

PRODUZIONE E UTILIZZO DELL'IDROGENO NELLA MOBILITÀ SOSTENIBILE

Saluti istituzionali:

Ing. Fabrizio Mazzenga

Direttore, Direzione Regionale Trasporti, Mobilità, Tutela del Territorio, Demanio e Patrimonio, Regione Lazio

Prof. ing. Gino Bella

Direttore, Dipartimento Ingegneria, Università Niccolò Cusano Roma

Relatori:

Prof.ssa ing. Laura Tribioli

Prof. ing. Raffaello Cozzolino

Università Niccolò Cusano - Roma



16 Ottobre 2024

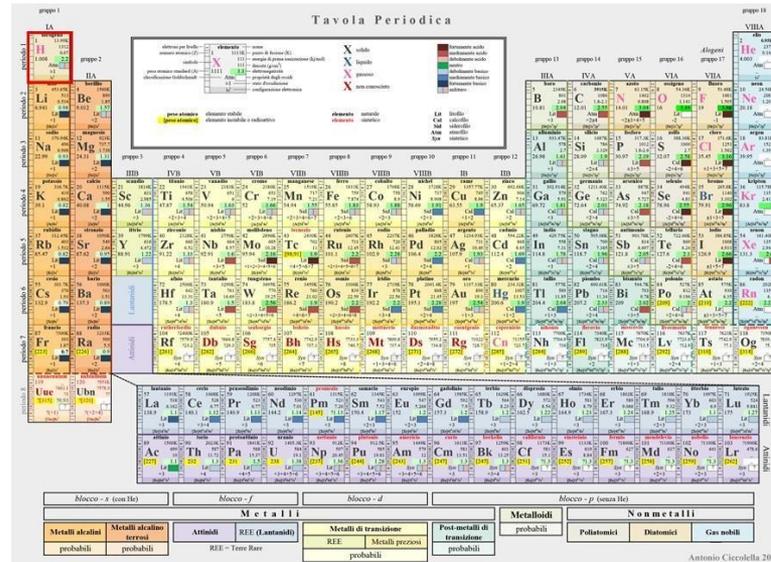


- **IDROGENO**
- **STRATEGIA EUROPEA E NAZIONALE**
- **PROCESSI PRODUZIONE DELL'IDROGENO**
- **COSTI DI PRODUZIONE**
- **TRASPORTO & STOCCAGGIO**

Idrogeno

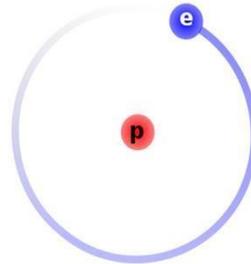


L'idrogeno è il primo elemento chimico della tavola periodica (numero atomico 1) e il più leggero. Allo stato libero si trova sotto forma di gas biatomico avente formula H_2 .

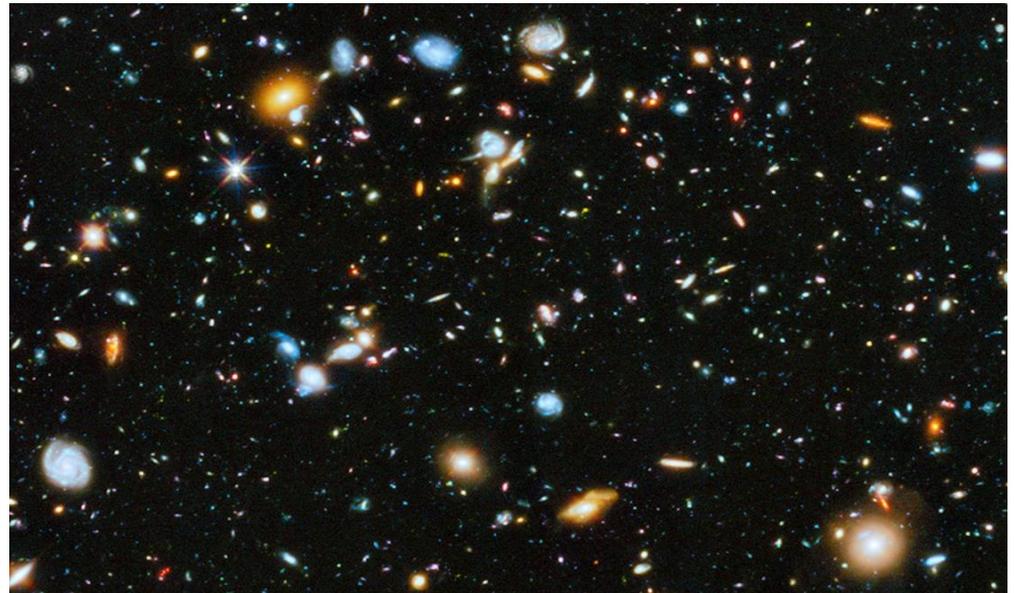


The image shows a standard periodic table with the element Hydrogen (H) highlighted in red. The table includes element symbols, atomic numbers, and names. Below the table, there are classification boxes for metals and non-metals.

Metalli		Non metalli	
Metalli alcalini	Metalli alcalino-terrosi	Politomici	Diatomici
probabili	probabili	probabili	Gas nobili



L'idrogeno è l'elemento più abbondante dell'universo, formando fino al 75% della materia in base alla massa e più del 90% in base al numero di atomi.



Idrogeno

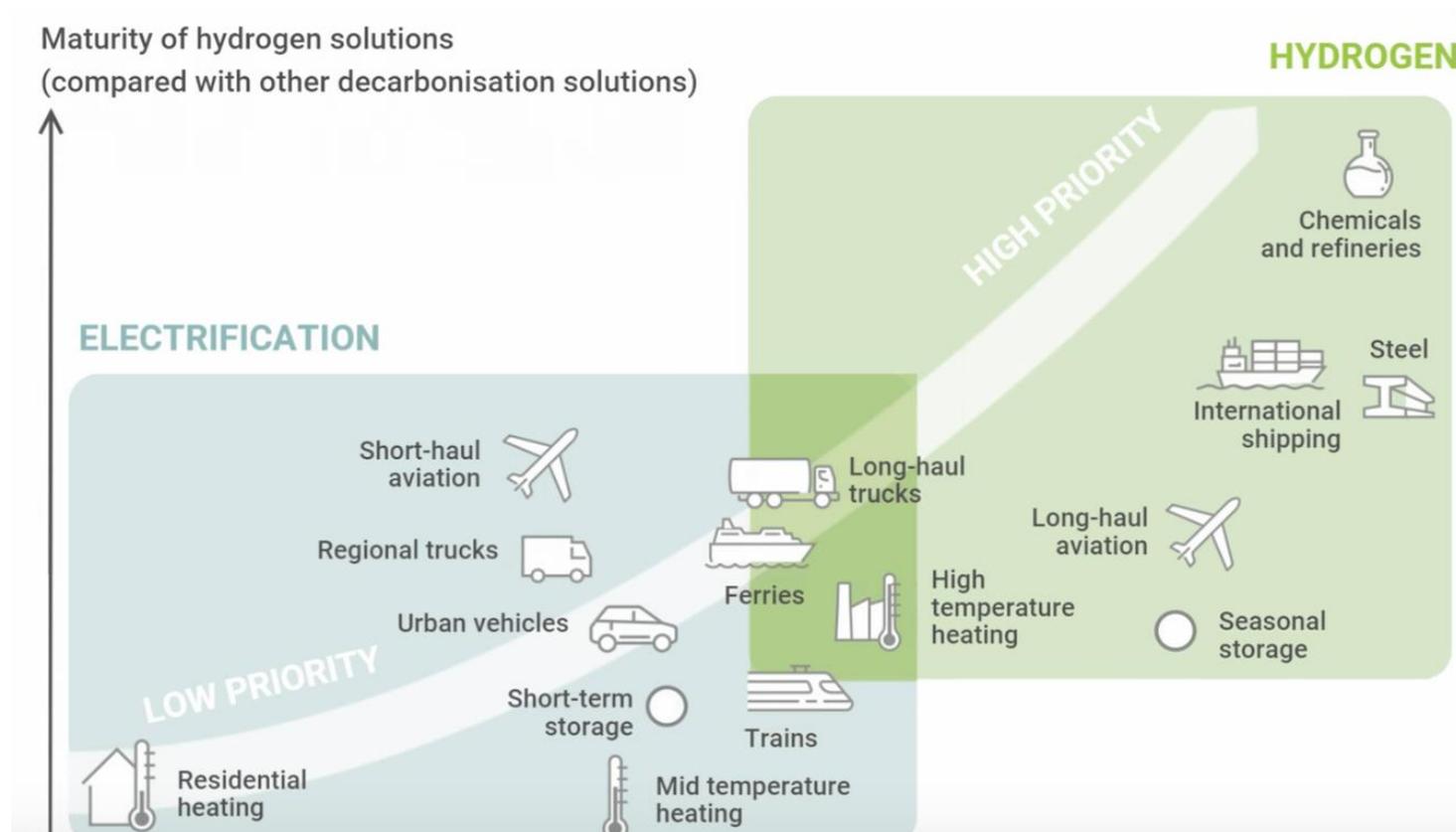


Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)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

L'idrogeno ha **un'elevata energia per unità di massa (120 MJ/kg**, a fronte di 55.6 MJ/kg del metano, 47.3 MJ/kg della benzina e 44.8 MJ/kg del diesel), ma **una bassa densità energetica per volume** circa ¼ di quella della benzina e circa 1/3 di quella del gas naturale.

Perché l'idrogeno ?

Alcuni **settori** di utilizzo finale **come i trasporti pesanti/marittimi/aeronautici e alcuni processi industriali (Hard-to-abate)** devono raggiungere una profonda decarbonizzazione e **sono difficili da elettrificare.**



2026



2030



2050

PNRR (2021)



Missione 2

- Componente 3 Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno (3,19 Mld€)

Interventi: aree dismesse Hard to Abate con 2 Mld €, mobilità stradale e ferroviaria, ricerca e sviluppo

- Componente 5 Ricerca e sviluppo Filiera Idrogeno (0,45 Mld€)

"FIT FOR 55" (2021)



Riduzione delle emissioni del 55% rispetto al 1990

PNIEC (2019)



Rinnovabili ed efficienza energetica per raggiungere gli obiettivi dell'UE

Strategia per l'Idrogeno(2021)



2% H₂/domanda energetica, 5 GWe da elettrolisi

RePower EU (2022)



Ridurre dipendenza dalla Russia

Green Deal (2019)



Ambizione di neutralità climatica dell'UE.

Strategia UE per l'Idrogeno (2020)



Penetrazione del 13-14% dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio

Strategia a lungo termine (2021)



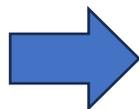
Completa decarbonizzazione entro il 2050.

A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe

#EUGreenDeal

8 July 2020

2020



The path towards a European hydrogen eco-system step by step :



Today - 2024

2025 - 2030

2030 -

From now to 2024, we will support the **installation of at least 6GW of renewable hydrogen electrolyzers in the EU**, and the production of **up to 1 million tonnes** of renewable hydrogen.

From 2025 to 2030, hydrogen needs to **become an intrinsic part of our integrated energy system**, with at least 40GW of renewable hydrogen electrolyzers and the production of **up to 10 million tonnes** of renewable hydrogen in the EU.

From 2030 onwards, **renewable hydrogen will be deployed at a large scale** across all hard-to-decarbonise sectors.



ACCELERATE
CLEAN ENERGY
TRANSITION

REPowerEU

PHASE OUT DEPENDENCY
ON RUSSIAN FOSSIL FUELS

DIVERSIFY
ENERGY
SOURCES

SAVE
ENERGY

SMART INVESTMENT
National and European plans:
reforms and investments,
faster permitting and innovation

2022

Il piano REPowerEU mira a ridurre rapidamente la nostra dipendenza dai combustibili fossili Russi.

Gli obiettivi REPower dell'UE per l'idrogeno verde entro il 2030 includono 10 milioni di tonnellate (Mt) di produzione nazionale e 10 Mt importati a livello internazionale da più partner globali.

2021



2% circa di penetrazione
dell'idrogeno nella
domanda energetica finale



Circa 5 GW di capacità di
elettrolisi per la produzione
di idrogeno



Fino a 8 Mton in meno di
emissioni di CO₂eq

- Opportunità di nuovi utilizzi di idrogeno fino a circa **200 kton/anno nel 2030** (2% sui consumi energetici finali)
- **Applicazioni industriali (settori Hard-To-abate)**
- **Applicazione per la mobilità (treni e mezzi pesanti)**
- **Miscelazione di idrogeno nella rete gas (blending)**



Fino a 10 mld € di investimenti per
H₂ (investimenti FER da aggiungere),
di cui metà da risorse e fondi ad hoc



Fino a 27 mld € di PIL
aggiuntivo



Creazione di oltre 200k
posti di lavoro temporanei
e fino a 10k di posti fissi

PIANO
NAZIONALE
DI RIPRESA
E RESILIENZA

#NEXTGENERATIONITALIA

Italia
domani

2021

Il PNRR conferma le indicazioni della strategia preliminare per l'idrogeno (alcuni obiettivi anticipati al 2026) attraverso la **Missione 2 "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica"**, specificamente dedicata alla "Promozione della produzione, distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno".

Sono in quest'ambito previste riforme di semplificazione amministrativa e armonizzazione normativa (abbattere le barriere) oltre che misure di supporto alla competitività delle aziende nazionali.

In particolare sono previsti investimenti per **3,19 MLD Euro**:

- 500 Milioni € per la produzione di H₂ ecosistemi e Hydrogen Valleys in aree industriali dismesse
- 2000 Milioni € per l'utilizzo in settori Hard-To-Abate
- 230 Milioni € per la sperimentazione dell' H₂ nel trasporto stradale
- 300 Milioni € per la sperimentazione dell' H₂ nel trasporto ferroviario
- 160 Milioni € per attività di R&S sulle tecnologie dell'H₂

Il MIT ha approvato 36 progetti per stazioni di rifornimento di idrogeno. Le aree scelte riguardano soprattutto le zone strategiche per i trasporti stradali pesanti, come l'asse stradale del Brennero, del corridoio est-ovest da Torino a Trieste e dei corridoi europei TEN-T

STAZIONI DI RIFORNIMENTO IDROGENO APPROVATE

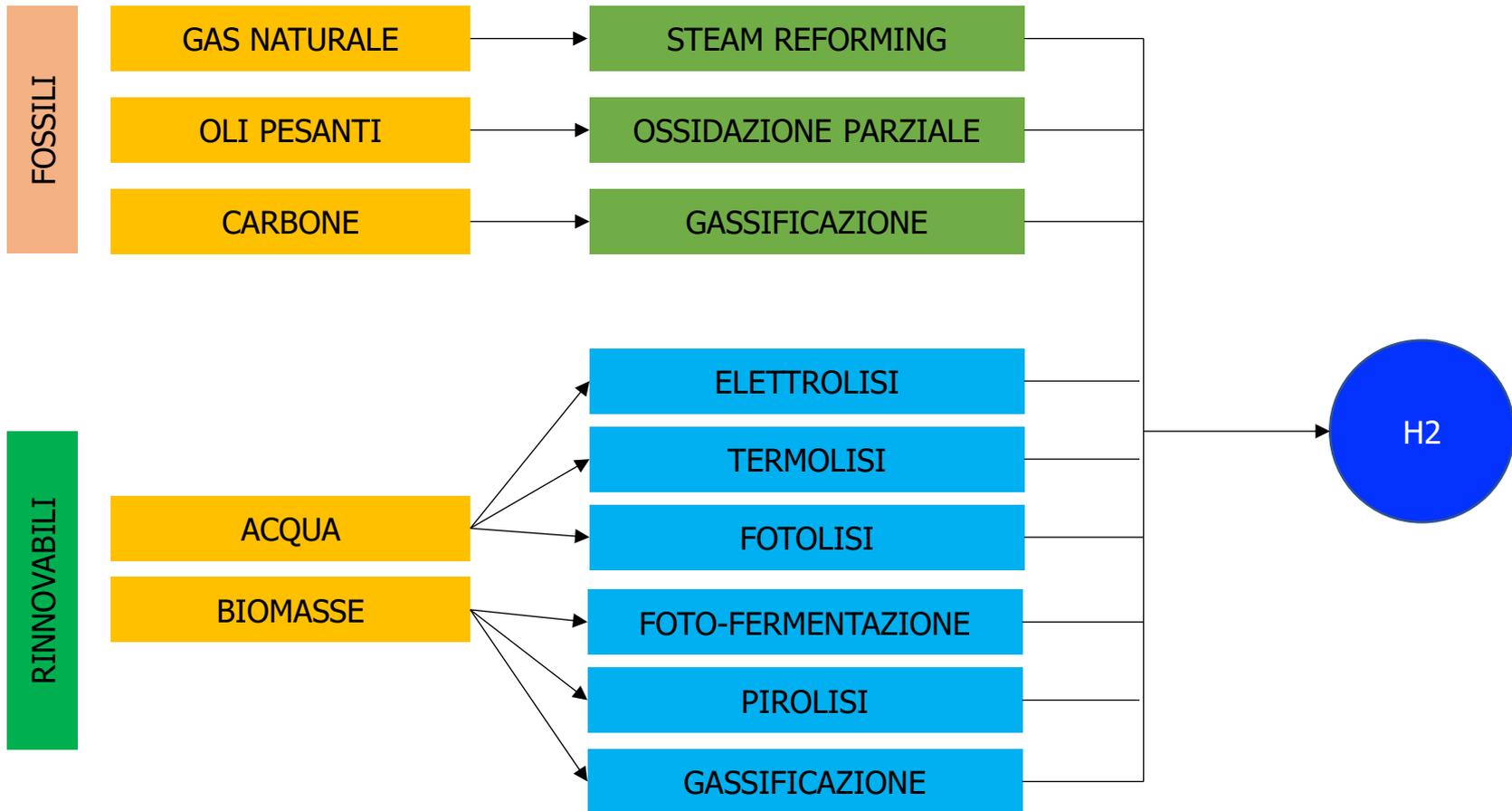


- Autostrade del Brennero**
Lavis Est (TN) - Lavis Ovest (TN)
- Verona - Vipiteno (BZ)
- Snam 4 Mobility**
Arquata Scrivia (AL) - Avezzano (AQ) - Bari - Belforte Ovada (AL)
- Limena (PD) - Monselice (PD)
- Torrazza Piemonte (TO) - Torre d'Isola (PV)
- Sapio - Keropetrol**
Mantova - Vicolungo (NO)
- Sasa**
Bolzano - Merano (BZ)
- Q8 Petroleum Italia**
Porpetto (UD) - Roma (x2)
- Gemmo - SimplifHy SB**
San Donà di Piave (VE)
- Beyfin Soc. Benefit**
Le Fosse (AR)
- Sol**
Pollein (AO)
- Milano Serravalle**
Carugate Est (MI) - Carugate Ovest (MI) - Tortona (AL)
- ENI S. Mobility**
Mestre (VE) - San Donato Milanese (MI) - Taranto
- Green Factory**
Paese (TV)
- Edison**
Meolo (VE) - Piacenza - San Bonifacio (VR)
- Alperia Greenpower**
Brunico (BZ)
- Dilella Invest - Hope**
Bari
- Tecagas**
Lamezia Terme (CZ)
- Italgas Reti**
Sestu (CA)

Produzione idrogeno



Attualmente la **produzione** annuale di idrogeno **in Europa** è di circa **10,5 milioni di tonnellate**, principalmente attraverso il **reforming del metano** (SMR).



