑ lo stock complessivo dell'immatricolato rimane invariato e il numero di nuovi veicoli immatricolati per anno resta costante al valore del 2018 (circa 20.000 unità);
- ❑ il 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 kgH₂/100 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.





SCENARIO MOBILITÀ H2 IT DOMANDA H2 ALLA POMPA VEICOLI FCEV

Scenario Mobilità H2 IT domanda H2 alla pompa veicoli FCEV
(t/anno)



50,000 T/anno AL 2030

850,000 T/anno AL 2050

Scenario mobilità pesante su gomma H₂ [t/anno]



20,000 T/anno AL 2030

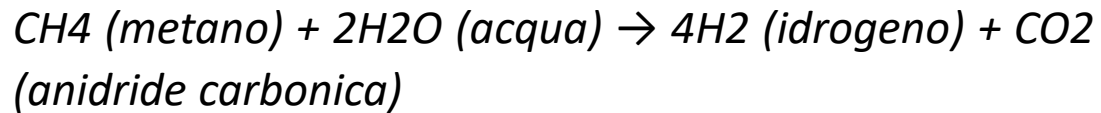
630,000 T/anno AL 2050

Idrogeno - Produzione

- La via principale oggi utilizzata per la produzione di idrogeno è la produzione da gas naturale mediante il processo di **Steam Reformer**. Tale processo ammette anche altre cariche idrocarburiche, quali gas da raffineria, LPG, nafta, e anche cariche di origine biogenica. Per semplicità di seguito consideriamo solo il gas naturale
- Altri processi da fonti fossili includono l'ossidazione parziale, che ha il vantaggio di ammettere anche cariche più pesanti, fino al carbone: riteniamo però che siano meno promettenti nel futuro a causa delle maggiori emissioni di CO₂
- La nuova via oggi all'attenzione è la produzione da energia elettrica mediante **Elettrolisi dell'acqua**. L'energia elettrica può essere prodotta in tutto o in parte da fonti rinnovabili e questo determina le emissioni di CO₂
- Uno sviluppo interessante è la **produzione da rifiuti** mediante ossidazione parziale con ossigeno. In questo caso si associa alla produzione di idrogeno la distruzione di rifiuti solidi urbani necessario in ogni caso.

Produzione da Steam Reformer

Nel processo di Steam Reformer si usano metano ed acqua come materia prima. La reazione completa è la seguente:



Da una molecola di metano e 2 di acqua si ottengono 4 molecole di idrogeno ed una molecola di CO₂.

Il consumo è di circa 3.3 kg di metano/1 Kg di H₂

Il metano viene usato sia come reagente, sia come combustibile nel forno di reazione (v. Figura)

La produzione di CO₂ dovuta al processo e emessa dal camino ammonta a ca 9-10 Kg/kg di H₂.



Top Fired steam reforming (Courtesy of KT Spa)

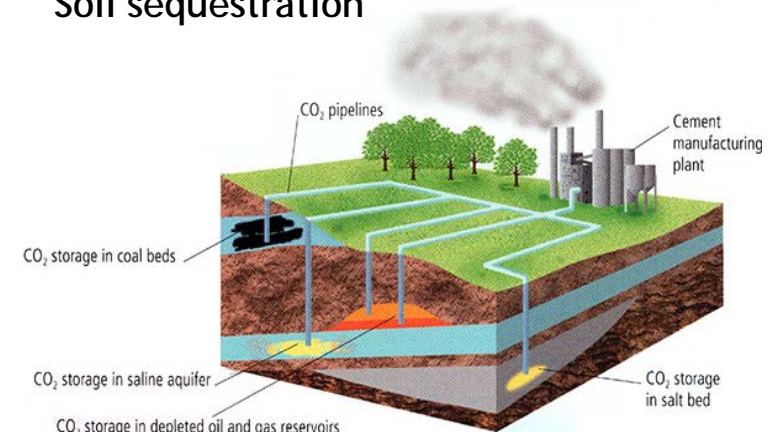
Idrogeno blue - SMR più cattura CO2

Il processo di Steam reforming è ampiamente consolidato, efficiente e permette di minimizzare i costi di produzione. E' il sistema oggi più utilizzato. Il problema del processo sono le emissioni di CO2 che pur minimizzate con l'uso del gas naturale hanno comunque un impatto rilevante

La CO2 prodotta dallo Steam reforming del metano può essere catturata e sequestrata permanentemente e in maniera sicura in formazioni geologiche.

