



Elettroni e molecole

L'elettrificazione e l'idrogeno come pilastri
della transizione energetica

Prof. Fabrizio Dughiero

Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università di Padova

Venezia, 09 giugno 2026

La sfida: decarbonizzare l'economia



+1,5 °C

Obiettivo Accordo
di Parigi



Net Zero 2050

Target europeo
per le emissioni



Energie pulite

Elettrificare e usare
fonti rinnovabili

La domanda chiave: qual è il modo più efficiente per decarbonizzare?

Due strade per la transizione



ELETTRIFICAZIONE DIRETTA

- Trasporti elettrici (BEV)
- Pompe di calore
- Forni elettrici industriali
- Cottura a induzione



IDROGENO COME VETTORE

- Siderurgia (DRI)
- Chimica e raffinazione
- Trasporto pesante/navale
- Stoccaggio stagionale

L'elettificazione: la strada maestra

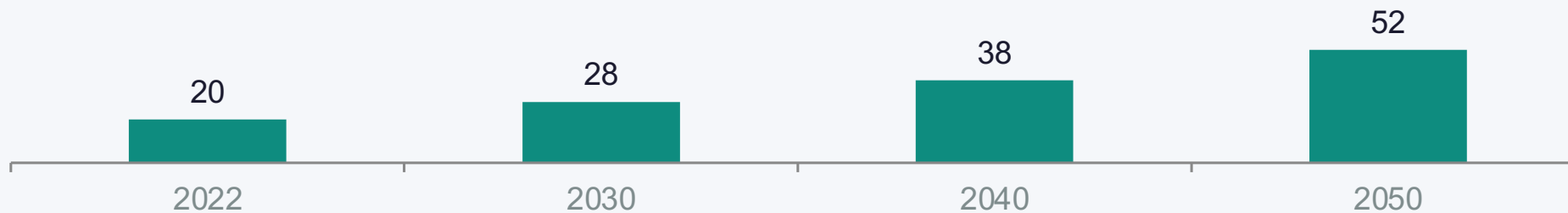
20% → 50%+

Quota elettricità nei consumi finali: oggi vs 2050 (IEA NZE)

Perché elettrificare?

- Efficienza 80-90% (vs 25-35% H₂)
- Tecnologie mature e scalabili
- Costi in rapida discesa
- Accoppiamento diretto con FER

% elettricità nei consumi finali



Elettificazione ed energia primaria

Dal consumo utile all'energia primaria: l'uso elettrico efficiente fa risparmiare fonti fossili

ENERGIA UTILE

ciò che scalda davvero l'acqua

il servizio finale richiesto

÷

ENERGIA FINALE

al contatore o al bruciatore

= utile ÷ rendimento d'uso

×

ENERGIA PRIMARIA

fonte fossile prelevata a
monte

= finale × PEF

Il principio

Il rendimento d'uso delle tecnologie elettriche — induzione, pompe di calore, forni a microonde — è molto più alto della combustione diretta. Anche includendo le perdite di generazione e di rete, l'uso elettrico efficiente consuma meno energia primaria del gas bruciato in loco, e il vantaggio cresce man mano che la rete si decarbonizza.

PEF gas ≈ 1,1 · PEF elettricità UE ≈ 1,9 (era 2,5) → 1,0 con rete 100% rinnovabile

Bollire 1 litro d'acqua

Da 20 a 100 °C — energia utile $\approx 0,093$ kWh (335 kJ), confronto a parità di servizio

GAS

Rendimento d'uso

40%

Energia finale

0,23 kWh

CO₂ (rete elettrica IT)

47 g CO₂

RESISTENZA

Rendimento d'uso

70%

Energia finale

0,13 kWh

CO₂ (rete elettrica IT)

35 g CO₂

INDUZIONE

Rendimento d'uso

85%

Energia finale

0,11 kWh

CO₂ (rete elettrica IT)

28 g CO₂

Con elettricità rinnovabile l'induzione azzerava le emissioni (≈ 0 g CO₂) e minimizza l'energia primaria: **l'elettrificazione efficiente è la leva più immediata.**

Valori indicativi: η tipici per piano cottura; «Emission Factor» gas 0,20 kg CO₂/kWh; EF rete elettrica IT $\sim 0,26$ kg CO₂/kWh (2024). Elaborazione su dati IEA / ISPRA.

I colori dell'idrogeno

GRIGIO

Steam reforming
da gas naturale

~10 kg CO₂/kg H₂

~95% produzione attuale

BLU

Reforming + cattura
CO₂ (CCS)

~5 kg CO₂/kg H₂

In sviluppo

TURCHESE

Pirolisi del metano
(carbonio solido)

~3-6 kg CO₂/kg H₂

Sperimentale

VERDE

Elettrolisi con
energia rinnovabile

~0 kg CO₂/kg H₂

<1% produzione

Oggi il 95% dell'idrogeno è "grigio": prodotto da combustibili fossili

Idrogeno grigio: steam reforming del metano

Il metodo dominante oggi: maturo ed economico, ma emissivo



Steam reforming: il metano reagisce con vapore ad alta temperatura.