Produzione idrogeno



COLORI DELL'IDROGENO



PERCENTUALE DI RISPETTO PER L'AMBIENTE

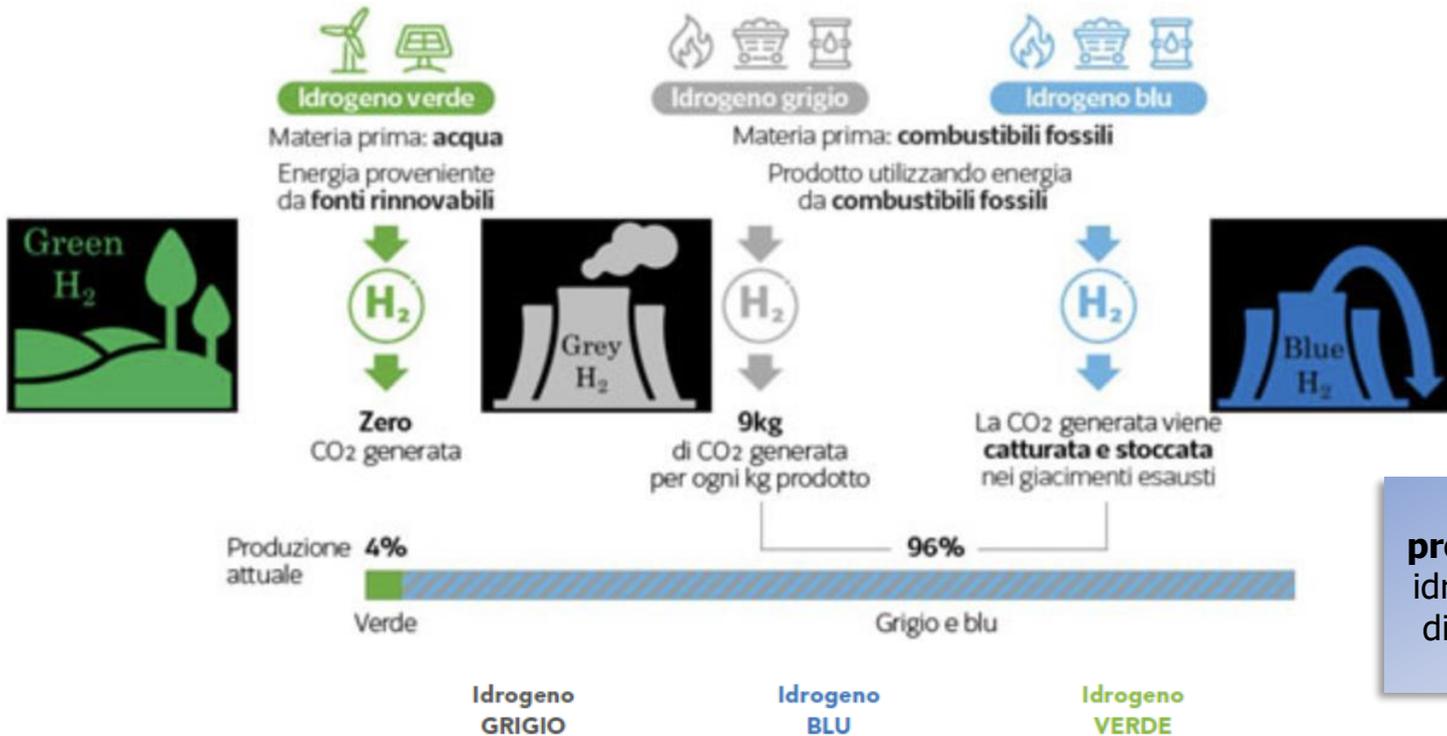
100% 66% 33% 0%



Produzione idrogeno



IMPATTO DELL'IDROGENO



Attualmente la **produzione** annuale di idrogeno **nel Mondo** è di circa **97 milioni di tonnellate**

Idrogeno GRIGIO	Idrogeno BLU	Idrogeno VERDE
Steam reforming	Steam reforming o gassificazione con CCUS	Elettrolisi
Gas metano	Gas metano Carbone	Energia elettrica rinnovabile
9-10 tCO ₂ /tH ₂	da 1 a > 6 tCO ₂ /tH ₂	0 tCO ₂ /tH ₂

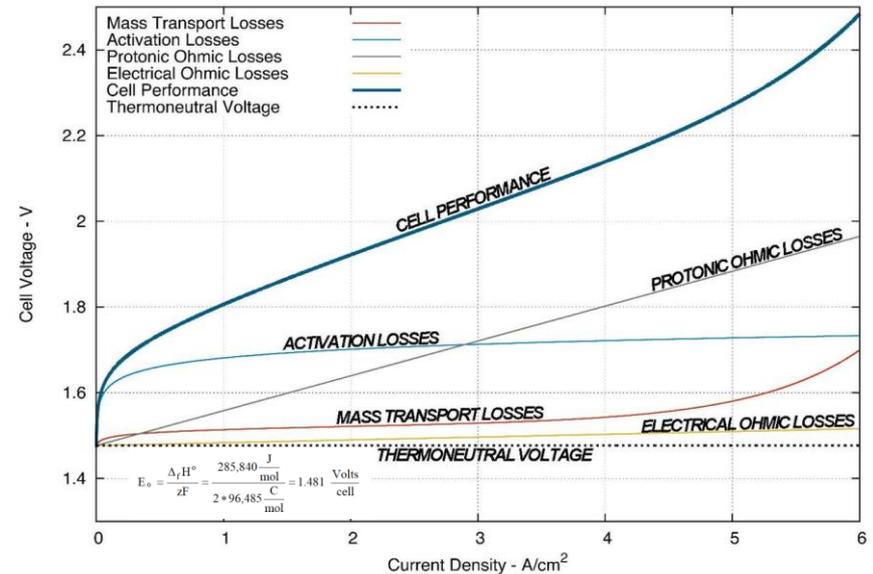
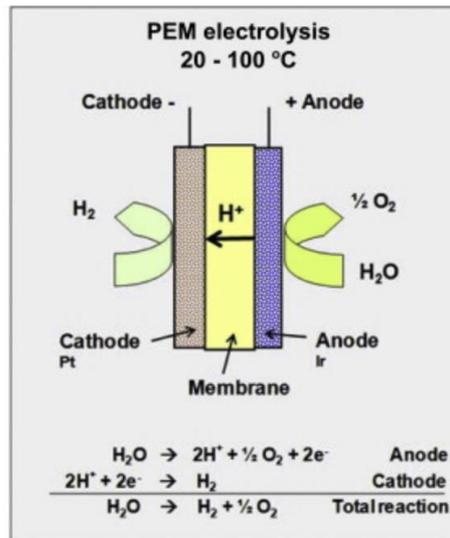
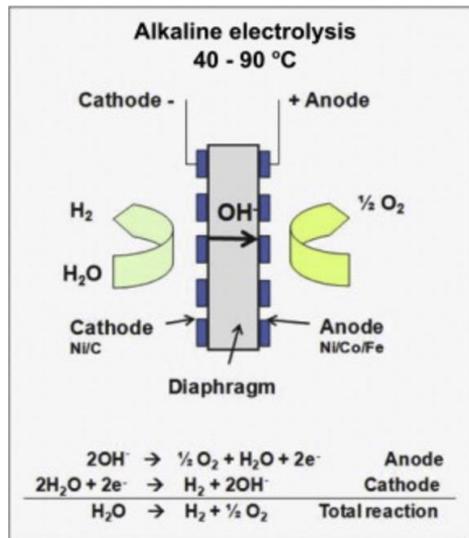
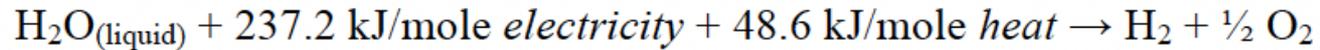


Produzione idrogeno Verde

ELETTROLISI

L'elettrolisi è un processo in cui si **impiega l'energia elettrica** per far avvenire una reazione chimica di ossidoriduzione non spontanea $DG > 0$.

L'elettrolisi dell'acqua permette la rottura dei legami della molecola di H_2O formando idrogeno (H_2) e ossigeno (O_2).



Tensione reale

$$V_{cell} = E_{rev} + \eta_{act,an} + \eta_{act,cat} + \eta_{ohm} + \eta_{diff,an} + \eta_{diff,cat}$$

Attivazione

Ohmiche

Diffusione

Flusso molare H_2

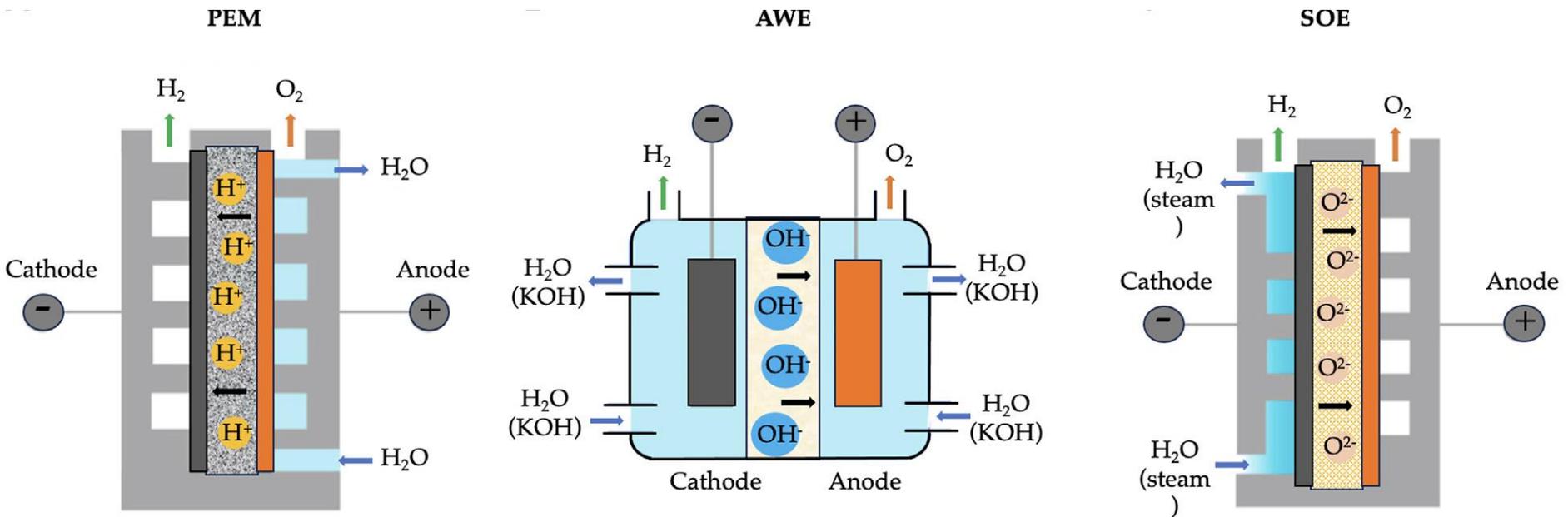
$$n_{H_2} = \frac{I}{2 \cdot F}$$

Produzione idrogeno Verde



ELETTROLIZZATORE – Tipologie

La tecnologia dell'elettrolisi comprende tre tipi principali di elettrolizzatori, elettrolizzatore alcalino (AWE), elettrolizzatore a membrana a scambio protonico (PEM) e elettrolizzatore a ossidi solidi (SOE):



Produzione idrogeno Verde



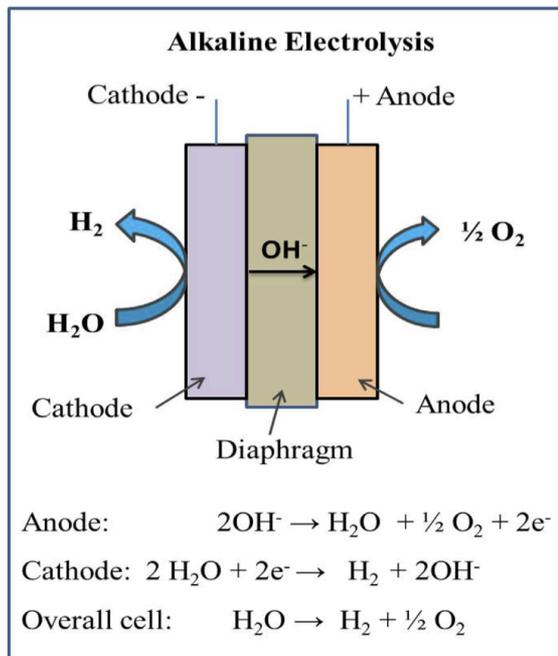
ELETTROLIZZATORE – AWE

Tecnologia più matura ed estesa a livello commerciale mondiale.

È caratterizzato dall'aver **due elettrodi immersi in un elettrolita liquido alcalino** costituito da una **soluzione di idrossido di potassio (KOH)** con concentrazione del **20-30%**.

I **due elettrodi** sono **separati da un diaframma** (Zirfon), che ha la funzione di tenere separati tra loro i gas prodotti per ragioni di efficienza e sicurezza. Il diaframma deve anche essere permeabile agli ioni idrossido e alle molecole d'acqua.

Attualmente i **costi d'investimento sono i più bassi** (500- 1.400 \$/kWe)



Gli elettrolizzatori alcalini operano a **temperature comprese tra 70°C e 90°C** e tipicamente presentano **efficienza compresa tra il 50% e il 78%**.

Presentano **bassa densità di corrente (0.2-0.8 A/cm²)**, e un **tempo di risposta moderato**, misurato in secondi, rendendoli adatti a servizi che richiedono variazioni in tempi rapidi-moderati.

Sono altamente scalabili, in grado di produrre elevata purezza idrogeno e con una **lunga vita utile (80.000 ore)**.

Produzione idrogeno Verde



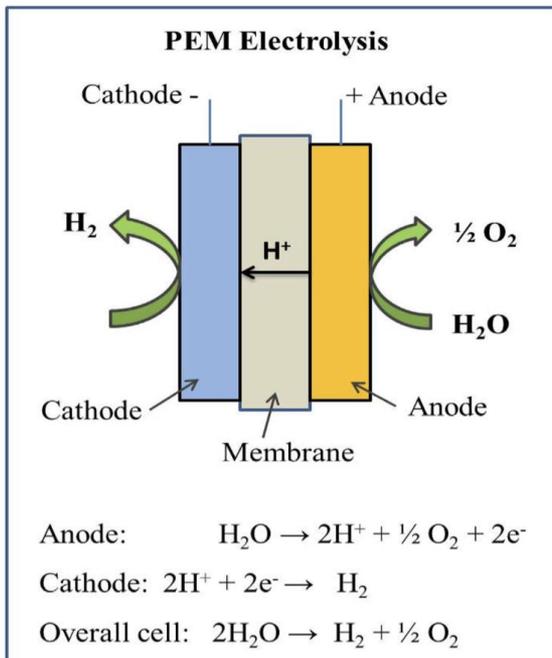
ELETTROLIZZATORE – PEM

Tecnologia più recente (anni 60') **sviluppata per superare gli inconvenienti degli alcalini.**

È caratterizzato dall'aver **due elettrodi interposti da un elettrolita solido** ovvero una **membrana elettrolitica polimerica** (Nafion®), capace di fornire un'elevata conduttività protonica, un basso crossover di gas, un design del sistema compatto e un funzionamento ad alta pressione.

Il **basso spessore della membrana** (~20–300 µm di spessore) e **la durata** sono i **principali svantaggi** di un elettrolizzatore con membrana polimerica solida.

Attualmente i **costi d'investimento sono alti** (1.100 e 1.800 \$/kWe)



Gli elettrolizzatori polimerici operano a **temperature comprese tra 50°C e 80°C** e tipicamente presentano **efficienza compresa tra il 50% e il 83%**.

Presentano **un'elevata densità di corrente (sopra 2 A/cm²)**, ed il **tempo di risposta rapido**, sull'ordine di millisecondi, che li rende ideali per le applicazioni che richiedono un controllo preciso e regolazioni rapide.

Purtroppo presentano un **vita utile moderata (50.000 ore)** e va presa in considerazione la durata della membrana.

Produzione idrogeno Verde



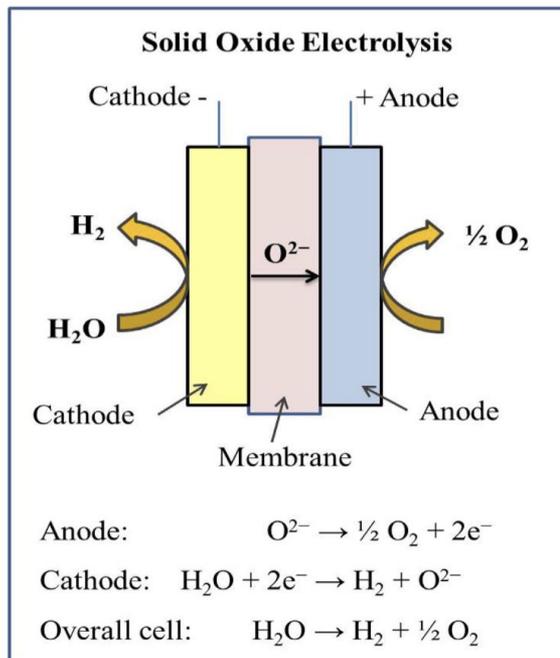
ELETTROLIZZATORE – SOE

Tecnologia recentissima e ancora in fase di ricerca e sviluppo R&D.

È caratterizzato dall'aver **due elettrodi porosi** e uno **denso strato elettrolitico** generalmente costituito da zirconio (ZrO_2) drogato con ittrio (Y_2O_3), **chiamato YSZ (zirconia stabilizzata con ittrio)**.

Limitata flessibilità operativa a causa delle alte temperature operative, che comportano elevata inerzia e richiedono lenti transitori termici per non compromettere i materiali.

Attualmente i **costi d'investimento sono ancora troppo elevati** (2.800 - 5.600 \$/kWe)



Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi operano a **temperature molto elevate**, tipicamente tra **700°C e 850 °C** e sono riconosciuti per il loro potenziale di **alta efficienza superiori all' 85%**.

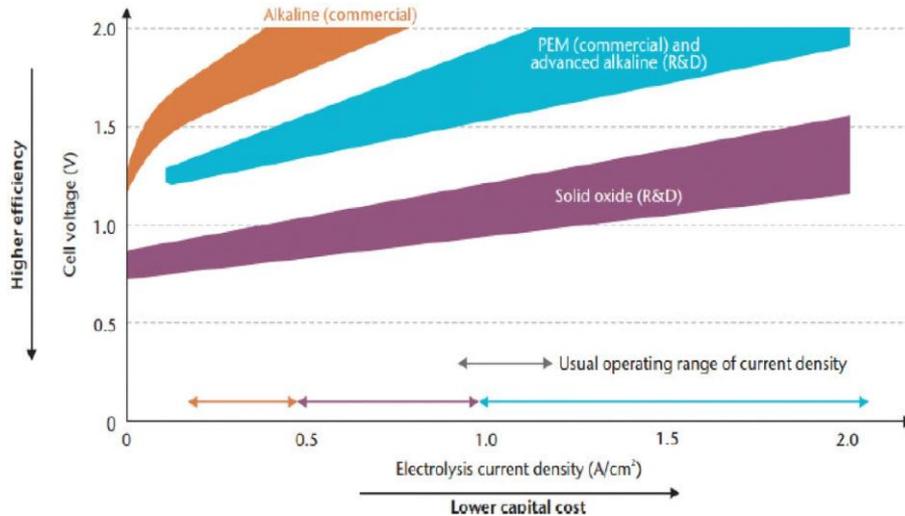
Presentano **moderata densità di corrente (0.3-1 A/cm²)**, e un **tempo di risposta moderato**, misurato in secondi, rendendoli adatti a servizi che richiedono variazioni in tempi rapidi-moderati.

Purtroppo presentano una **vita breve (20.000 ore)** e trovano applicazioni in contesti industriali su larga scala.

Produzione idrogeno Verde



CONFRONTO ELETTROLIZZATORI



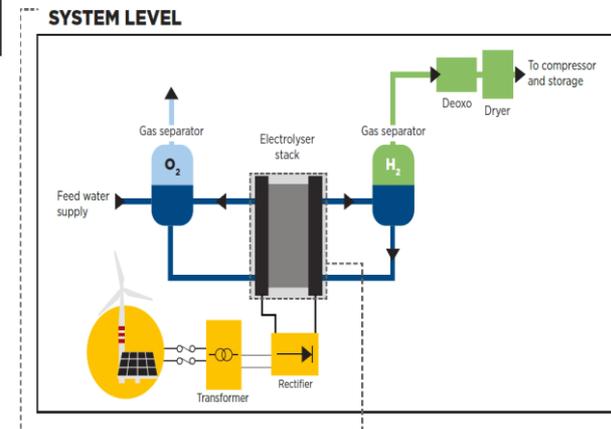
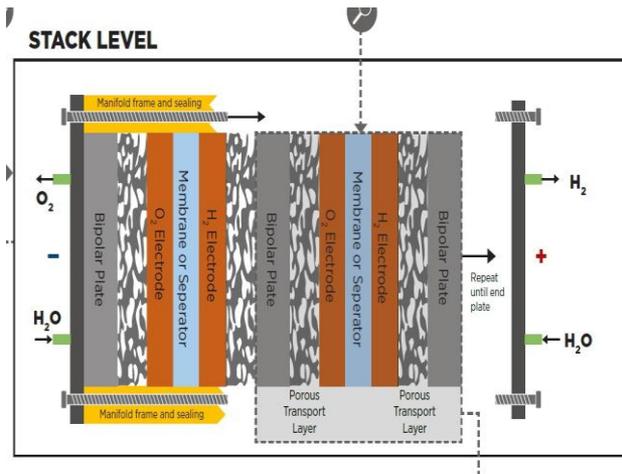
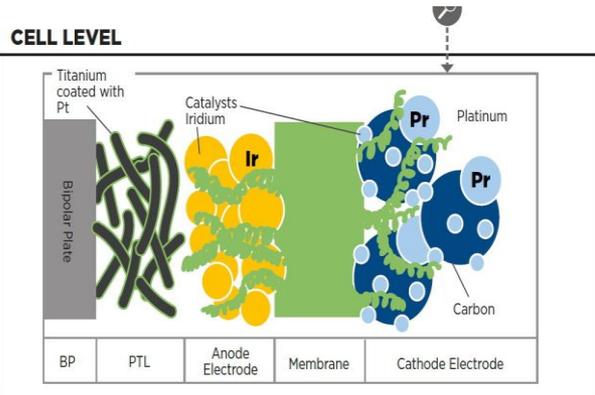
- A causa delle grandi perdite ohmiche sostenute attraverso l'elettrolita liquido e il diaframma poroso, le **prestazioni degli alcalini sono normalmente a bassa densità di corrente** e richiede uno stack voluminoso su scala MW.
- Gli **elettrocatalizzatori dei sistemi PEM sono metalli nobili come Pt/Pd e IrO₂/RuO₂ che rendono l'elettrolizzatore PEM più costoso**. Pertanto, una delle principali sfide è ridurre i costi di produzione e mantenere comunque l'alta efficienza.