Il Costo di Produzione dell'H2 includendo il processo di cattura e sequestro della CO2 passa da ca. 1.8 €/Kg (grey hydrogen) di H2 a 2.5 €/Kg di H2 (blue hydrogen)

Soil sequestration



Produzione da Steam Reformer - Sviluppi

- Sono allo studio sviluppi del processo che consentano di ridurre le emissioni, in particolare si sta studiando la possibilità di sostituire il forno a gas con un sistema di riscaldamento elettrico: [Electric Steam Reformer \(e-SR\)](#). Il consumo di metano si riduce a ca 2 kg/kg di H₂ e si riducono di conseguenza le emissioni di CO₂ del processo di circa 1/3 (da 9-10 a 6 kg di CO₂/kgH₂). D'altra parte si introduce un nuovo consumo di energia elettrica pari a ca 15 kWh/kg H₂ e quindi l'impatto finale sulla CO₂ dipenderà da come viene prodotta questa energia.
- In questo impianto risulta ancora più facile il recupero della CO₂ (più concentrata) che è estraibile direttamente dal processo con un semplice lavaggio amminico. La minor quantità prodotta di CO₂ ed il recupero più semplice rendono questo processo attrattivo al fine della produzione del cosiddetto «[idrogeno super-blu](#)», applicando la cattura carbonica, quindi implicando zero emissioni nette di CO₂, ovviamente in uno scenario futuro in cui l'energia elettrica venga principalmente prodotta da fonti rinnovabili.

Elettrolisi

Nel processo di elettrolisi l'idrogeno viene prodotto mediante scissione della molecola dell'acqua usando energia elettrica come fonte di energia



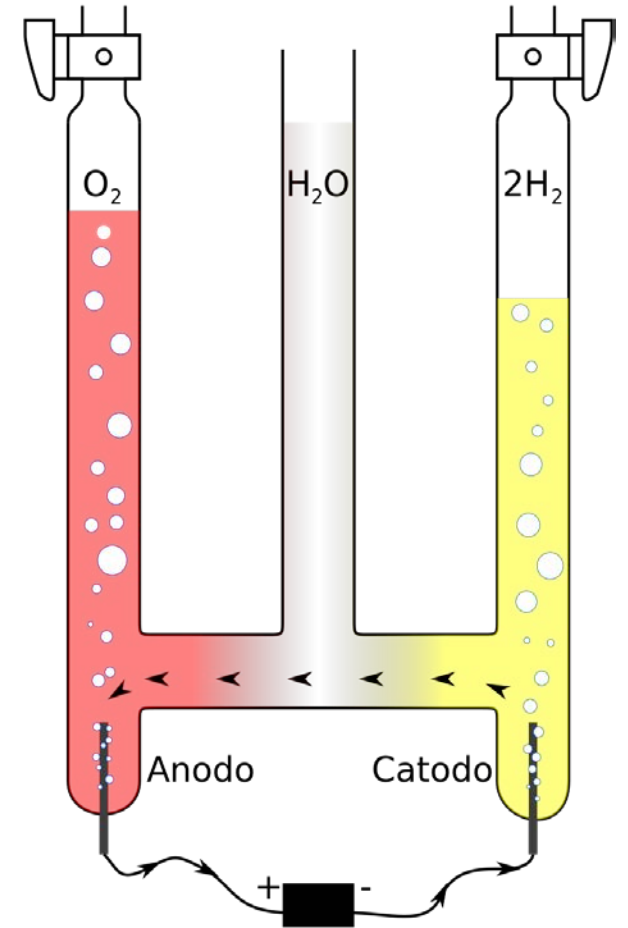
Da 2 molecole di acqua si ottengono 2 molecole di idrogeno e 1 di ossigeno.

Servono circa 50 kWh per produrre 1 Kg di idrogeno, consumo importante che dipende non tanto dall'efficienza del processo, che qui assumiamo attorno all'80%, ma dal fatto che la molecola dell'acqua è una molecola stabile ed ha bisogno di molta energia per essere scissa nei suoi componenti.