Specification	AWE	PEM	SOE
Electrolyte	Alkaline (KOH)	Solid Polymer (Nafion)	Solid ceramic
Temperature, °C	70-90	50-80°C	700-850°C
Efficiency	50-78%	50-83%	89%
Energy consumption, kWh/kg h ₂	47-66	47-66	35-50
Pressure, bar	<30	<70	1
Current density, A/cm ²	0.2-0.8	1-2	0.3-1
Voltage range, V	1.4-3	1.4-2.5	1.0-1.5
Response Time	seconds	milliseconds	seconds
Lifetime, hr	80000	50000	20000
Application	Large-scale	Small to medium-scale	Large-scale
Hydrogen Purity	99.5-99.9%	99.9%	99.9%
Development status	Mature	Commercialized	R & D

Produzione idrogeno Verde



Cella - Stack - Sistema



Produzione idrogeno Verde



Stack AWE vs. Stack PEM

1 MW stack ~ 20 m³



1 MW stack ~ 2 m³

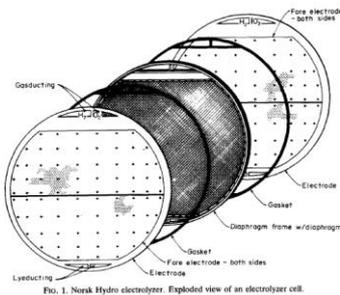
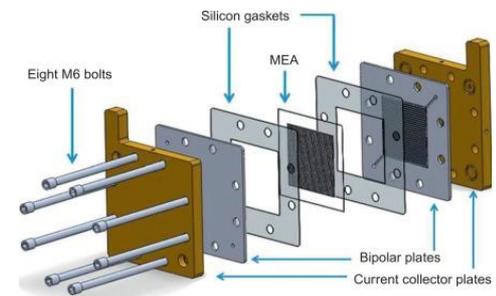


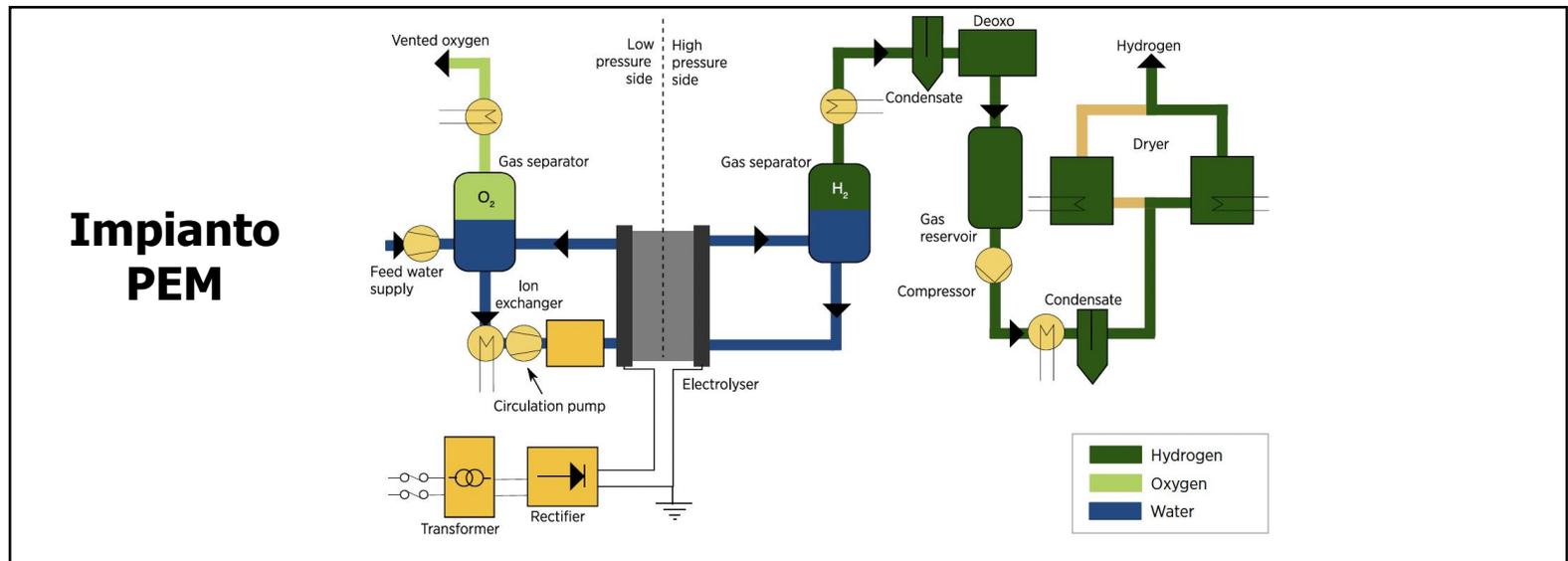
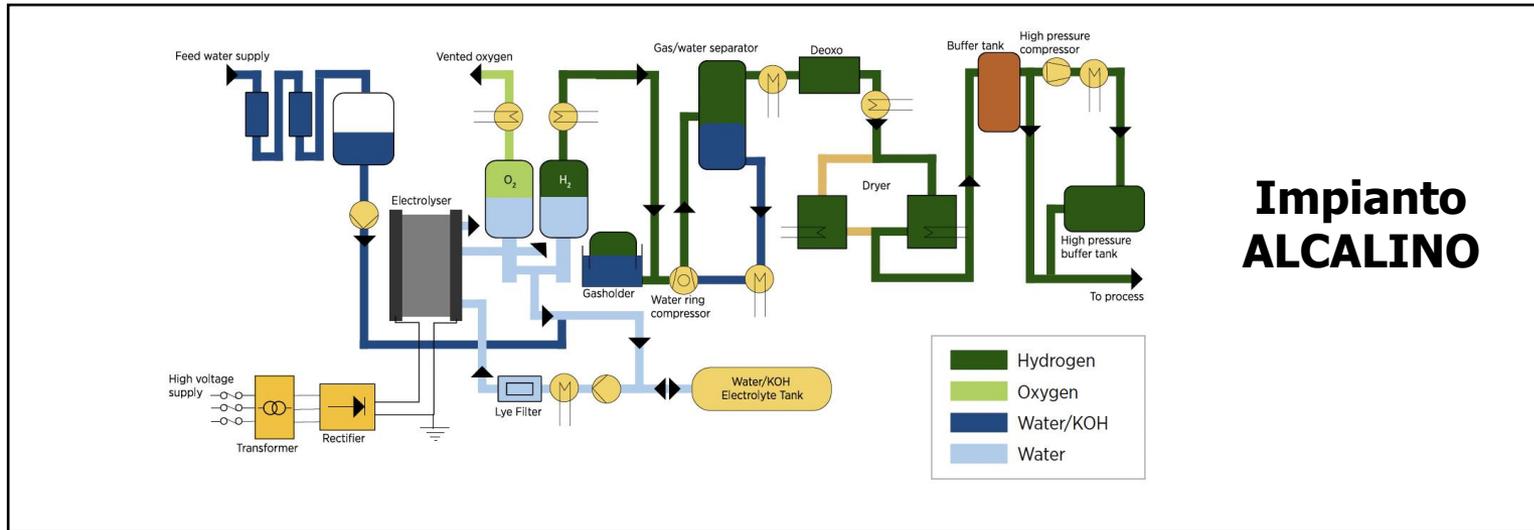
Fig. 1. Norsk Hydro electrolyzer. Exploded view of an electrolyzer cell.



Produzione idrogeno Verde



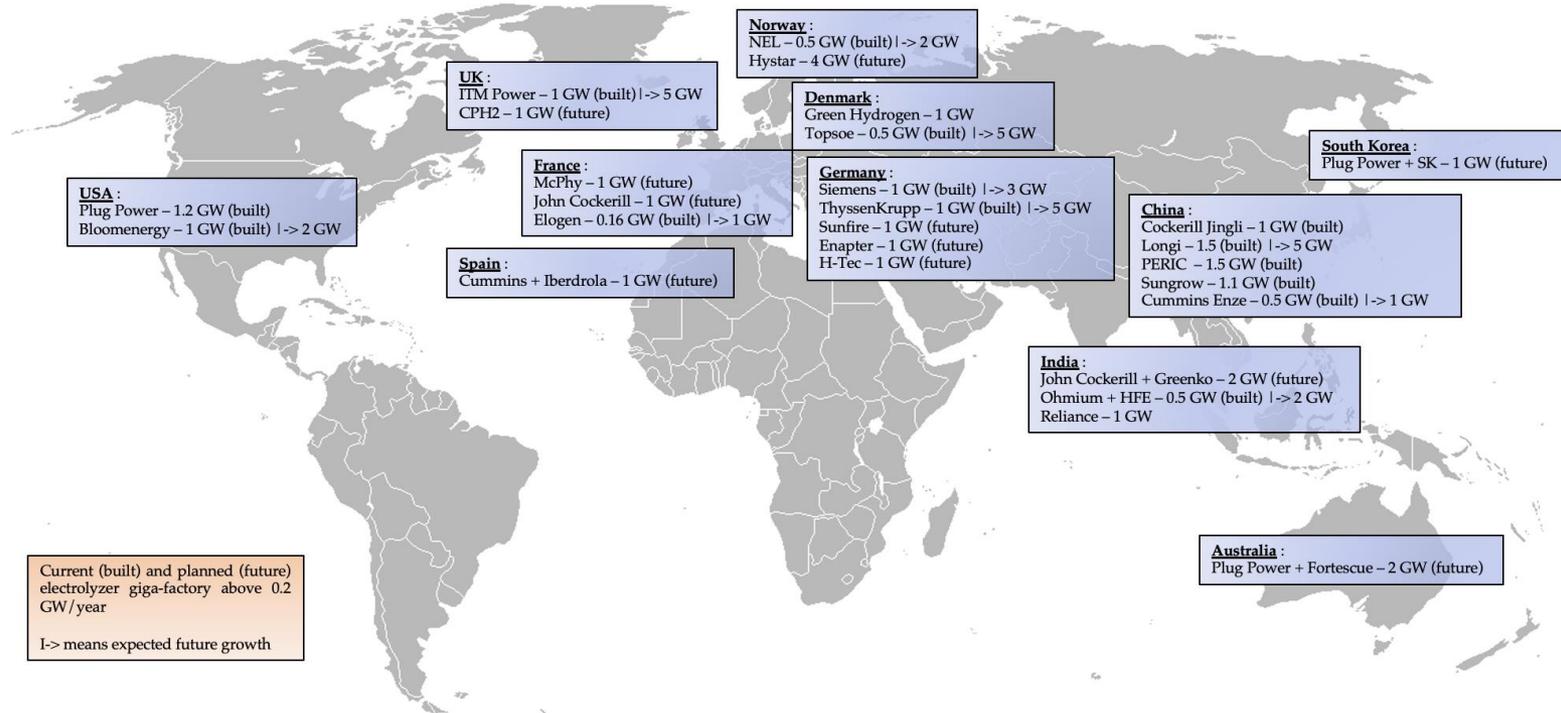
SISTEMI - AWE vs. PEM



Produzione idrogeno Verde



CAPACITÀ MANIFATTURIERA



La **capacità produttiva manifatturiera** globale di elettrolizzatori ha raggiunto quasi **14 GW nel 2023**, con un aumento di oltre il 35% rispetto al 2022.

La regione **Europa, Medio Oriente e Africa (EMEA)** e la regione **Asia-Pacifico (APAC)** rappresentano la maggior parte della capacità produttiva globale, con circa il **40%** e il **45%** rispettivamente.



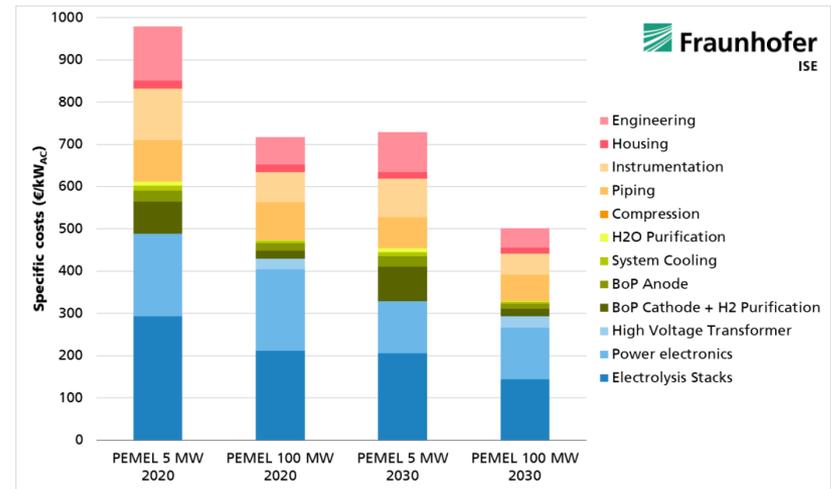
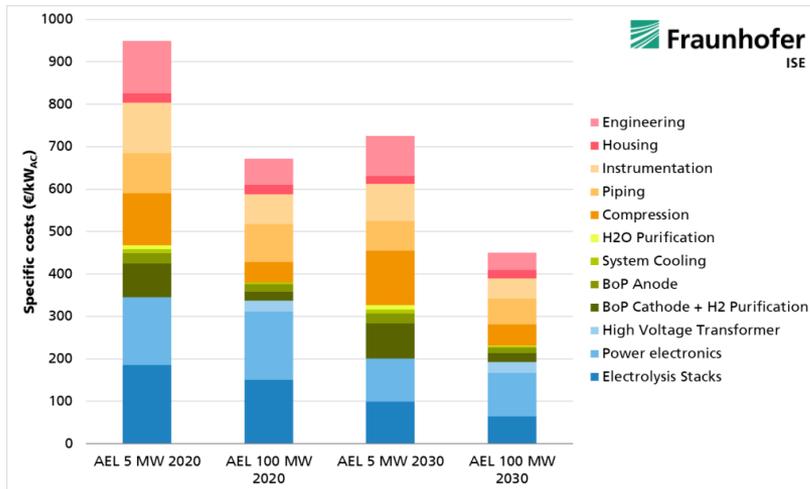
Produzione idrogeno Verde

AWE CAPEX vs. PEM CAPEX

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74
CAPEX (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200
	1400	850	700	1 800	1 500	900

CAPEX considera i costi di sistema, dell'elettronica di potenza, e del BOP dell'impianto; Gli intervalli CAPEX riflettono diverse dimensioni del sistema e incertezze nelle stime future.

- I costi di capitale al 2020 erano compresi tra **500 e 1400 USD/kW** per i sistemi alcalini e **tra 1100 e 1800 USD/kW** per i sistemi PEM.
- Entro il 2030, i costi di capitale sono stimati leggermente inferiori rispetto al 2020, essendo compresi rispettivamente tra **400-850 USD/kW** per i sistemi per alcalini e **650-1500 USD/kW** per i PEM.



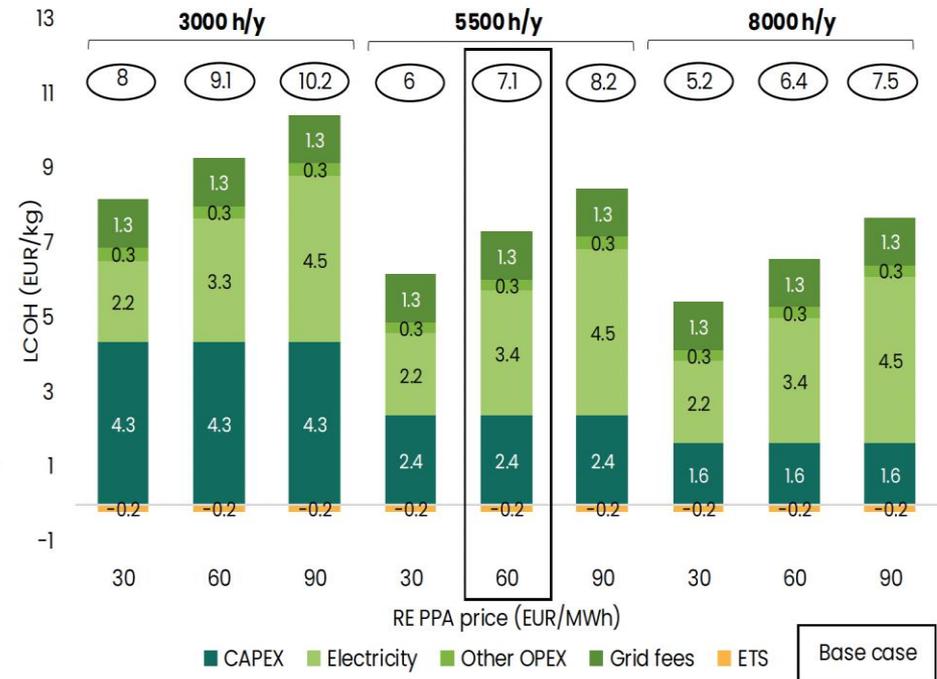
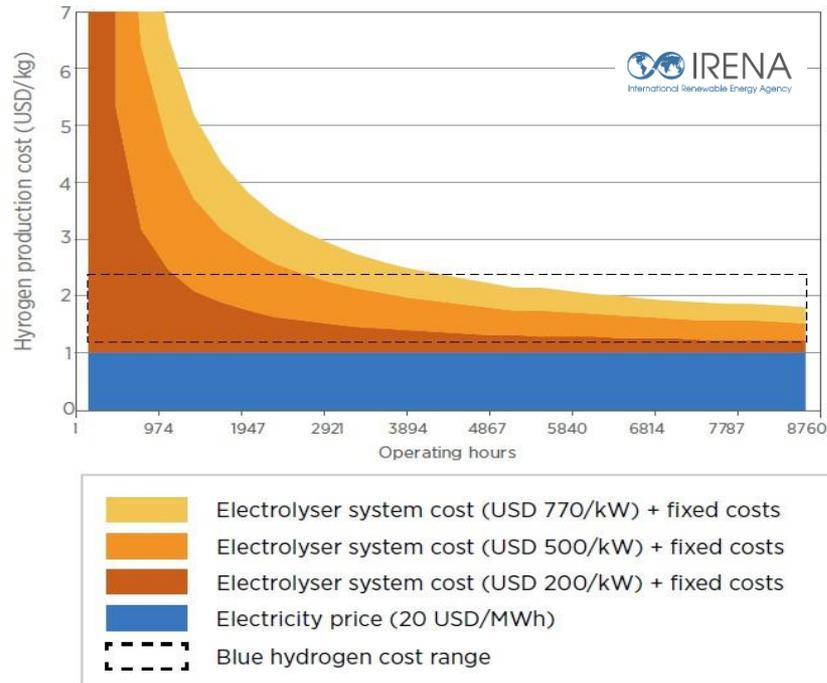
- ❖ Riduzione dei costi degli attuali elettrolizzatori alcalini e PEM dal passaggio a sistemi multi-stack più grandi .

- ❖ Le **future riduzioni** dei costi saranno influenzate dalle **innovazioni nelle tecnologie stesse** (materiali meno costosi per elettrodi e membrane) e dalle **economie di scala nei processi di produzione** (ad esempio dallo sviluppo di elettrolizzatori più grandi) e **nei volumi di produzione**.



Produzione idrogeno Verde

COSTO DELL'IDROGENO (LCOH)

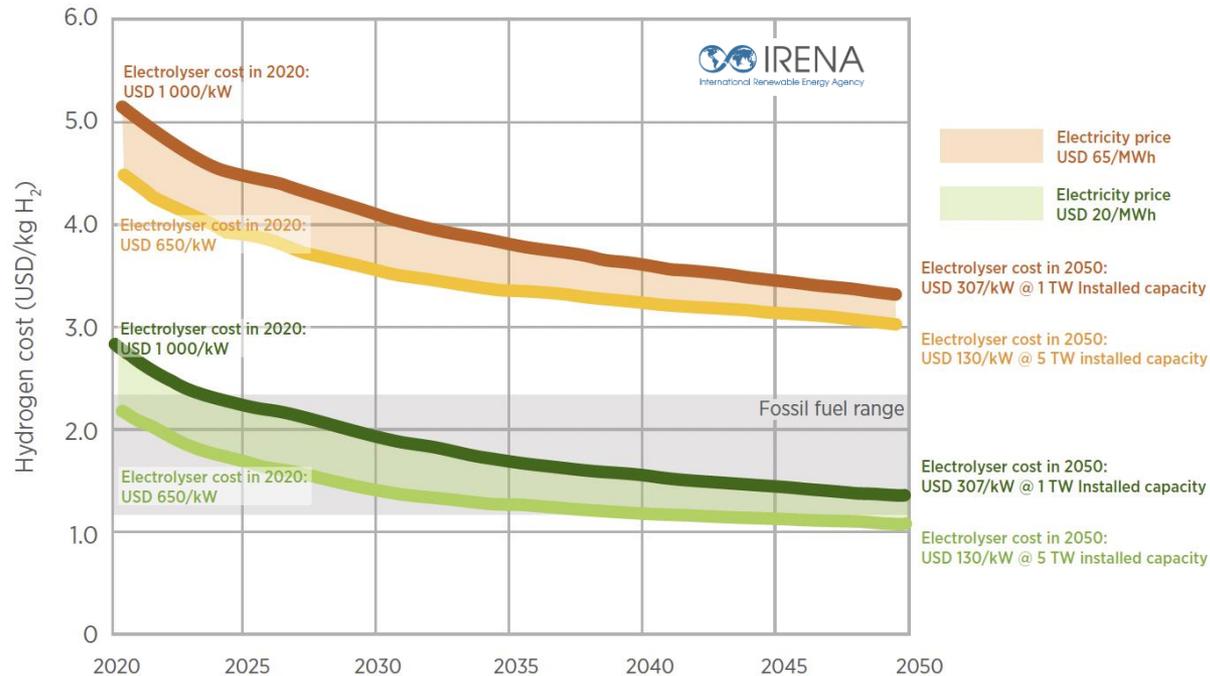


- **Con l'aumento delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, l'impatto dei costi CAPEX sul costo livellato dell'idrogeno diminuisce e l'impatto dei costi dell'elettricità aumenta.** L'elettricità a basso costo disponibile a un livello tale da garantire che l'elettrolizzatore possa funzionare a pieno carico per tante ore è quindi essenziale per la produzione di idrogeno a basso costo.