Il discorso delle emissioni di CO₂ è più articolato, dipende da come viene prodotta l'elettricità necessaria alla reazione. Se l'energia fosse prodotta in una centrale ad alta efficienza a ciclo combinato occorrerebbero circa 6 kg/h di metano per produrre i 50 kWh e quindi le emissioni sarebbero 16 kg di CO₂ per 1 kg di H₂, ca. 60% in più di quanto emesso dallo Steam Reformer. L'idrogeno così prodotto è definito infatti **GIALLO** (perché non proprio green)

Se invece l'elettricità fosse prodotta da fonti rinnovabili le emissioni sarebbero nulle e si parlerebbe di **IDROGENO VERDE**.

Il reale impatto sulle emissioni dipende quindi dallo scenario considerato



Confronto Steam Reformer vs. Elettrolisi

- Il contesto di riferimento è essenziale nel definire la performance delle varie tecnologie di produzione idrogeno rispetto alle emissioni di CO₂.
- [Scenario attuale](#), con centrali a fonti fossili ancora in funzione, che nel migliore dei casi saranno a ciclo combinato a gas naturale. Abbiamo una produzione da fonti rinnovabili ed una rete su cui poter immettere energia prodotta. In questo caso è meglio che l'energia rinnovabile vada in rete risparmiando così almeno 6 Kg di metano per ogni 50 kWh immessi, mentre il nostro kg di idrogeno sarà generato da Steam Reformer consumando solo 3,3 kg/h di metano, con la conseguente riduzione delle emissioni (9-10 kg invece di 16 kg)
- [Scenario futuro al 2030](#), le considerazioni sopra esposte sono ancora valide in quanto la quota marginale di energia è sempre prodotta da fonti fossili. Risulta quindi più efficiente usare direttamente gas naturale per produrre idrogeno piuttosto che produrre prima energia elettrica e poi trasformarla in idrogeno. Produrre idrogeno da elettrolisi può diventare conveniente quando la rete elettrica non è in grado di assorbire tutta l'energia prodotta (ad esempio in un campo eolico di notte), cosa che si potrà verificare più di frequente quando si sarà installata una grande capacità da fonte rinnovabile (il 72% obiettivo)
- [Scenario 2050](#): quando fosse raggiunta la totale sostituzione delle fonti fossili almeno nel campo della generazione elettrica, la produzione da elettrolisi diventerebbe migliore in termini di emissioni.
- Anche nello scenario 2050 potrà convenire il processo [Electric Steam Reformer](#) associato al recupero di CO₂ ([idrogeno blu](#)). In questo assetto si consumerebbero solo 15 kWh anziché 50 per produrre 1 kg H₂ consentendo di destinare più energia rinnovabile agli altri usi di rete.

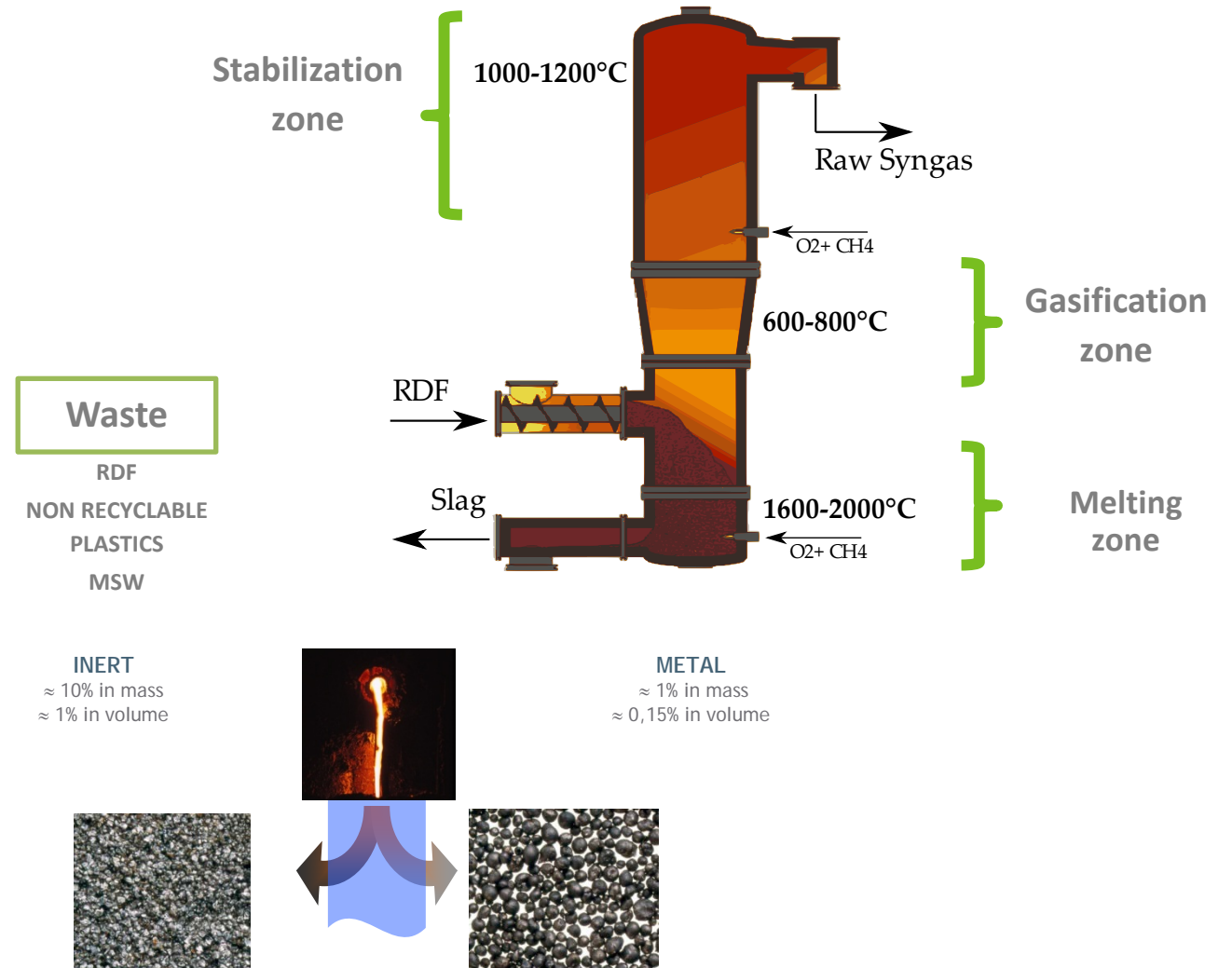
Produzione idrogeno da rifiuti

Una possibilità interessante è la produzione diretta di idrogeno usando come materia prima i rifiuti solidi urbani (RSU), in tal modo associando alla produzione di idrogeno la distruzione di una certa quantità di rifiuti.

In particolare il cosiddetti "Refuse-Derived-Fuels (RDF)", o "Combustibile Solido Secondario (CSS)" in italiano, sono ricavati dal trattamento meccanico biologico dei rifiuti.

Tale trattamento rimuove le frazioni non combustibili e una buona parte della frazione organica e putrescibile. La frazione residua in funzione della sua qualità viene mandata a discarica o usata per termovalorizzazione. Alternativamente può essere usata per produrre chemicals mediante ossidazione parziale.

L'ossidazione parziale condotta con ossigeno a temperature dell'ordine di 1100°C produce un gas di sintesi che viene sottoposto a successivo trattamento per la produzione di idrogeno (oppure anche altri chemicals)



Produzione idrogeno da rifiuti

- Le emissioni di CO₂ vanno in questo caso comparate con le emissioni evitate, quali:
 - quelle emesse in processi alternativi di smaltimento come l'inceneritore,
 - quelle evitate per produrre lo stesso idrogeno mediante un processo convenzionale, come lo Steam Reformer.consentendo così di ottenere un bilancio globale negativo in termini di emissioni.
- Il processo si inquadra quindi nel contesto dell'economia circolare, in cui i rifiuti vengono trasformati in prodotti necessari quali l'idrogeno (WASTE TO H₂), sostituendo ed evitando in questo caso il processo di incenerimento.
- Va sottolineato il discorso dei costi: il fatto di disporre di una materia prima a costo negativo consente di produrre l'idrogeno con un costo industriale vantaggioso, limitando inoltre il consumo di gas naturale ed energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, che può essere così immessa in rete per ridurre la quota prodotta da fonti fossili.