Produzione idrogeno Verde

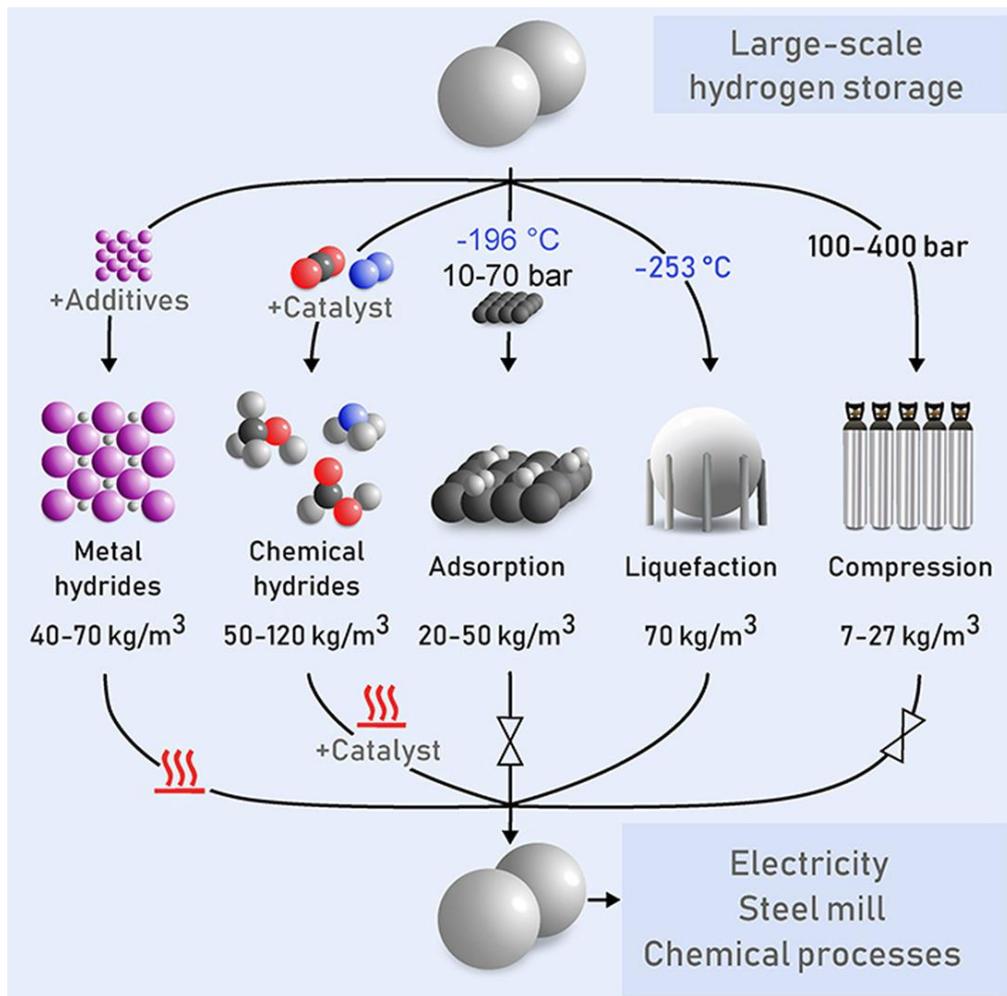


COSTO DELL'IDROGENO dal 2020 al 2050



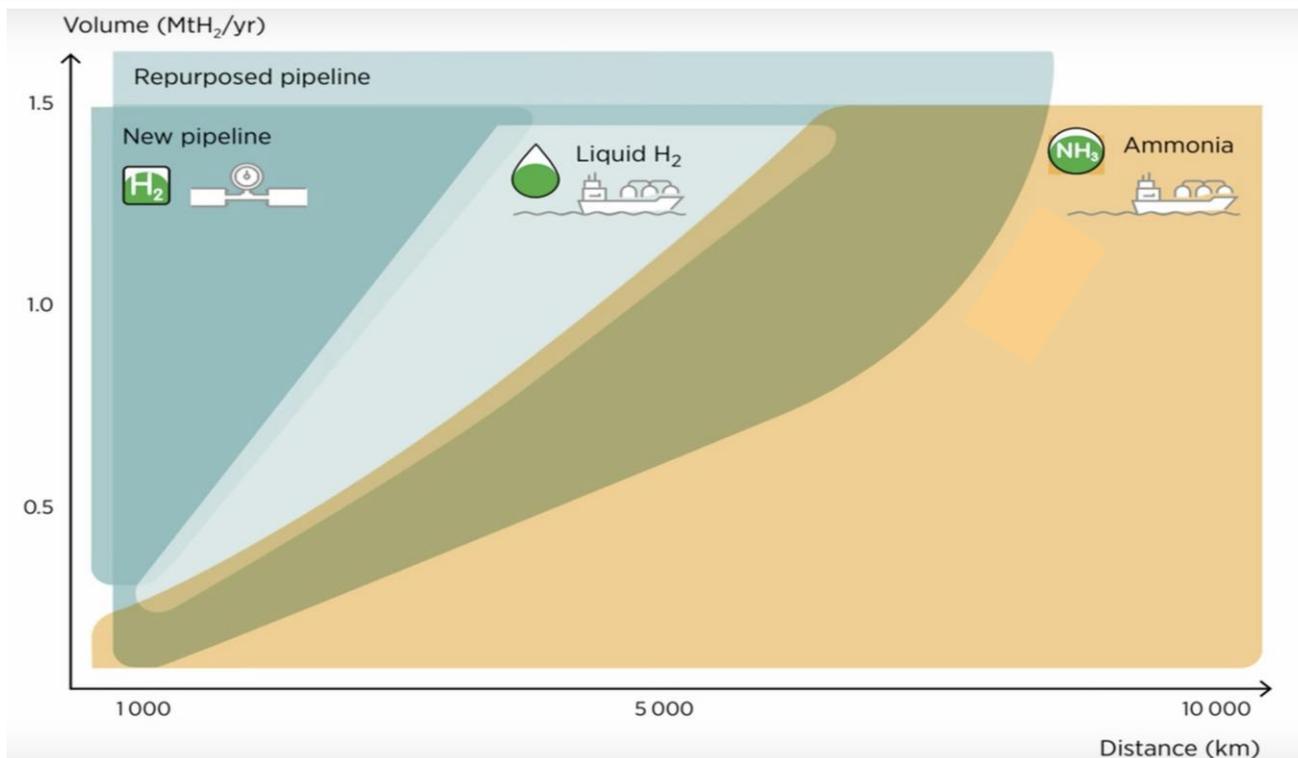
- **Il basso prezzo dell'elettricità è essenziale per la produzione competitiva di idrogeno verde**, infatti la sola riduzione dei costi degli elettrolizzatori non può compensare gli alti prezzi dell'elettricità.
- La combinazione di **bassi costi dell'elettricità (20 USD/MWh)**, un percorso di **riduzione aggressivo dei costi degli elettrolizzatori** può rendere l'idrogeno verde più economico, dove nello scenario migliore può già essere prodotto **a costi competitivi con l'idrogeno blu (2 USD/kg)**.

METODI DI STOCCAGGIO



- La richiesta energetica per la **compressione a 700 bar è circa 4-6 kWh/kg** (circa il 15 % del contenuto energetico)
- La richiesta energetica per la **liquefazione è circa di 12-13 kWh/kg** (circa il 35% del contenuto energetico).
- La richiesta energetica per l'**adsorbimento è circa di 7 kWh/kg** (circa il 21 % del contenuto energetico)
- La richiesta energetica per gli **idruri metallici è circa di 11-12 kWh/kg** (circa il 33 % del contenuto energetico).
- La richiesta energetica per gli **idruri chimici ad esempio ammoniaca è circa 4 kWh/ kg** (circa il 12 % del contenuto energetico).

METODI DI TRASPORTO



- Il costo del trasporto dell'**idrogeno gassoso tramite condotte** è di gran lunga il modo più economico con valori circa di **0.1 USD/kg per lunghezze fino a 500 km, e 1 USD/kg per lunghezze superiori ai 1000 km.**
- Il costo del trasporto dell'**idrogeno liquido** è **1-2 USD/kg su camion entro 500 km e 2-3 USD/kg su nave** per distanze comprese tra 1000 km e 5000+ km, a causa della necessità di un metodo di stoccaggio ben isolato.
- Il costo del trasporto su nave dell'**idrogeno tramite ammoniaca** **2+ USD/kg**

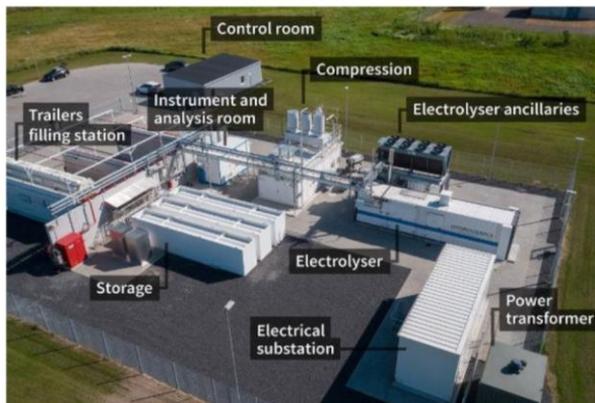
Progetti e Impianti pilota



P2G-BioCat, Danimarca // Alcalino da 1 MW alimentato da eolico in eccesso per produrre idrogeno da immettere nella rete del gas naturale.



Demo4Grid, Austria // Alcalino pressurizzato da 3,2 MW, che produce allo stesso tempo idrogeno verde sia per il sito di produzione alimentare MPREIS in Austria, sia per il rifornimento di camion a celle a combustibile.



HyBalance, Denmark // PEM da 1,2 MW per produrre idrogeno verde utilizzato per scopi PtG e di mobilità.



H2FUTURE, Austria // PEM da 6 MW che produce idrogeno verde per l'acciaiera VOESTALPINE



REFHYNE, Germany // PEM 10 MW che produce idrogeno per i processi di raffinazione

- **MOTIVAZIONI**
- **STATO ATTUALE E TARGET NAZIONALI**
- **FUEL CELLS**
- **VEICOLI A FUEL CELL E STOCCAGGIO**
- **BUS A IDROGENO: QUALCHE NUMERO**

Idrogeno nell'autotrazione. Perché?



- Riduzione della dipendenza dai combustibili fossili
- Zero emissioni (locali)
- Efficienza elevata (rispetto ai motori a combustione interna)
- Autonomia maggiore dei BEV (indipendente dalla temperatura)
- Integrazione con energie rinnovabili (stoccaggio energia/economia circolare)
- Breve tempo di rifornimento (pochi minuti)
- Stazioni di rifornimento scalabili (economie di scala)
- Stesso gruppo propulsore elettrico dei BEV (economie di scala)
- Silenzioso/Semplici/Affidabili (Cella vs BoP)

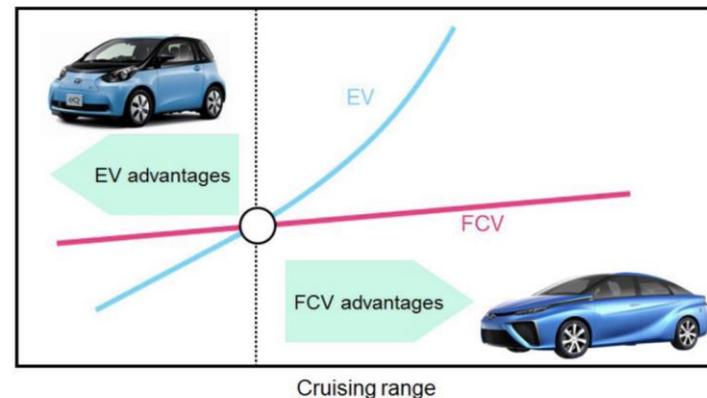
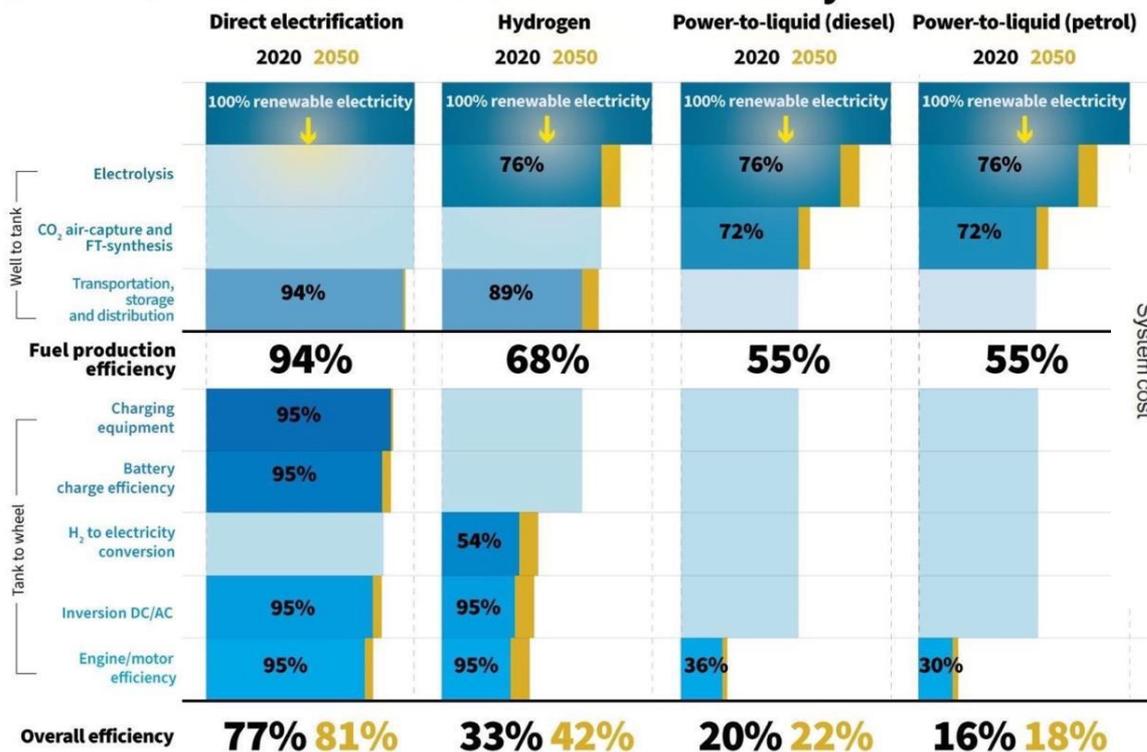


Idrogeno nell'autotrazione. Perché?



Confronto con altre tipologie di trazione

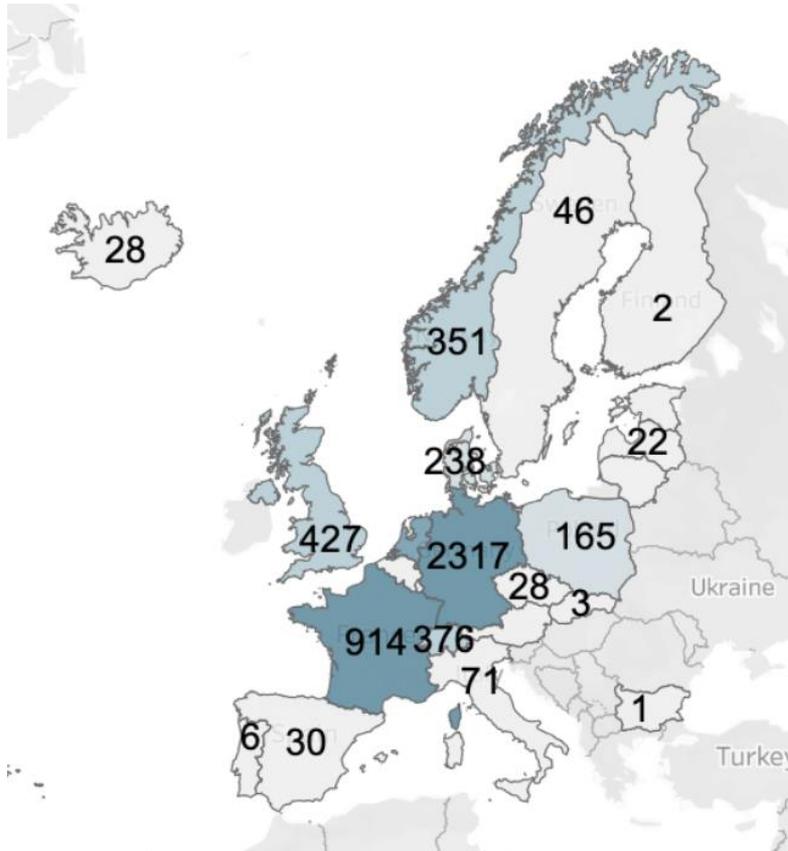
Cars: direct electrification most efficient by far



Diffusione veicoli e stazioni di rifornimento

Nel 2023, il numero totale di veicoli a fuel cell (Cars/Buses/Vans/Trucks) era 5939 in Europa. Distribuzione estremamente disomogenea: 2317 in Germania, 914 in Francia, 71 in Italia (13 bus e 58 veicoli per trasporto passeggeri).

Alla fine del 2023, 921 stazioni operative in tutto il mondo. Distribuzione estremamente disomogenea: principalmente Asia orientale, con Cina, Giappone e Corea del Sud, Europa centrale e lungo le coste orientale e occidentale degli Stati Uniti. 265 stazioni in Europa: 105 in Germania, 51 in Francia, 22 nei Paesi Bassi, 17 in Svizzera, 2 in Italia (Bolzano e Milano).



Target Nazionali

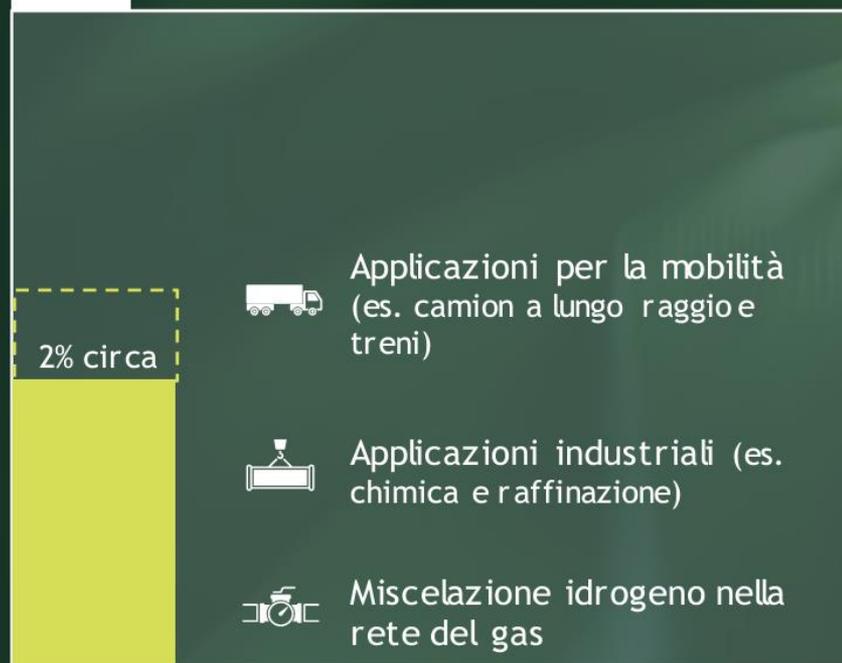


PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC, 2019)

CIRCA IL 2% DI PENETRAZIONE DELL'IDROGENO NEL CONSUMO ENERGETICO FINALE ENTRO IL 2030 | FINO AL 20% ENTRO IL 2050



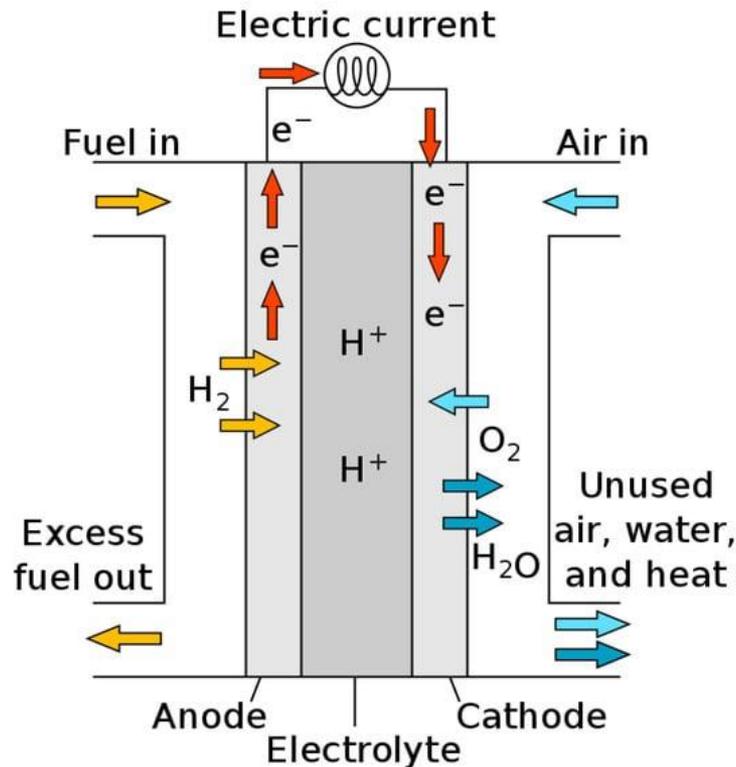
2030



2050



Principio di funzionamento



Una fuel cell è costituita da tre componenti principali:

1. Anodo: Il lato dove il combustibile (es. idrogeno) entra e subisce una reazione.

2. Catodo: Il lato dove l'ossidante (es. ossigeno) entra e avviene la reazione complementare.

3. Elettrolita: Un materiale che consente il passaggio di ioni, ma impedisce il passaggio diretto degli elettroni.

Ogni fuel cell è composta da più celle individuali collegate in serie per aumentare la potenza prodotta (ogni cella genera circa 0,6-0,8 V).

Reazione all'anodo: $2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$

Reazione al catodo: $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$

Passaggio di elettroni su circuito esterno

Questa reazione genera esclusivamente energia elettrica, calore e acqua, che fuoriesce dal terminale di scarico sotto forma di vapore acqueo, assolutamente senza emissioni.