Costi industriali di produzione idrogeno

Nella tabella sono riportati i costi stimati di produzione idrogeno, per le tecnologie che appaiono più interessanti nel lungo termine, in uno scenario che considera l'energia elettrica da rete prodotta per il 50% da fonti rinnovabili. Si è ipotizzato che il costo dell'energia elettrica si riduca a 50 €/MWh e che l'emissione di CO2 costi 50€/t

Si tratta solo di costi industriali, al netto di qualsiasi costo di stoccaggio, trasporto e distribuzione

| Tecnologia | Costo €/kg H2 | Emissioni Kg CO2/kgH2 |
|-----------------------------------|---------------|-----------------------|
| Steam Reformer senza recupero CO2 | 1,79 | 9,97 ⁽¹⁾ |
| Electric Steam Reformer | 1,89 | 9,19 ⁽¹⁾ |
| Elettrolisi | 3,03 | 8,97 ⁽²⁾ |
| Da conversione rifiuti | 1,13 | 0 ⁽³⁾ |

1. Le emissioni da Steam Reformer si riferiscono al Gray Hydrogen. Se consideriamo il recupero e sequestro della CO2 si ridurrebbero dell'80-90%, però il costo industriale ammenterebbe di ca 0.5-07 €/Kg

2. Le emissioni considerano che l'elettrolisi sia alimentata dalla rete, con energia prodotta al 50% da fonti fossili. Nel caso di alimentazione diretta da fonti rinnovabili si ridurrebbero a zero

3. valore tanto favorevole viene fuori considerando la valorizzazione relativa all'emissioni evitate (da incenerimento ed SMR convenzionale)