Fuel Cells



Tipi di Fuel cells

Classificate in base al tipo di elettrolita

PEMFC: Membrana polimerica (Idrogeno)

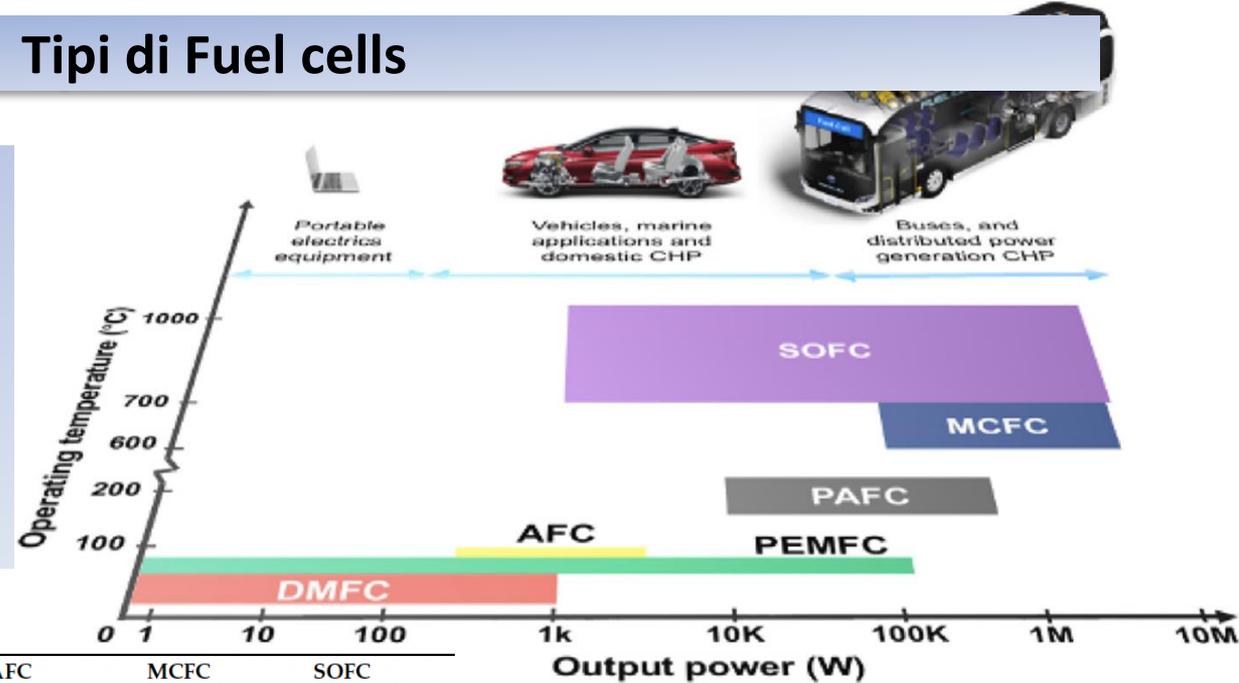
DMFC: Membrana polimerica (Direct Methanol)

AFC: Soluzione di idrossido di potassio

PAFC: Acido fosforico liquido

MCFC: Carbonati fusi

SOFC: Ossido solido



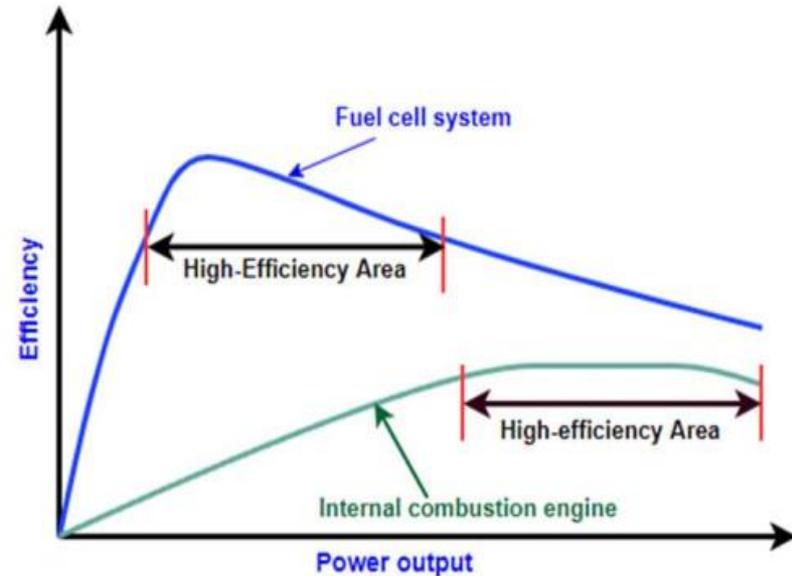
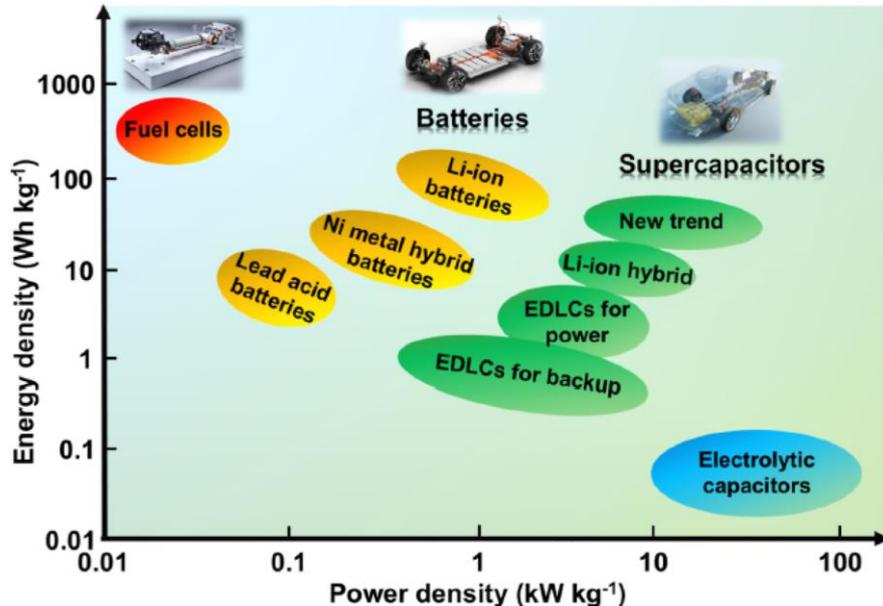
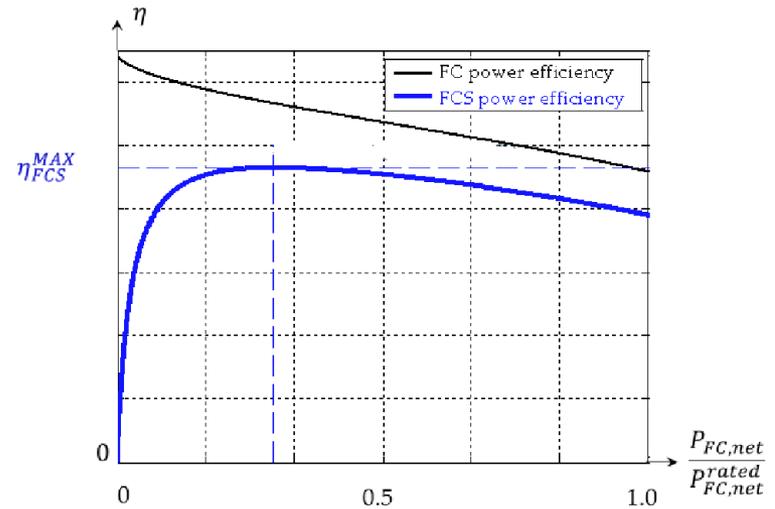
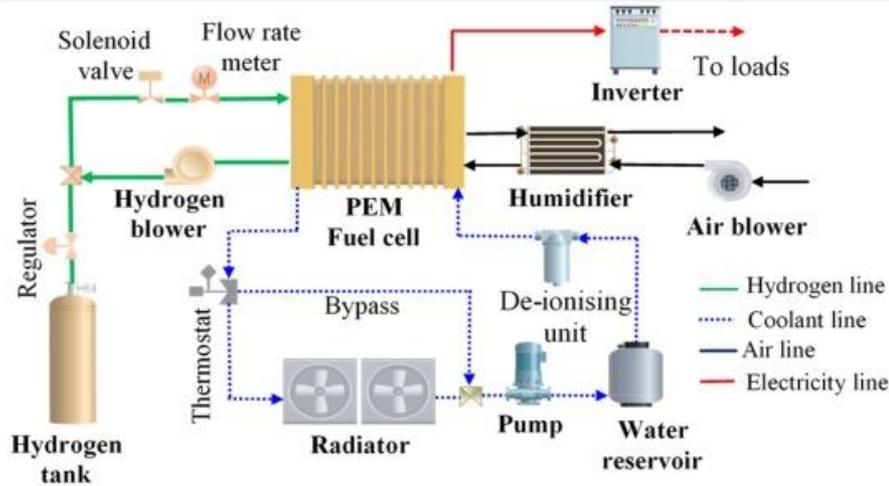
Fuel Cell Type	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperature °C	90–100	50–100	60–200	150–200	600–700	600–1000
Electrolyte	Potassium hydroxide	Polymer membrane	Polymer membrane	Phosphoric acid	Carbonate melt	Solid ceramic oxide
Power range	1 kW to 100 kW	1 W to 100 kW	1 W to 100 kW	200 kW to 10 MW	500 kW to 10 MW	1 kW to 2 MW
Fuel	Purest H ₂	Pure H ₂	CH ₃ OH + H ₂ O	H ₂ , CO, CH ₃ OH	H ₂ , CO, CH ₄	H ₂ , CO ₂ , CH ₄
Efficiency	40–55%	40–55%	50–70%	40–55%	50–60%	40–72%
Startup time	<5 min	<5 min	<5 min	1–4 h	5–10 h	5–10 h
Investment costs USD/kW	200 to 700	3000 to 4000 (stationary) 500 (mobile)	n.a.	4000 to 5000	4000 to 6000	3000 to 4000
Life expectancy	4000 to 8000 h	60,000 h (stationary) 5000 h (mobile)	n.a.	30,000 to 60,000 h	20,000 to 40,000 h	<90,000 h
Market development	Early Adoption	Early Adoption	Large Prototype	Demonstration	Demonstration	Demonstration
TRL scale	10	9	6	8	7	8

PEMFC
migliori candidate per l'autotrazione



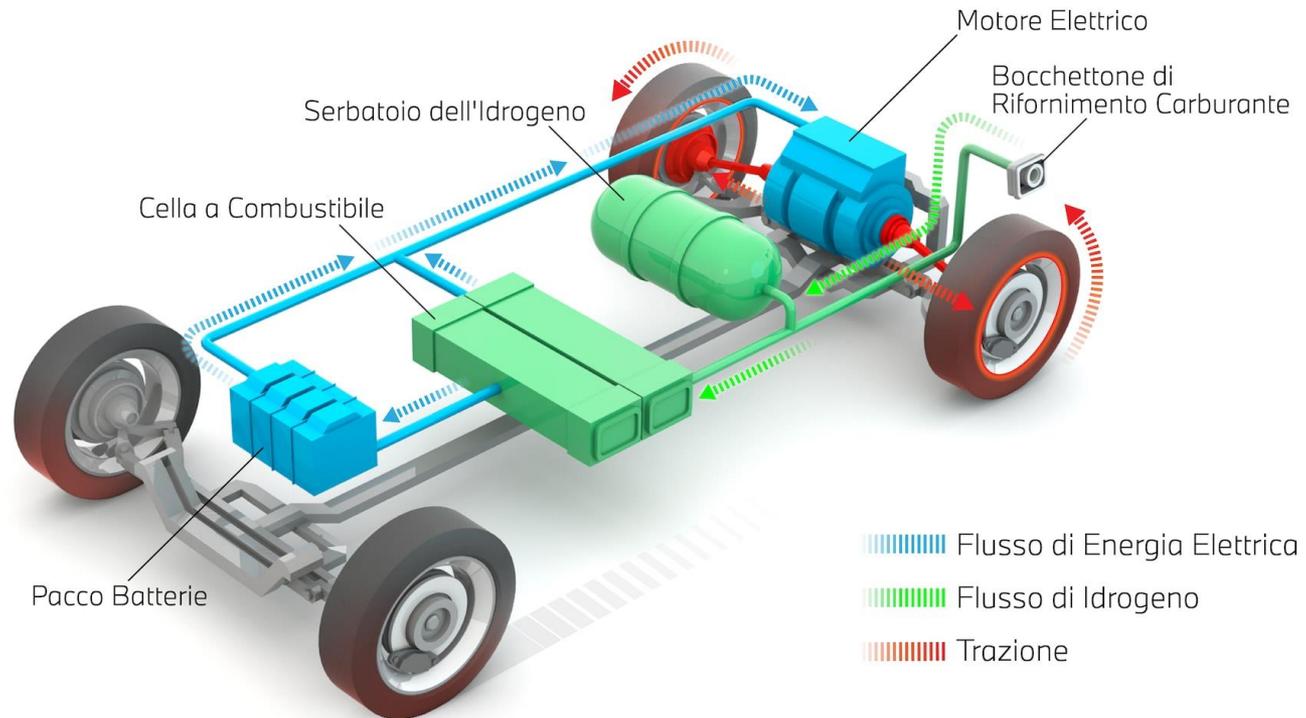
Fuel Cells

Balance Of Plant e Prestazioni delle Fuel Cells



Soluzione Ibrida Batteria/Fuel Cell

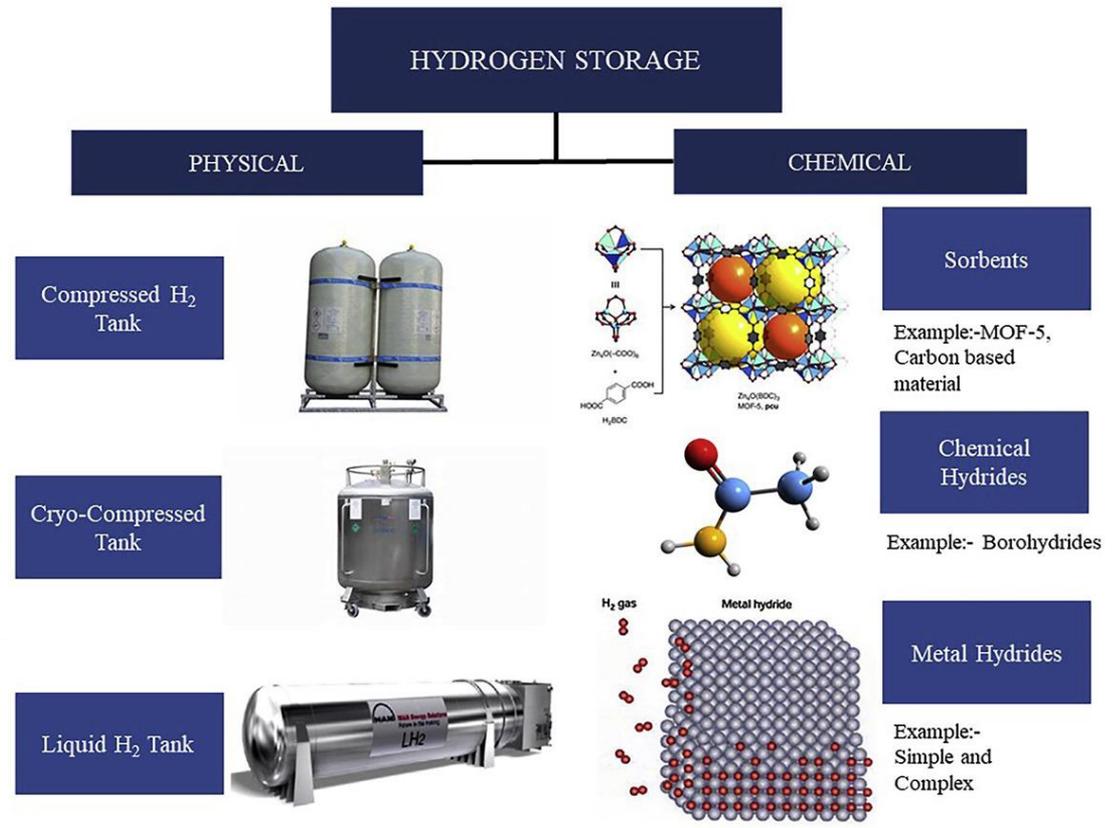
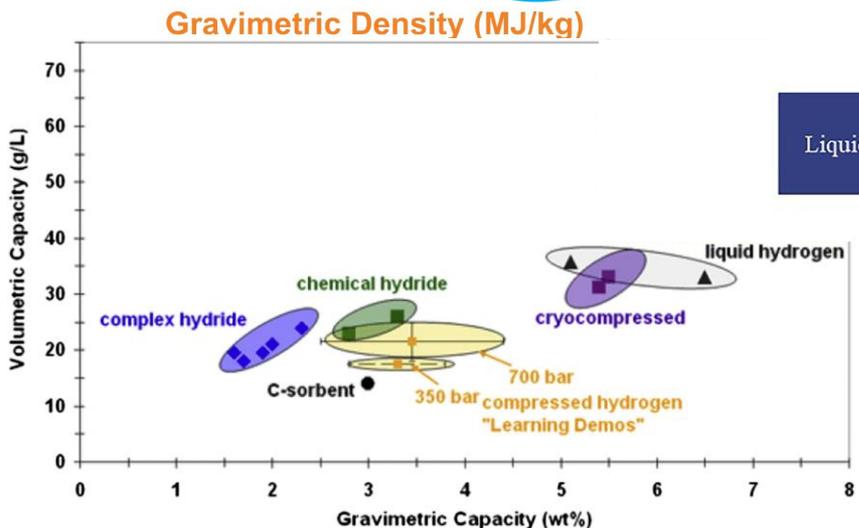
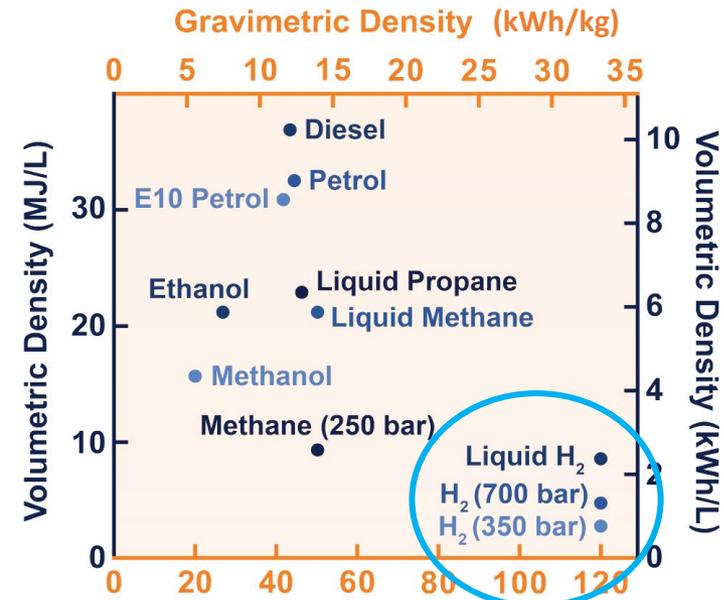
1. possibilità di far funzionare la fuel cell in maniera perlopiù costante a carichi parziali (efficienza più elevata);
2. utilizzare la batteria per coprire i picchi di potenza e aumentare le performance in accelerazione (FC ha bassa densità di potenza e transitori più lenti);
3. aumentare l'autonomia del powertrain (FC ha densità energetica maggiore);
4. contenimento dei costi (batteria ha TRL più elevato e costi relativamente minori: trade off batteria/FC)
5. possibilità di ottimizzazione del funzionamento globale del powertrain (ottimizzazione BOP FC e flussi di potenza)





Veicoli a fuel cell e stoccaggio

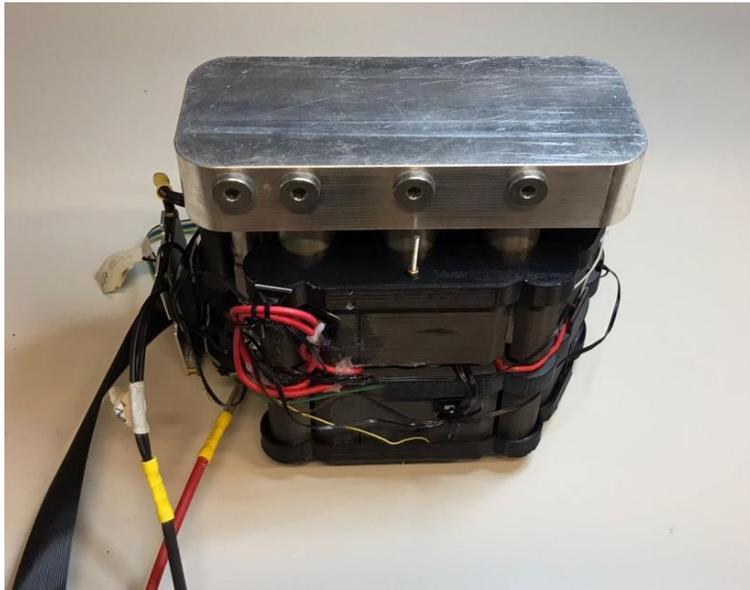
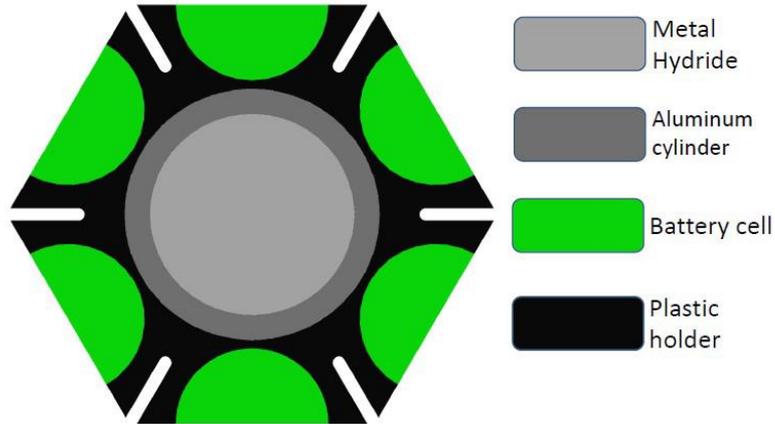
Stoccaggio di idrogeno a bordo



Veicoli a fuel cell e stoccaggio

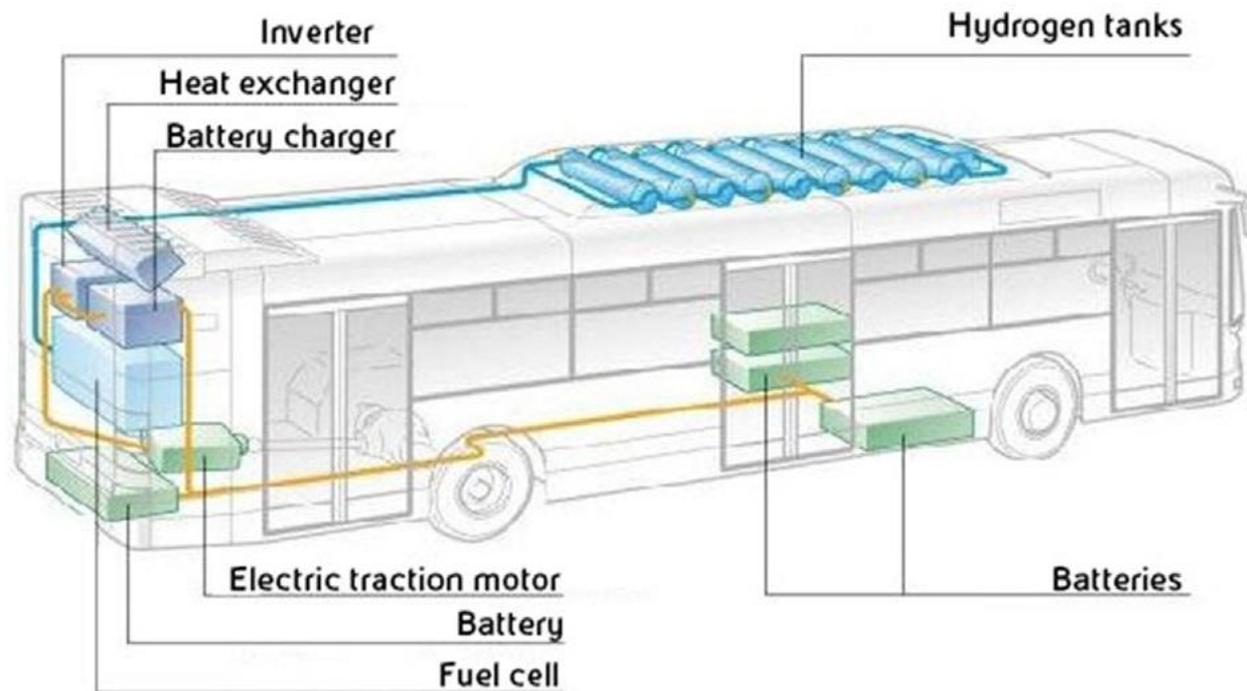


Soluzione integrata Idruri Metallici/Batterie



	HESS	LiFePO ₄ battery pack
Overall size [mm]	90x210x240	130x160x310
Volume [L]	4.5	6.4
Weight [kg]	9	7.5
Battery pack nominal capacity [Wh]	660	960
Stored H ₂ [g]	29	-
Total useful energy [kWh]	1.044	0.816
UED_g [Wh/kg]	116	109
UED_v [Wh/L]	230	127

Autobus a Fuel Cell

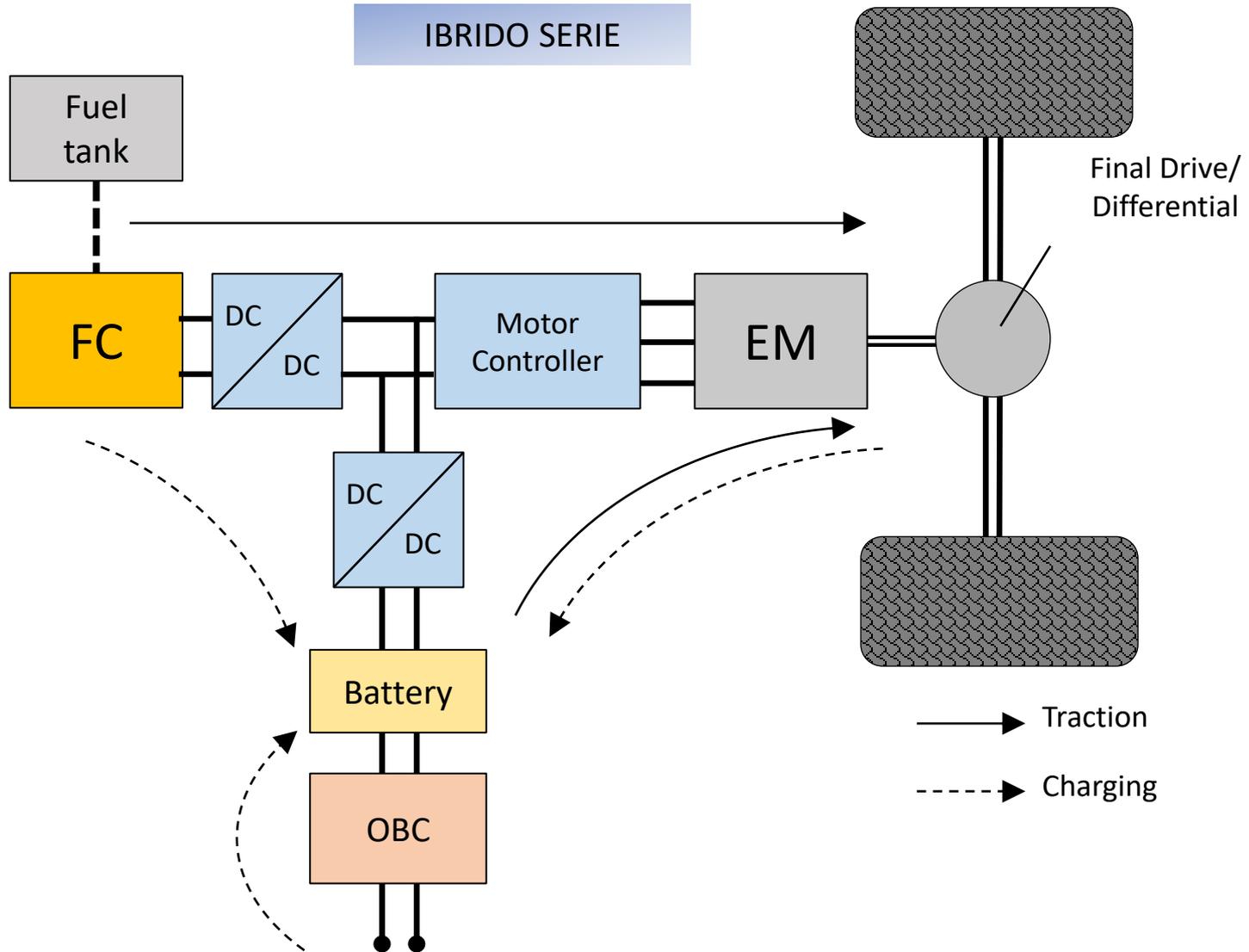


- maggiore disponibilità di spazio (serbatoi idrogeno sul tetto a 350 bar),
- elevate esigenze di potenza (sistema ibrido),
- orari programmati di funzionamento e quindi ricarica/rifornimento programmabile,
- accessibilità a stazioni di rifornimento (deposito)