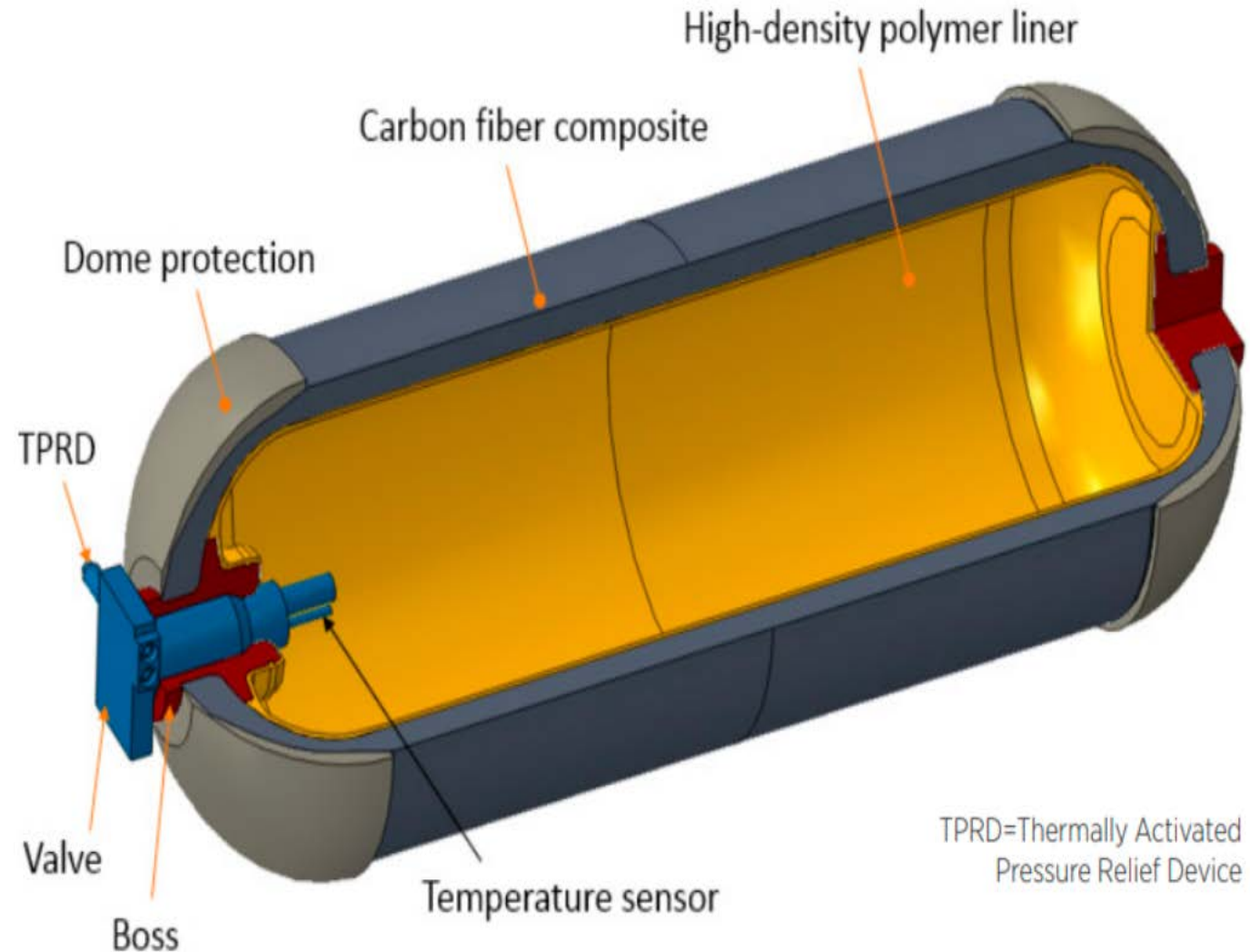
Stoccaggio Idrogeno

- L'immagazzinamento dell'idrogeno rappresenta un punto fondamentale nello sviluppo dell' economia dell'idrogeno.
- L'idrogeno presenta una scarsa densità energetica volumetrica. 1 kg di H₂ occupa in condizioni normali (1,013 bar e 0°C) un volume di 11212 litri, richiedendo quindi serbatoi di grandi dimensioni per il suo deposito. Aumentare la pressione del gas migliora la densità di energia per unità di volume, ottenendo contenitori meno ingombranti. Di fatto si utilizzano serbatoi ad alta o altissima pressione (350 o 700 bar) per ridurre i volumi dei serbatoi. Comprimere il gas a pressioni così alte consuma energia per alimentare il compressore (circa il 10% di quella contenuta nel prodotto).
- Alternativamente si potrebbe usare idrogeno liquido. Tuttavia l'idrogeno bolle a una temperatura bassissima, circa 253°C sotto zero. Quindi la sua liquefazione impone una grande perdita di energia (più del 20% di quella contenuta nel prodotto). I serbatoi devono poi essere ben isolati per evitare l'ebollizione e l'isolante per l'idrogeno liquido è solitamente costoso e delicato. Una certa perdita di prodotto è poi inevitabile per mantenere la temperatura. Nonostante tutto questo, l'idrogeno liquido ha ancora densità energetica per unità di volume di circa 4 volte inferiore rispetto ad altri idrocarburi, come la benzina.
- Si stanno studiando sistemi alternativi (idruri metallici, nanotubi) però non sono ancora disponibili soluzioni definitive.

Stoccaggio idrogeno

La soluzione oggi più utilizzata per lo stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli o anche per le stazioni di servizio è costituita da bombole di gas compresso alla pressione di 350 oppure 700 bar, costituite in genere da 3 strati:

- uno interno polimerico,
- uno intermedio in fibra di carbonio capace di sopportare elevate trazioni,
- uno più esterno in acciaio in grado di proteggere il sistema da danni meccanici e corrosivi.



Trasporto e distribuzione idrogeno

Varie opzioni sono disponibili per il trasporto dell'idrogeno:

- trasporto gassoso su camion,
- trasporto liquefatto su camion,
- pompaggio di idrogeno gassoso in condotte.

COSTI DI TRASPORTO H₂
SU CAMION 2-3 €/ kg *



* Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015.