Veicoli a fuel cell e stoccaggio



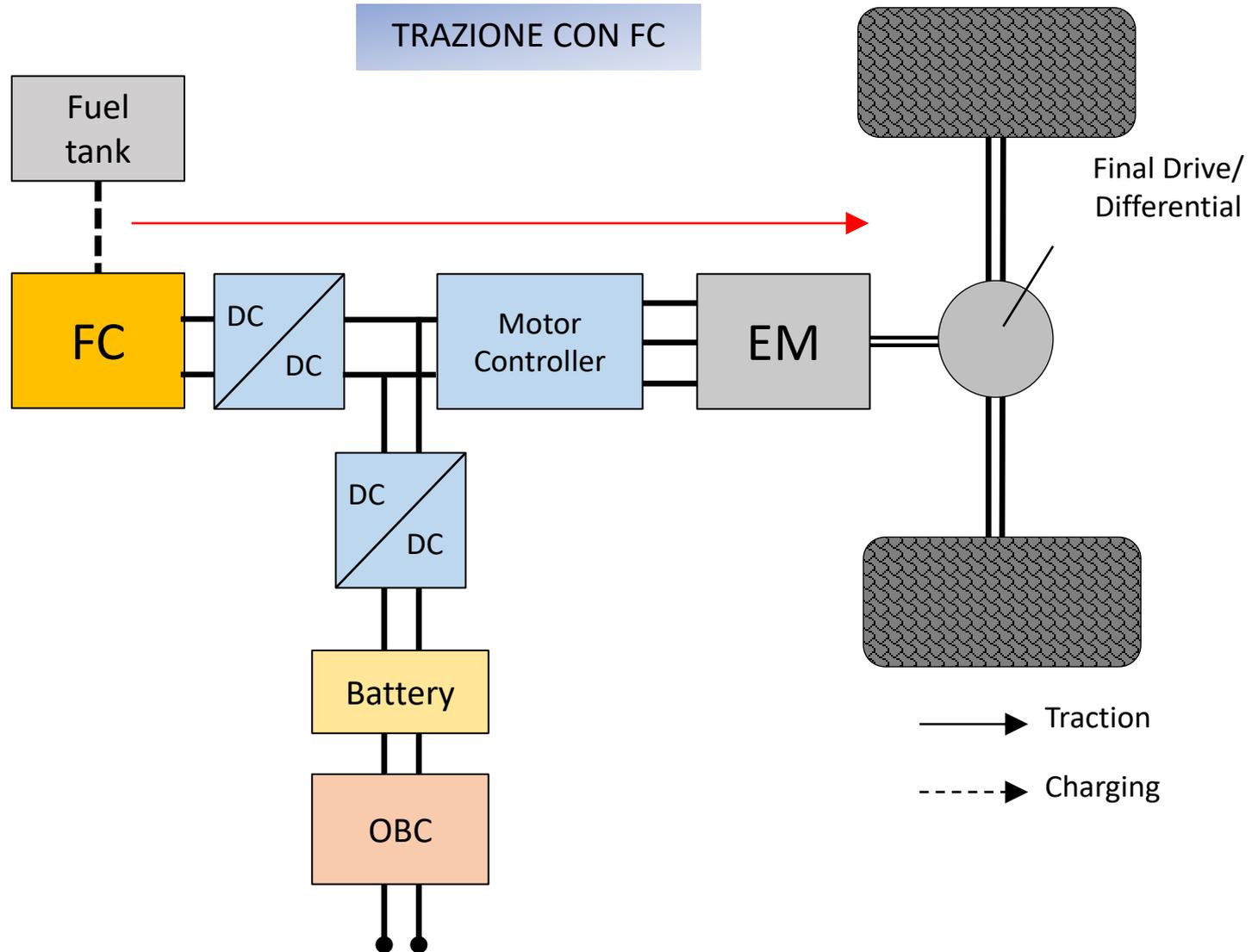
Architettura



Veicoli a fuel cell e stoccaggio



Modalità operative

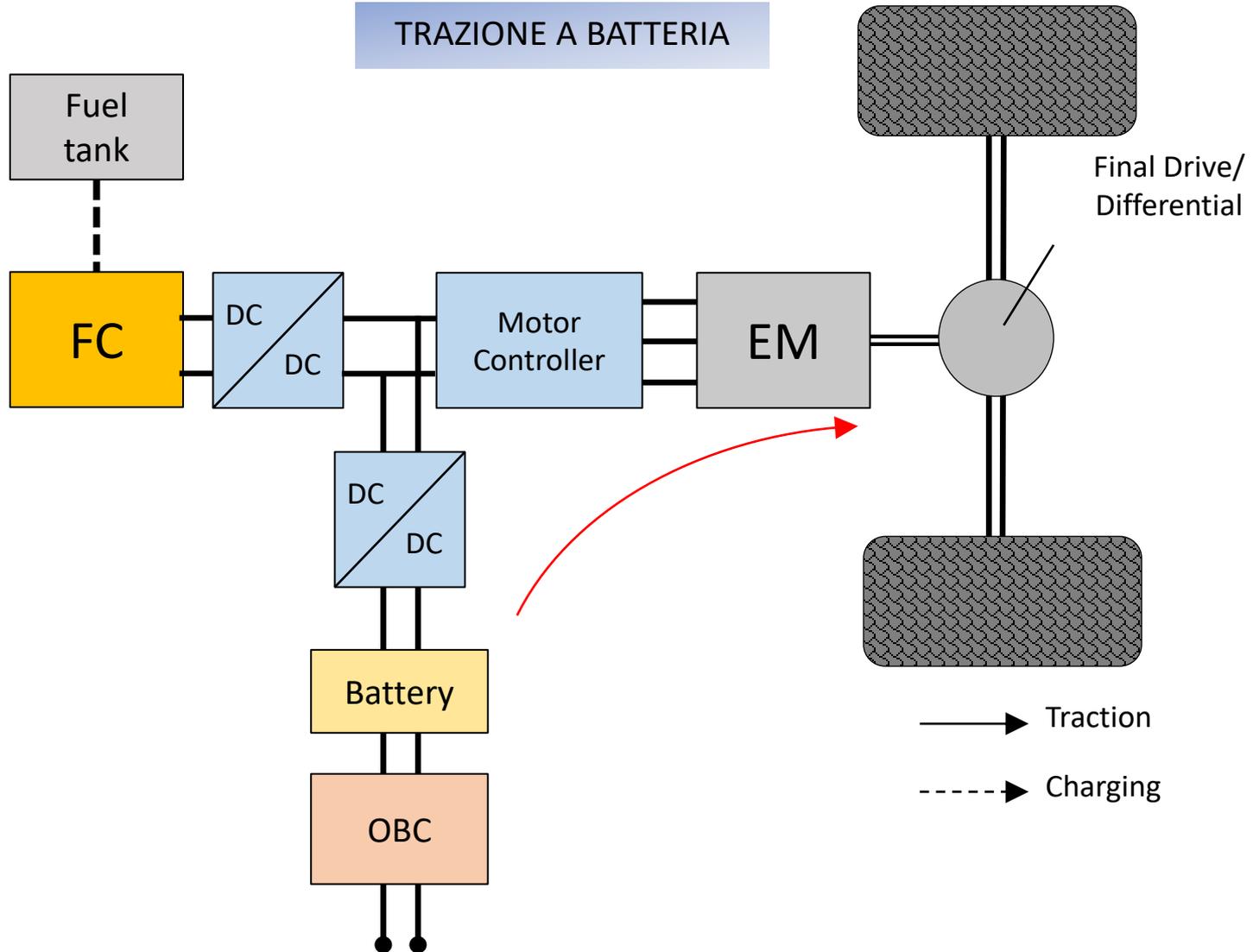


Veicoli a fuel cell e stoccaggio



Modalità operative

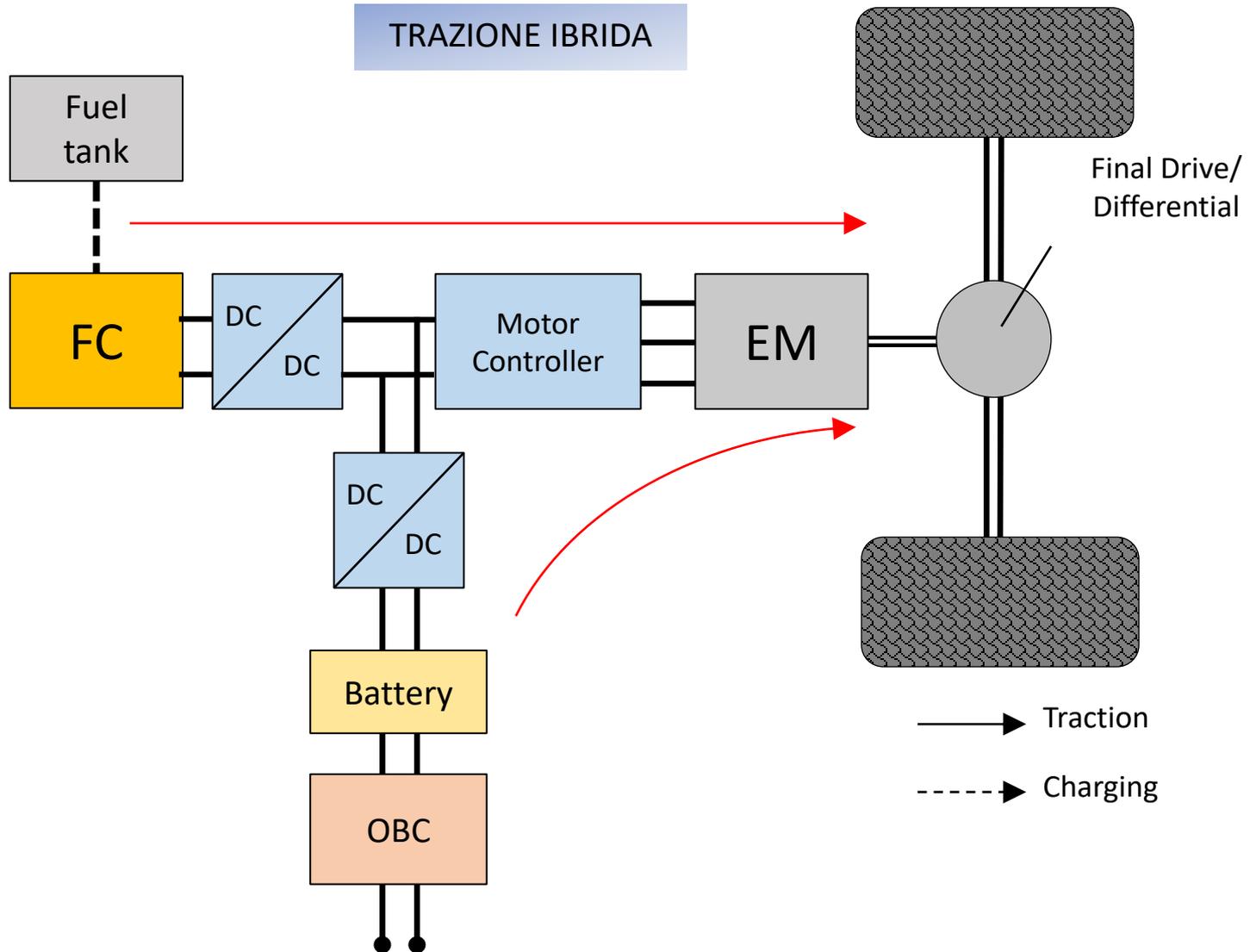
TRAZIONE A BATTERIA



Veicoli a fuel cell e stoccaggio



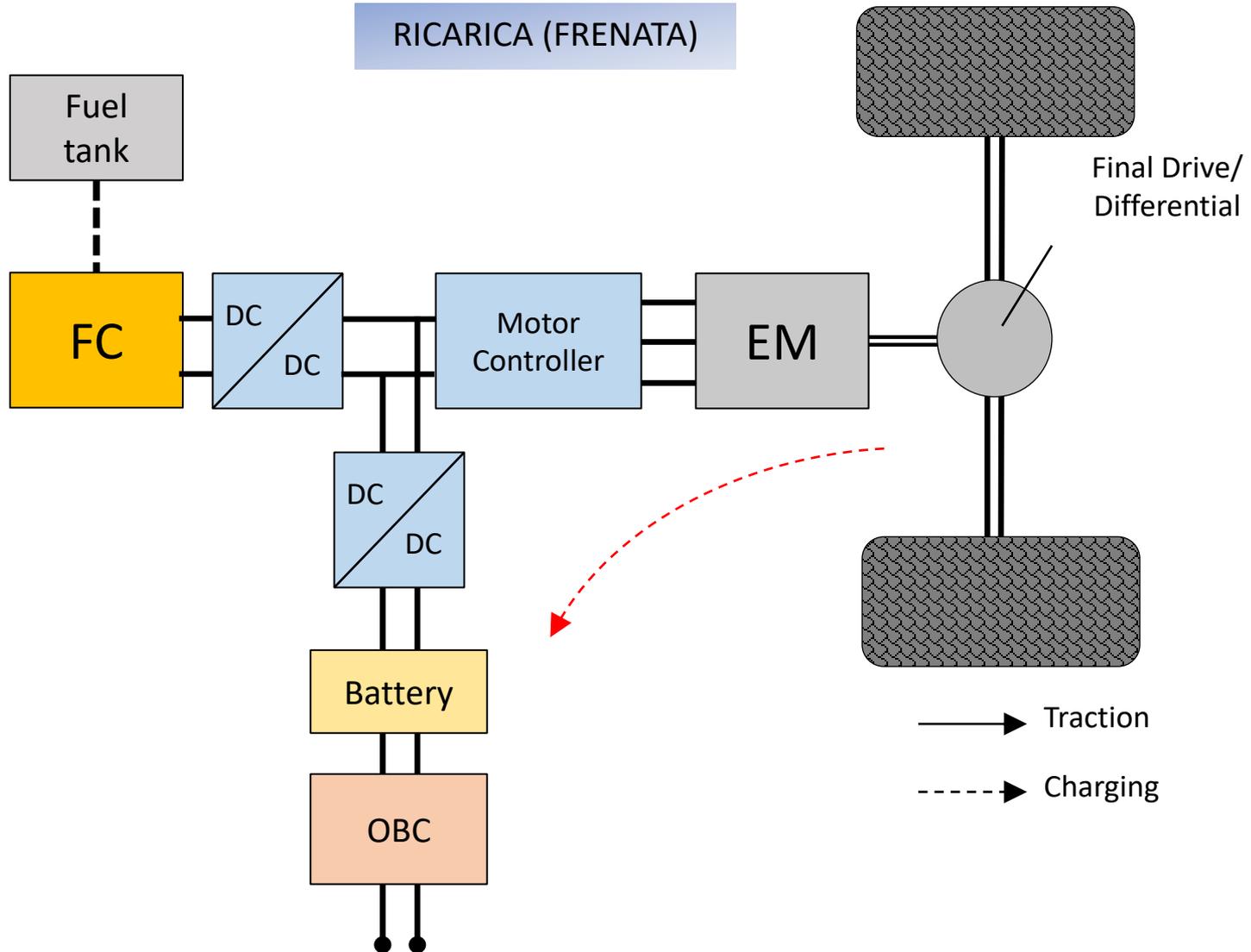
Modalità operative



Veicoli a fuel cell e stoccaggio



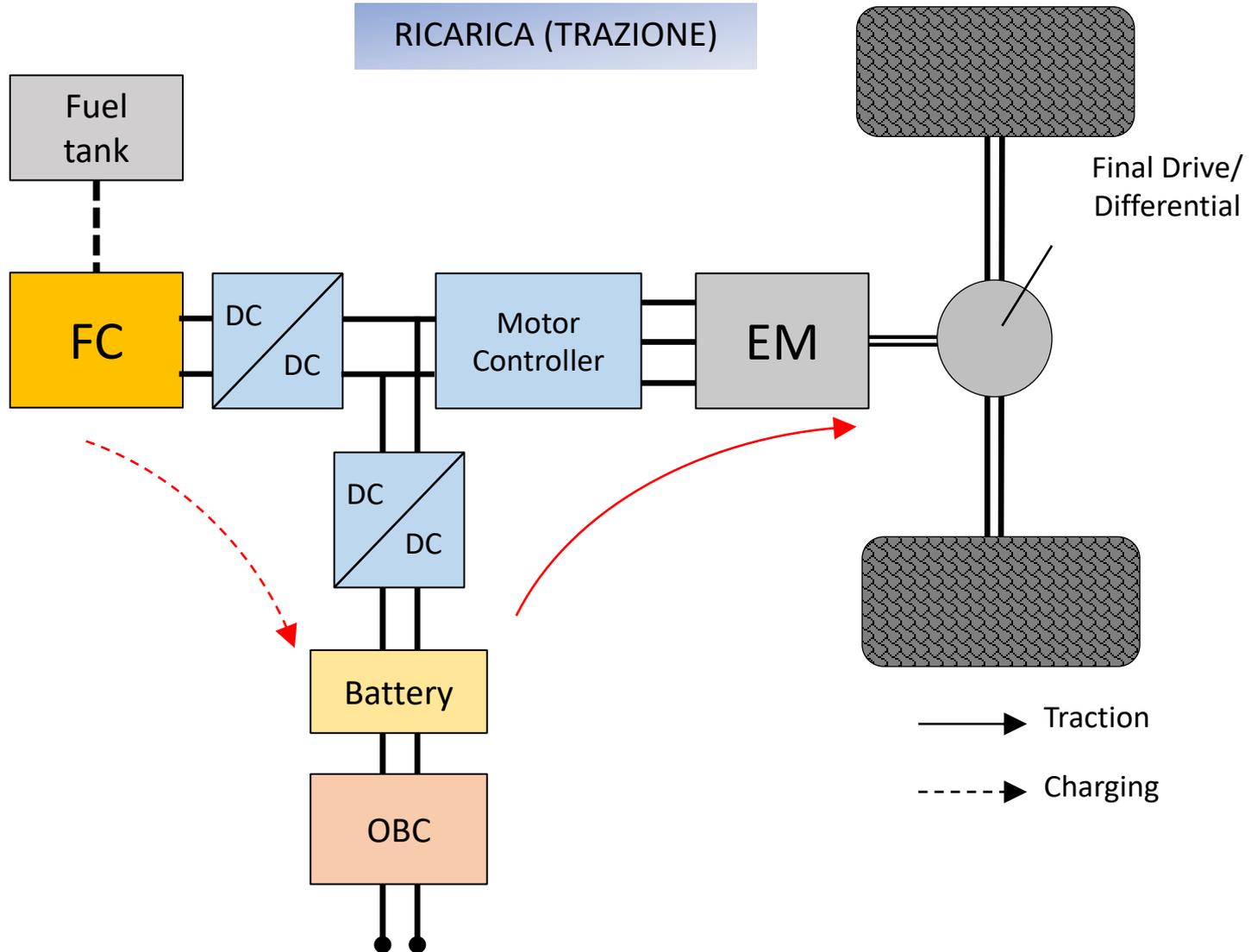
Modalità operative



Veicoli a fuel cell e stoccaggio



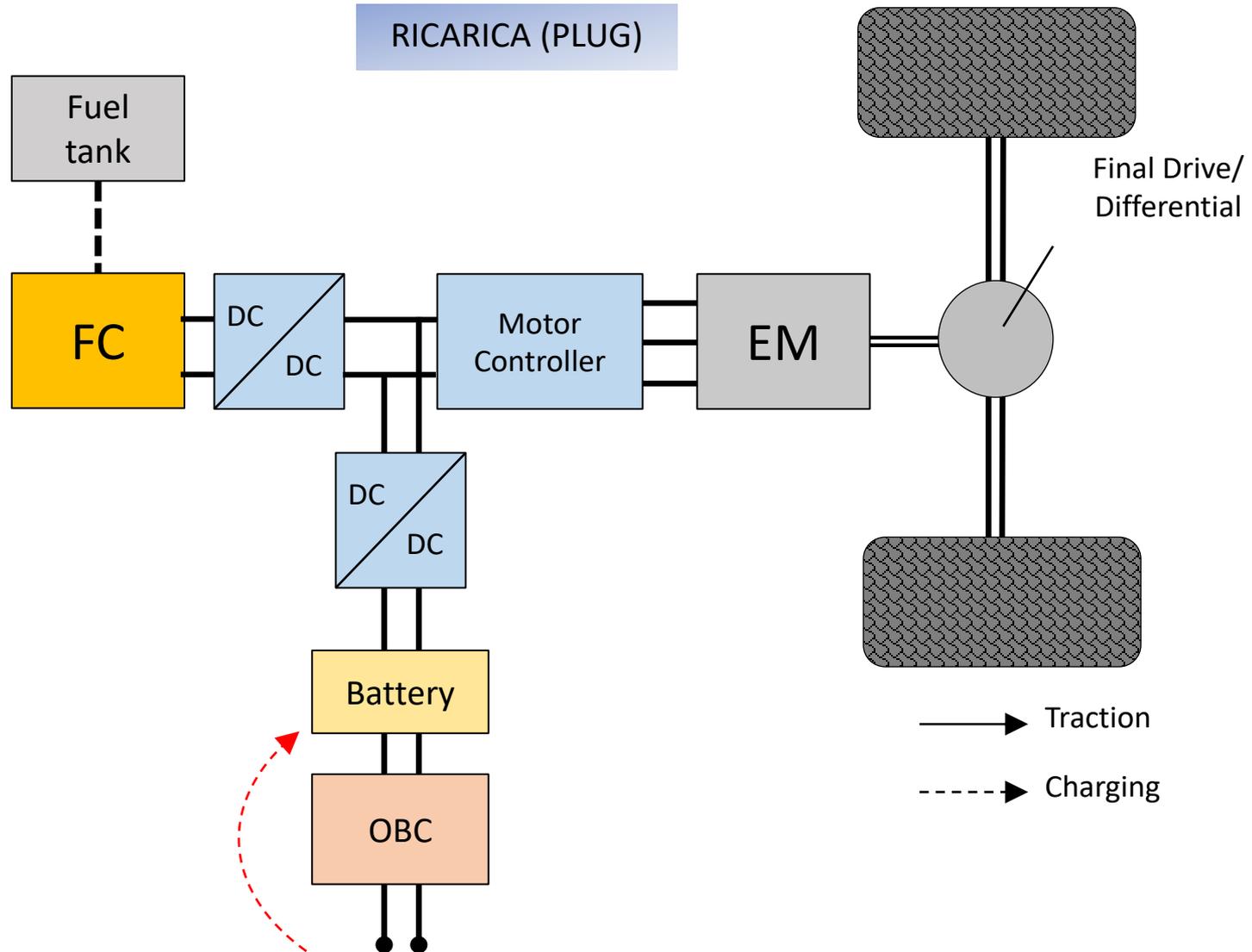
Modalità operative



Veicoli a fuel cell e stoccaggio



Modalità operative

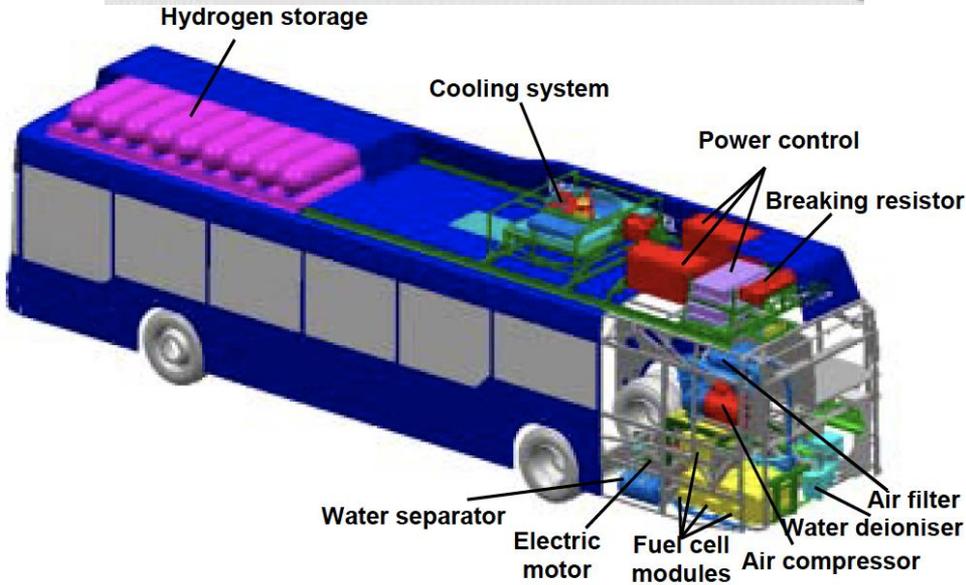
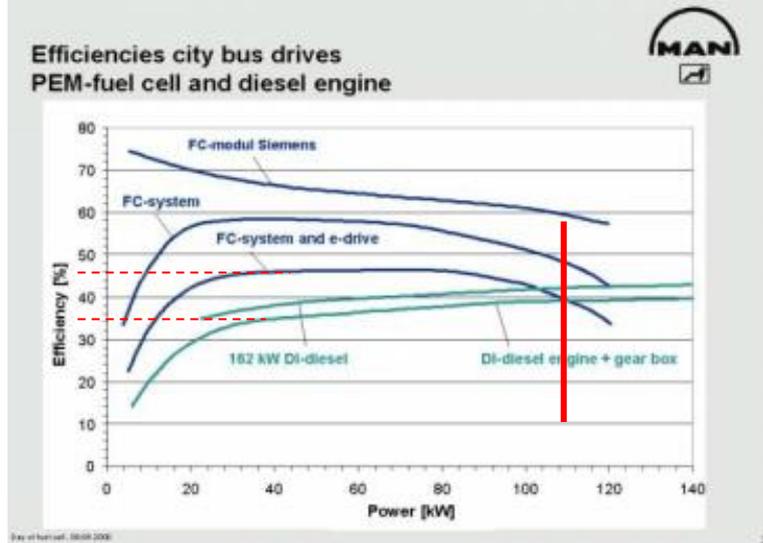


Bus a idrogeno: qualche numero



HYDROGEN-FUELED BUSES: THE BAVARIAN FUEL CELL BUS PROJECT

Vehicle	MAN Nutzfahrzeuge AG
Type	Low floor bus NL 263
Length	12 m
Gross weight	18 t
Passenger capacity	56
Vehicle drive system	Siemens AG, Transportation Systems
ELFA drive system	2 asynchronous motors (1 PV5135), summation gear box
Max. output of traction motors	2 x 75 kW at 10 000 1/min
Traction motor converter	IGBT Pulse controlled inverter, type ELFADUO
Fuel cell system	Siemens AG, Power Generation (KWU)
Fuel cell modules	4 modules
Power output	120 kWnet
Voltage	450-600 V
Operating temperature	60°C
Operating pressure, air	≤ 1,5 bar abs
Air ratio	2
Hydrogen consumption at rated output	8 kg/h
Hydrogen storage system	MAN Technologie AG
Max. filling pressure	250 bar
Cylinders	9 Dynetek cylinders, aluminum-liner, compound with CFK
Total capacity	1548 l
Operating range	250 km
Hydrogen refueling system, Periphery	Linde AG, Technical Gases
Gas tract in vehicle	Pressure governor system
Hydrogen filling station	Storage, fuelling, including safety devices



Germany, October 2000 and April 2001

Bus a idrogeno: qualche numero



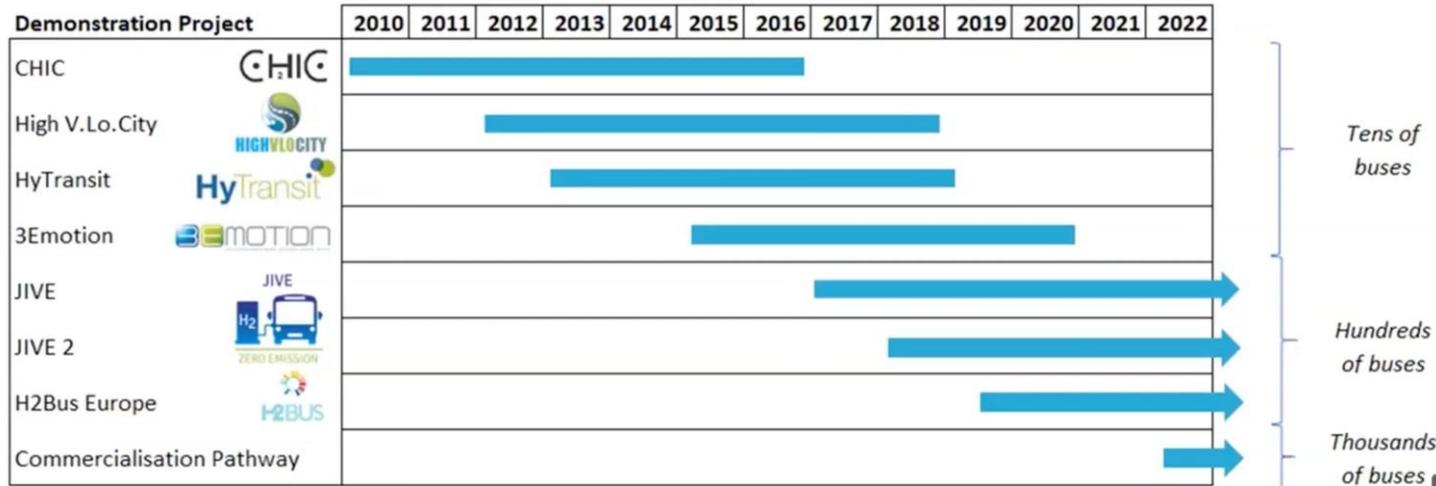
I finanziamenti europei

- Nell'UE, la maggior parte degli acquisti di FCEB (Fuel Cell Electric Bus) riceve finanziamenti a livello europeo dal FCH JU, che dal 30 novembre 2021 è stato sostituito dal Clean Hydrogen Joint Undertaking (CH JU).
- Il FCH JU è stato istituito come partenariato pubblico-privato tra la Commissione Europea, l'industria europea e le organizzazioni di ricerca nel 2008, con l'obiettivo di sviluppare e implementare tecnologie a celle a combustibile e idrogeno.
- Il 50% del budget totale del FCH JU/CH JU è contribuito dalla Commissione Europea.
 - Dal **2008 al 2013**, l'investimento dell'UE nel budget è stato di circa **470 milioni di euro**, basato sul Settimo Programma Quadro di Ricerca dell'UE (FP7).
 - Il contributo dell'UE è aumentato a **665 milioni di euro tra il 2014 e il 2020**, finanziato nell'ambito del programma Horizon 2020.
- Come successore del FCH JU, il CH JU ha ricevuto il supporto dell'Unione Europea nell'ambito di **Horizon Europe con 1 miliardo di euro per il periodo 2021-2027**, a cui si aggiunge almeno un **importo equivalente di investimenti privati**, portando il budget totale a oltre 2 miliardi di euro.

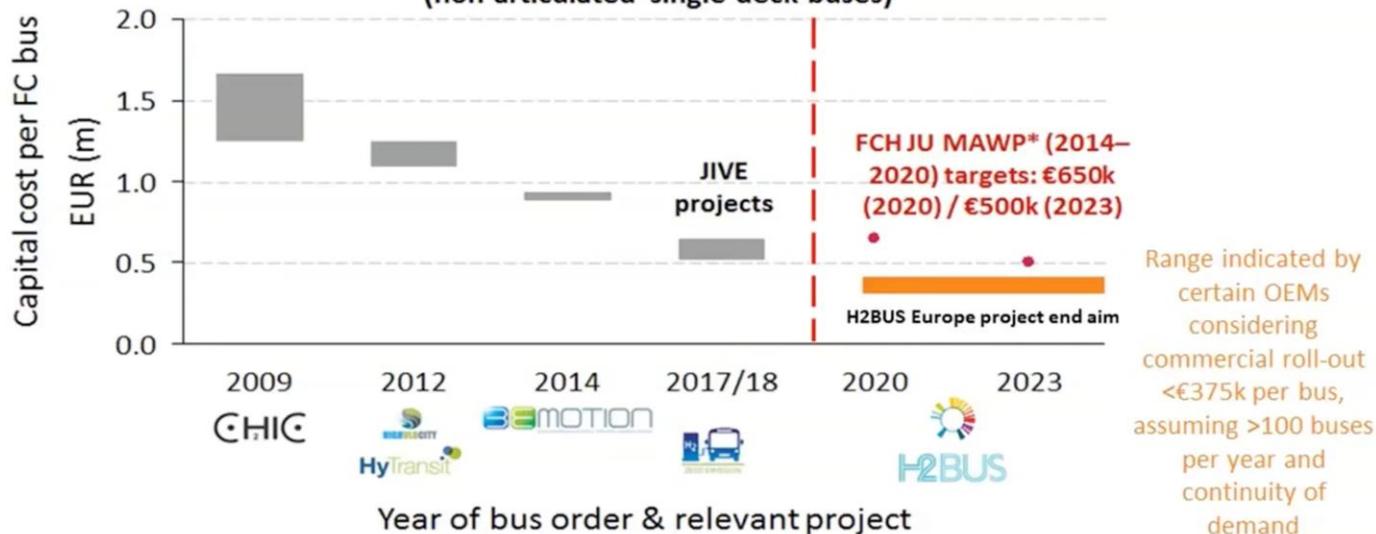


Bus a idrogeno: qualche numero

Diffusione degli autobus a fuel cell: EU funded projects



Capital costs of fuel cell buses ordered in different years (non-articulated single deck buses)





Bus a idrogeno: qualche numero

Produttori di FCBs

European bus OEMs with fuel cell buses demonstrators / offering fuel cell buses for sale

Non European OEMs active in the fuel cell bus sector

						
---	---	---	--	---	---	---

Source: Element Energy (based on public announcements). Note: lists are not exhaustive.

Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS

Status al 2021

Project	City	Country	Number of Buses	Bus Supplier	Size	Decks	Operational Status	Type of H2 Supply
JIVE + JIVE 2	Cologne	Germany	35 + 15	Van Hool + Solaris	12m	Single	35/50 Operational	Tube trailer – by-product H ₂
	Wuppertal		10 + 10	Van Hool + Solaris	12m	Single	10/20 Operational	Waste-to-energy power – electrolysis
JIVE	Aberdeen	UK	25	Wrightbus	12m	Double	15/25 Operational	Green – on-site electrolysis
	Birmingham		20	Wrightbus	12m	Double	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis
	London		20	Wrightbus	12m	Double	Near operation	Green – on-site electrolysis
	Bolzano	Italy	12	Solaris	12m	Single	Buses in delivery	Green – on-site electrolysis
	Wiesbaden	Germany	10	Caetano	10.7m	Single	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis
JIVE 2	Auxerre	France	5	Safra	12m	Single	Near operation	Green – on-site electrolysis
	Pau		10	Van Hool	18m	Single	100% Operational	Green – on-site electrolysis
	Toulouse		5	Safra	12m	Single	Near operation	Green – on-site electrolysis
	Emmen	Netherlands	20	Wrightbus	12m	Double	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis
	Gelderland		10	Solaris	12m	Single	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis
	Groningen		8	Van Hool	18m	Single	Near operation	Green – on-site electrolysis
	South Holland		20	Solaris	12m	Single	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis
	Barcelona	Spain	8	Caetano	10.7m	Single	Buses in manufacture	Green – on-site electrolysis

14 località, 420 bus, 5 OEMs coinvolti

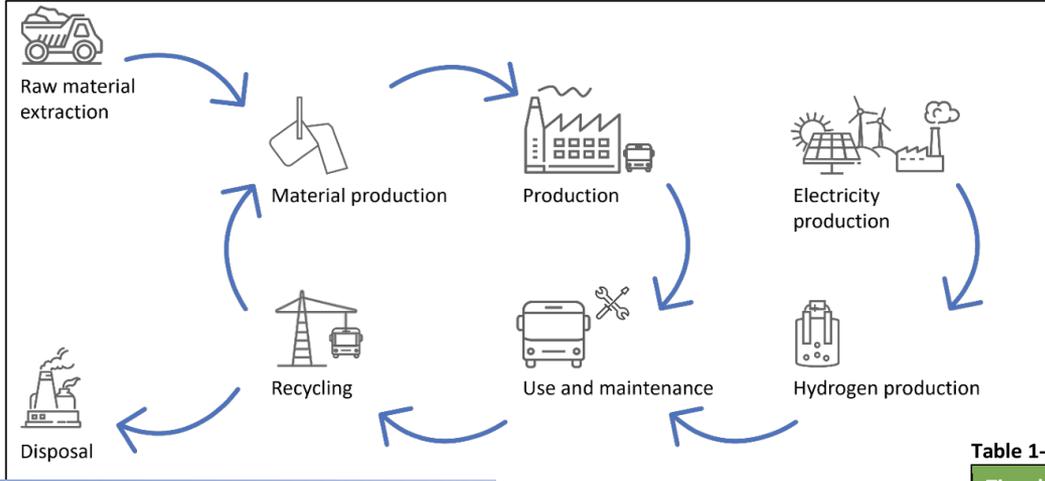
The JIVES project objective was set at <9 kg/100 km (standard buses) and <14 kg/100 km (articulated buses). As of December 2022 (and looking at the project to date data), JIVE1 buses consumptions were between 6.4 kg and 9.1 kg (for the standard buses). No articulated buses are deployed under JIVE.