Trasporto e distribuzione idrogeno

- Fra le varie soluzioni disponibili esiste un trade-off tra costi fissi di investimento e variabili:
 - la consegna su camion ha il costo di investimento più basso, i costi variabili sono più elevati a causa della capacità di trasporto inferiore.
 - per le condotte, gli elevati costi di investimento corrispondono a costi variabili più bassi.
- Va considerato anche il costo in termini energetici: la liquefazione consente il trasporto di maggiori quantità ma implica il consumo di grandi quantità di energia per la liquefazione
- La soluzione da adottare dipende evidentemente dalle quantità in gioco: grandi quantità dovrebbero essere trasportate in condotte

- Per la distribuzione alle stazioni di servizio le soluzioni disponibili sono
 - Elettrolizzatore in loco (con e.e. prelevata da rete o prodotta in loco da fonti rinnovabili)
 - Trasporto in bombole su camion
 - Distribuzione in condotte
- Anche in questo caso dipende dalle quantità: la soluzione di un impianto centralizzato con la distribuzione in condotte sarebbe la più efficiente da un punto di vista energetico, però occorre che i consumi la giustifichino.

STAZIONI DI RIFORNIMENTO DELL'IDROGENO

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

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

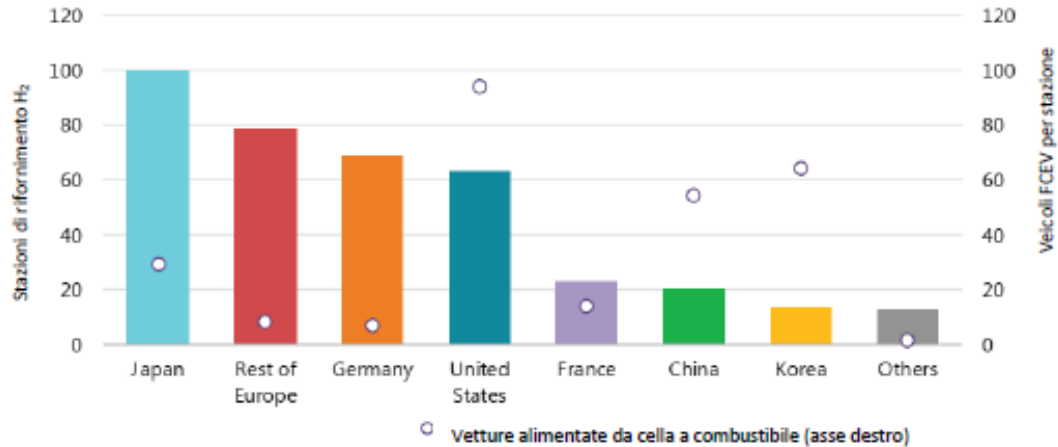
Esistono tuttavia forti economie di scala. La IEA sostiene che aumentare la capacità di una stazione da 50 a 500 kg H₂ / giorno può portare ad una riduzione del costo specifico di produzione in loco del kg di idrogeno (e conseguentemente il costo di vendita) del 75%.

L'utilizzo delle infrastrutture di rifornimento è un altro fattore determinante per la competitività futura dei FCEVs. **Le stazioni con una capacità di 200 kg H₂ al giorno che erogano carburante al 10–33% della capacità aumentano i costi di produzione in loco di 3.63–11.8 USD / kg H₂ 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 ai FCEVs. 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 H₂ / giorno (CEC e CARB, 2018) e alcune stazioni funzionano ancora con un utilizzo inferiore al 10% (NREL, 2019).

DIMENSIONE MEDIA 200 kgH₂ / giorno



STAZIONI DI RIFORNIMENTO DELL'IDROGENO



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**.

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 (giugno 2021, fonte IEA) sono già state realizzate circa 540 stazioni nel mondo.

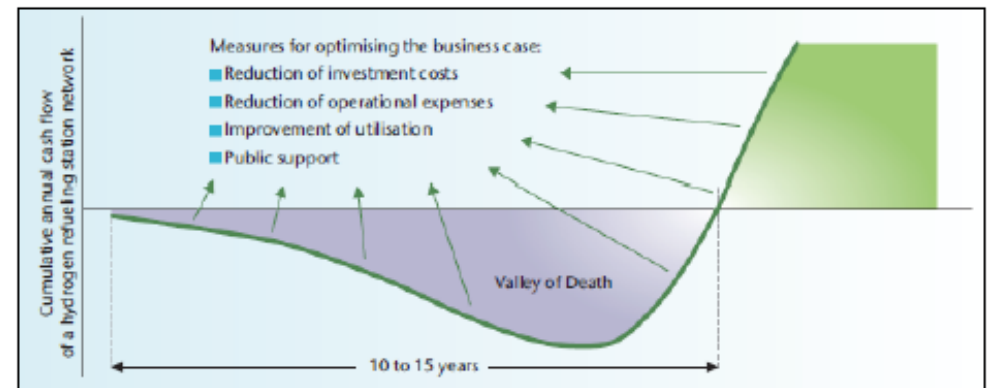


Figura 17: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nella prima fase di sviluppo del mercato FCEV

STAZIONI DI RIFORNIMENTO DELL'IDROGENO - 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.

3 ELETTRIZZATORI
DA 345 kg/giorno

10500 RIFORNIMENTI AL 2019

128 Ton DI GREEN H2 AL 2019

CO2 = -1884 Ton AL 2019

DISPONIBILITA' MEDIA 98,6%



COSTO FINALE H2 ALLA POMPA (*)

Tra le modalità considerate, l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e quello mediante SMR centralizzato, in stazioni di grandi dimensioni (500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus) ed elevato fattore di servizio (75-90%)

Stime al 2025:

| € / kg | Elettrolisi on site con autoconsumo da rinnovabili | SMR centralizzato | Elettrolisi centralizzata da rinnovabili | Elettrolisi on site da rete |
|---------------------|--|-------------------|--|-----------------------------|
| 50 kg/giorno (75%) | 8,94 | 9,36 | 11,47 | 15,66 |
| 100 kg/giorno (75%) | 7,30 | 7,71 | 9,82 | 14,01 |
| 200 kg/giorno (90%) | 6,25 | 6,66 | 8,77 | 12,97 |
| 500 kg/giorno (90%) | 5,75 | 6,16 | 8,27 | 12,47 |

EQUIVALENZA H2 = 6,02 € / kg

- IDROGENO: 1 kg per 100 km (autovettura leggera)
- Diesel: 3,6 kg (4,3 litri) per 100 km (autovettura leggera)
- Prezzo diesel (2019): 1,4 € / litro

(*) Fonte: H2IT Associazione Italiana
Idrogeno e Celle a Combustibile – Novembre 2019

Conclusioni

- L'idrogeno permette di sostituire i carburanti fossili nel settore dell'autotrazione, sia per il trasporto leggero che pesante
- La tecnologia Fuel Cells va raccomandata rispetto al motore a combustione interna in quanto più efficiente
- Tuttavia l'uso diretto dell'energia elettrica stoccata nelle batterie costituisce un sistema ancora più efficiente in quanto evita le trasformazioni tra i diversi vettori energetici; pertanto dove possibile sarebbe raccomandabile usare direttamente l'energia prodotta da fonti rinnovabili nell'auto elettrica, evitando le perdite di energia dovute alle trasformazioni
- Sembrerebbe più logico ed efficiente destinare l'uso dell'idrogeno principalmente nel settore heavy duty (Camion, TIR, Autobus, Treni, Navi) dove l'uso delle batterie non sembra proponibile per questioni di dimensioni, autonomia, tempi di ricarica
- Ovviamente tali considerazioni valgono nel caso di una e.e. prodotta da fonte rinnovabile

Conclusioni 2

- Per la produzione dell'idrogeno le principali tecnologie considerate sono lo Steam Reformer e l'Elettrolisi.
- Nel periodo di transizione energetica l'Elettrolisi non può essere considerata a zero emissioni di CO₂ in quanto la rete è ancora alimentata da centrali con fonti fossili. In tale scenario la produzione da Steam Reformer invece che da Elettrolisi alimentata dalla rete è migliore anche in termini di emissioni oltre che di efficienza.
- Il sistema di produzione di H₂ tramite ossidazione parziale di rifiuti urbani rappresenta una valida integrazione ai sistemi di produzione visti, in quanto permette di produrre H₂ ad un costo competitivo comportando emissioni di CO₂ nette pari a zero (considerando lo smaltimento di tali rifiuti necessario).