As of December 2022 (and looking at the project to date data), JIVE2 buses consumptions were between 6.3 kg and 7 kg for the standard buses and at 8.8 kg/100 km for the articulated buses.

Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel



Life Cycle Assessment

External Costs

Table 1-1: Climate change avoidance costs in €/t CO2 equivalents (European Commission, 2019)

Time horizon	Low	Central	High
Short and medium run (up to 2030)	60	100	189
Long run (from 2040 to 2060)	156	269	498

Table 1-2: Air pollution costs: average damage costs in €/kg (European Commission, 2019)

Country	NOx transport city	NOx rural transport	PM 2.5 transport metropole ²	PM 2.5 transport city	PM 2.5 rural transport
France	27.2	16.2	407	131	87
Germany	36.8	21.6	448	144	93
Italy	25.4	15.1	409	132	79
Netherlands	26.5	15.3	458	148	101
Spain	8.5	5.1	348	112	46
United Kingdom	13.6	7.9	380	122	65
EU 28	21.3	12.6	381	123	70

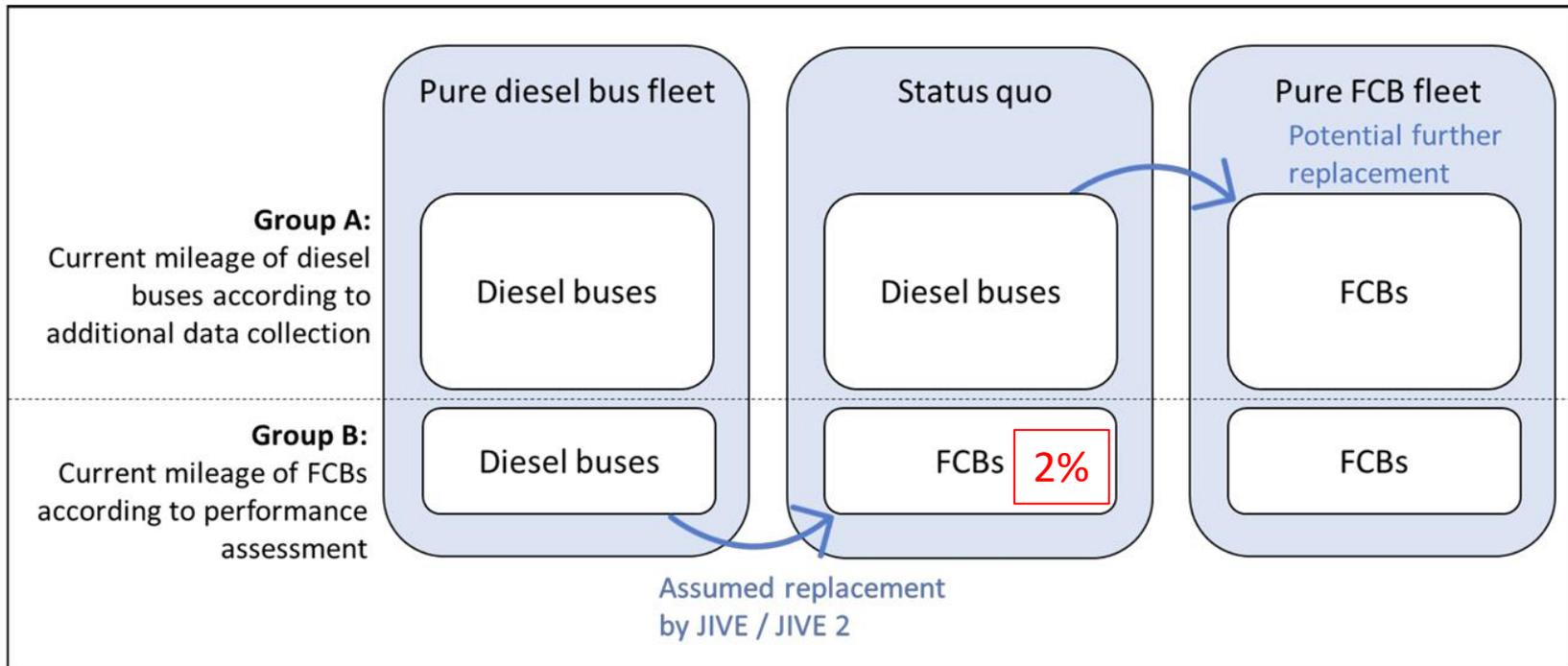
Data collected from January 2020 to December 2022
 Data is available for up to 200 fuel cell buses (FCBs)
 from 14 transport operators throughout Europe.



Bus a idrogeno: qualche numero

JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel

Data collected from January 2020 to December 2022
Data is available for up to 200 fuel cell buses (FCBs)
from 14 transport operators throughout Europe.



Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel

Bus production

Specification	12 m FCB	18 m FCB
Battery chemistry	LTO	LTO
Battery capacity [kWh]	36	54
FC power [kW]	70	100
Hydrogen storage [kg]	38	46
Battery life time [years]	6	6
FC life time [years]	6	6

Use Phase

Site	Diesel consumption [l/100 km]		Hydrogen consumption [kg H ₂ /100 km]	
	12 m	18 m	12 m	18 m
Site 1	32.67	-	6.6	-
Site 2	31.50	-	7.6	-
Site 3	60.71	83.03	6.3	10.3
Site 4	40.00	-	6.4	-
Site 5	42.00	42.70	8.6	10.3
Site 6	38.50	-	7.2	-
Site 7	38.10	-	8.7	-
Site 8	31.16	-	7.0	-
Site 9	26.30	-	9.0	-
Site 10	38.41	-	6.8	-
Site 11	39.50	54.00	7.2	8.6
Site 12	25.00	-	7.2	-
Site 13	38.22	-	8.4	-
Site 14	43.00	55.00	4.9	10.3

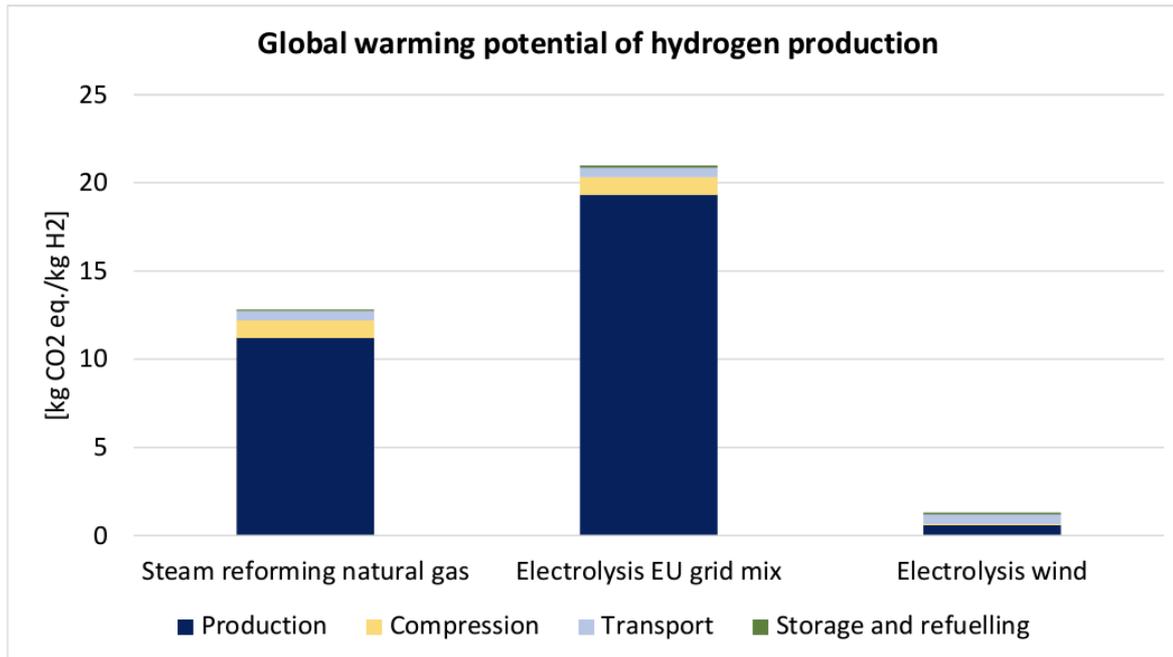
Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel

Emissions

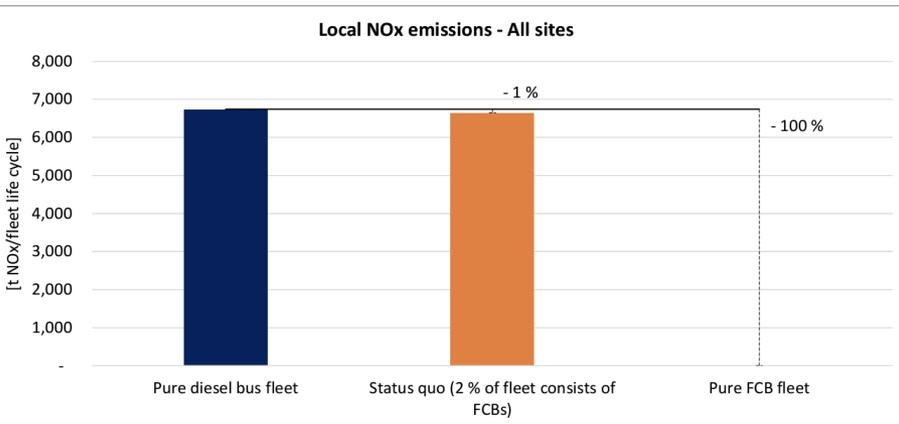
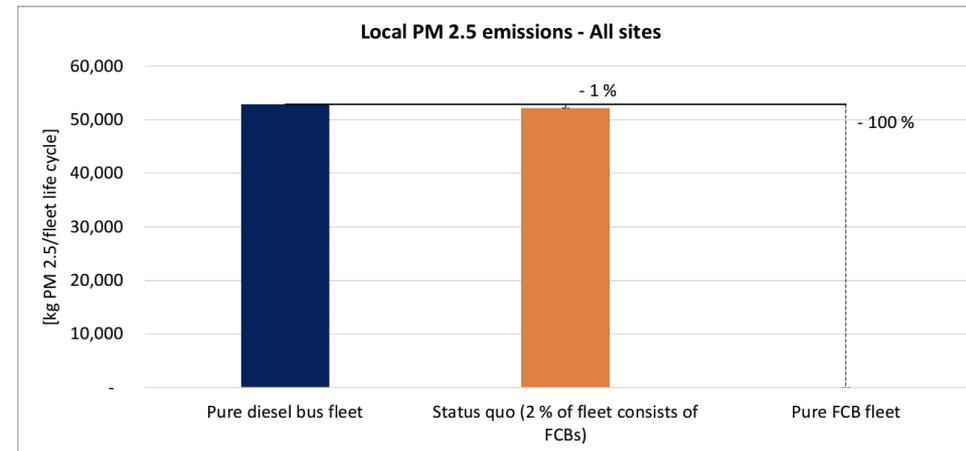
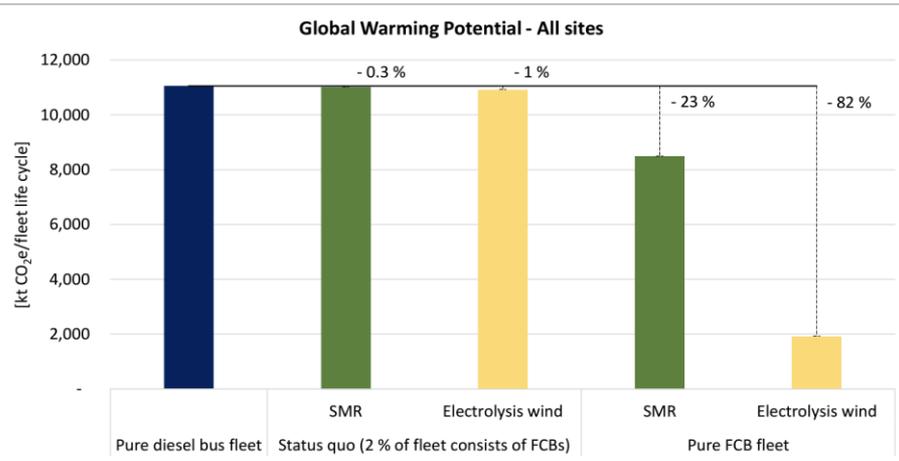
Emissions during operation	12 m Diesel	18 m Diesel
NO _x [g/km]	0.874	0.734
PM 2.5 [g/km]	0.0068	0.0077
CO ₂ [g/km]	1,100	1,440



Bus a idrogeno: qualche numero



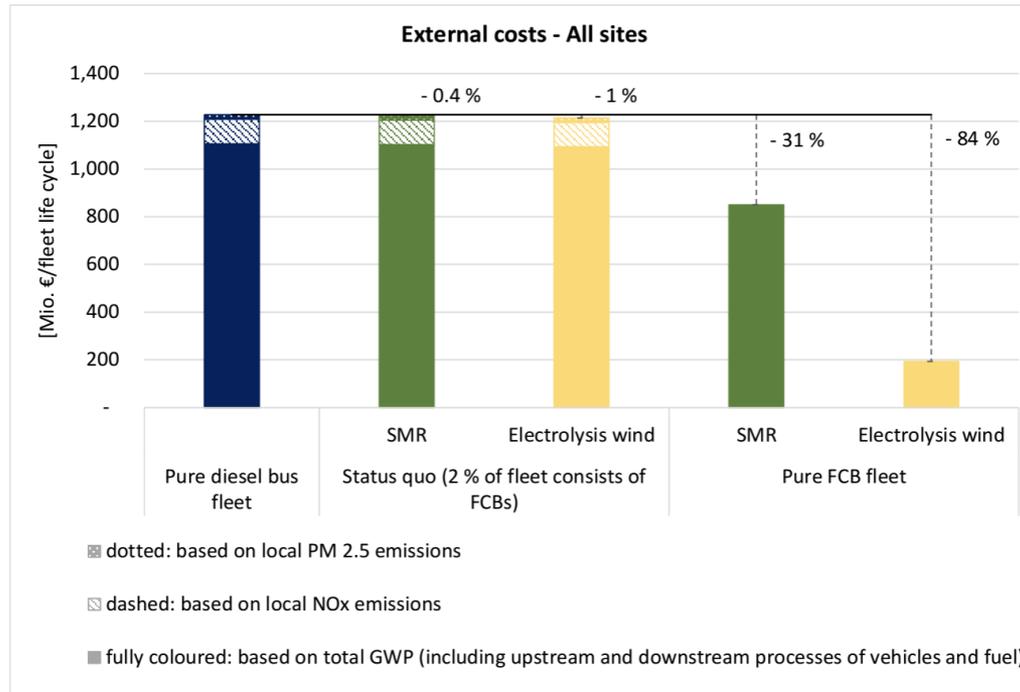
JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel





Bus a idrogeno: qualche numero

JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs Diesel



External costs [€ ct/vehicle km]	12 m Diesel (Emission class VI)	12 m FCB	
		SMR	Electrolysis wind
Damage costs for local NOx emissions	1.9	-	-
Damage costs for local PM 2.5 emissions	0.1	-	-
Avoidance costs for total GWP	14.2	10.7	2.5
Total external costs	16.2	10.7	2.5

External costs for bus operation per vehicle kilometre in € ct/vehicle km. Composition of damage costs for local NOx and PM 2.5 emissions as well as climate change avoidance cost based on total GWP.

Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs BEBs

specific data and information from two sites deploying both bus technologies in parallel

Parameter		Site 1		Site 2	
		FCB	BEB	FCB	BEB
Bus specifications	Bus type	Double-deck	Double-deck	Solo	Solo
	Bus manufacturer	Wrightbus	Optare	Van Hool	Ebusco
	Bus model	Streetdeck FCEV	Metrodecker	A330 FC	2.2
	Bus length [m]	10.9	10.5	12	12
	Bus empty weight [kg]	12,050	11,180	13,755	12,850
	Hydrogen storage [kg]	27	-	38.5	-
	Battery type; capacity [kWh]	LTO; 27.4	LFP; 300	LTO; 24	LFP; 362
	Battery replacement after [a]	8	8	8	8
	FC power [kW]	85	-	83	-
	FC lifetime [h]	35,000	-	35,000	-
	FC replacement after [a]	-	-	10	-
Bus operation	Charging strategy	-	Depot	-	Depot
	Annual distance driven [km/a]	58,000	58,000	94,000	94,000
	Annual operating hours [h/a]	2,827	2,827	3,558	3,558
	Fuel consumption - vehicle [kg H ₂ /100km, kWh/100km]	6.4	133	6.7	110
	Efficiency charging infrastructure [%]	-	88 %	-	88 %
	Fuel consumption - effective [kg H ₂ /100km, kWh/100km]	6.4	151	6.7	125

Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs BEBs

specific data and information from two sites deploying both bus technologies in parallel

Parameter		Site 1		Site 2	
		FCB	BEB	FCB	BEB
	H ₂ production method	Chlor-Alkali electrolysis	-	Alkaline electrolysis	-
	Electricity mix	Grid mix	Grid mix	100 % wind	100 % wind
	H ₂ infrastructure	Delivered, compressed, trailer	-	Delivered, compressed, trailer	-
	H ₂ transport distance [km]	320	-	316	-
Economic parameters	Bus price [€]	664,000	531,675	625,000	450,000
	Specific maintenance and repair cost [€/km]	0.88	0.88	0.88	0.88
	Battery cost [€/kWh]	400	250	400	250
	Cost degression – battery [% p.a.]	4	4	4	4
	Fuel cell cost [€/kW]	1,000	-	1,000	-
	Cost degression – fuel cell [% p.a.]	9	-	9	-
	Fuel price [€/kg H ₂ , €/kWh]	6.8	0.18	7.0	0.21
	Driver cost [€/h]	17.5	17.5	25	25
	Additional driver hours [%]	10	10	10	10
	Annual increase in driver, fuel and maintenance cost [% p.a.]	2	2	2	2
	Infrastructure investment [€]	2,717,000	2,000,000	Included in H ₂ price	2,000,000
	Annual infrastructure maintenance cost [€/year]	93,000	100,000	Included in H ₂ price	100,000
	Number of buses infrastructure is designed for	40	60	20	60
	Infrastructure lifetime [a]	20	12	15 ⁵	12

Bus a idrogeno: qualche numero



JIVES/MEHRLIN PROJECTS: Env. Impacts and Ext. Cost – FCBs vs BEBs

specific data and information from two sites deploying both bus technologies in parallel

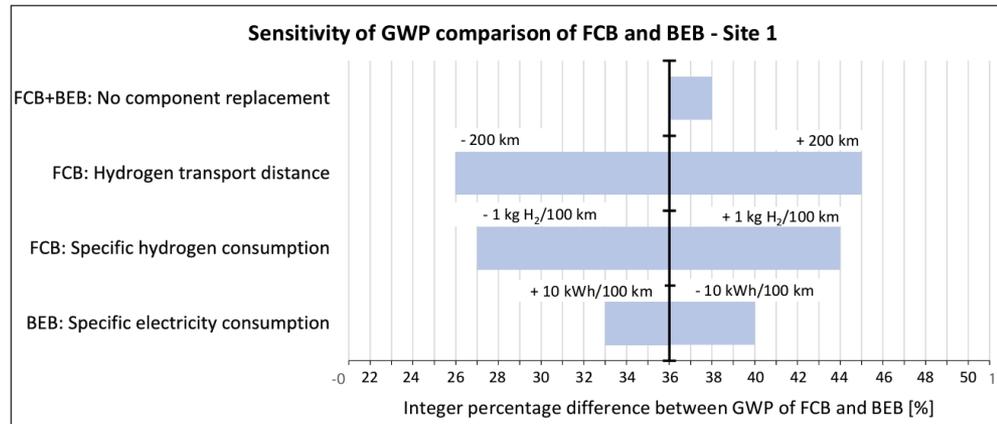


Figure 5-3: Sensitivity analysis of GWP comparison of FCB and BEB at site 1

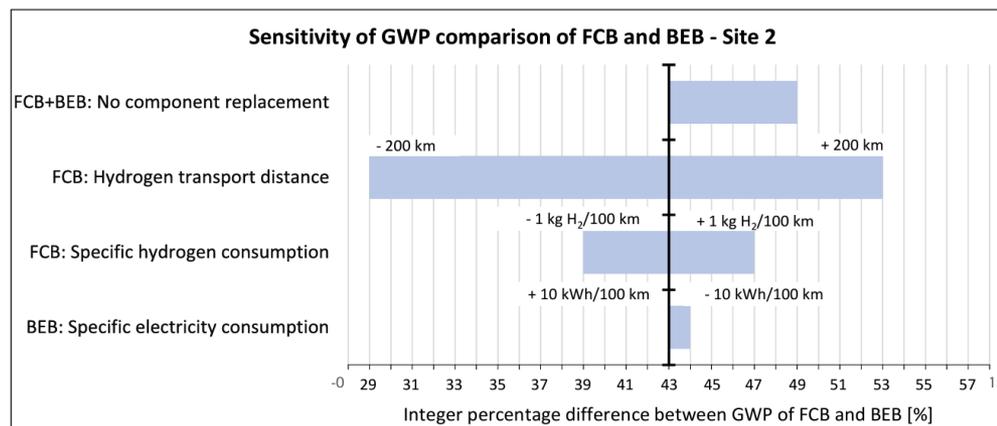


Figure 5-4: Sensitivity analysis of GWP comparison of FCB and BEB at site 2



GRAZIE PER L'ATTENZIONE