Water-gas shift: aumenta l'idrogeno, ma produce anidride carbonica.

Bilancio semplificato

$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$: l'idrogeno nasce insieme alla CO₂.

Impatto climatico

Emissioni tipiche dell'ordine di 9-12 kg CO₂ per kg di H₂ prodotto.

Il grigio non è una tecnologia di decarbonizzazione: è idrogeno prodotto da combustibili fossili.

Idrogeno blu: reforming con cattura della CO₂

Stessa base fossile del grigio, con cattura e stoccaggio a valle



La chimica di base resta quella dello steam reforming del metano.

CO₂ → cattura → stoccaggio

La CO₂ viene separata, compressa e inviata a stoccaggio geologico.

Cosa migliora

Può ridurre una parte delle emissioni rispetto all'idrogeno grigio.

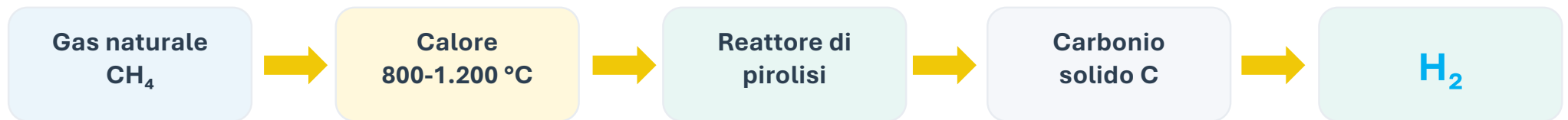
Cosa resta critico

Dipende da gas naturale, tasso di cattura e perdite di metano lungo la filiera.

Il blu può essere un ponte in alcuni usi industriali, ma non equivale a idrogeno a zero emissioni.

Idrogeno turchese: pirolisi del metano

Il metano viene scisso in idrogeno e carbonio solido, senza ossidarlo a CO₂



La reazione separa l'idrogeno e lascia il carbonio in forma solida.



Il vantaggio climatico dipende da come viene fornito il calore.

Punto di forza

Niente CO₂ diretta nella reazione principale, se il processo è ben gestito.

Nodo aperto

Tecnologia meno matura: bisogna gestire o valorizzare il carbonio solido.

Il turchese è promettente, ma oggi è ancora una filiera in sviluppo e non una soluzione di massa.

Come funziona un elettrolizzatore



L'elettricit\`a separa l'acqua in idrogeno e ossigeno. Il punto critico \`e usare elettricit\`a rinnovabile.

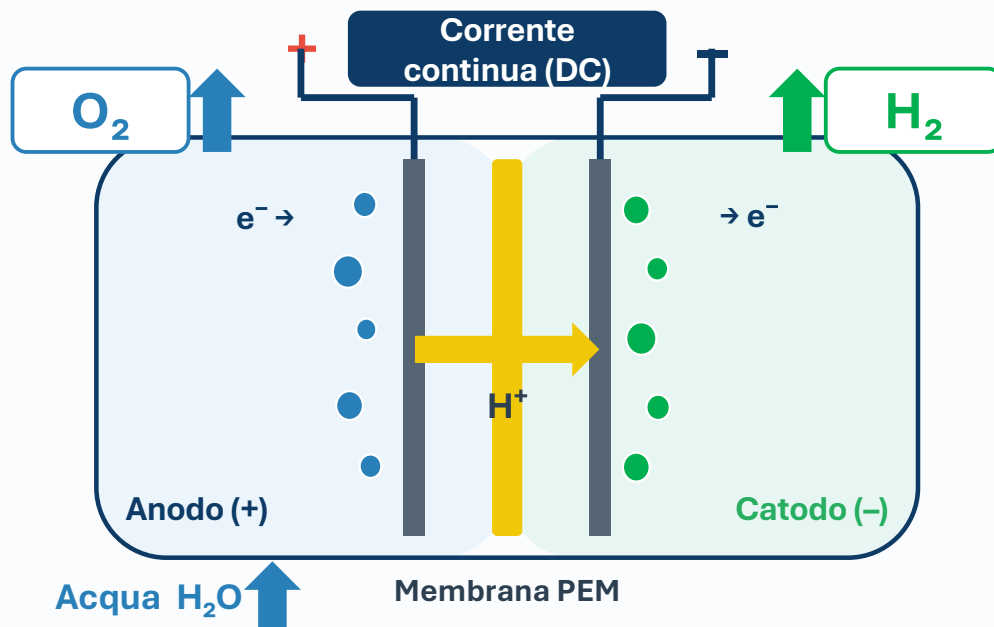


Figura evocativa: stack elettrolitico



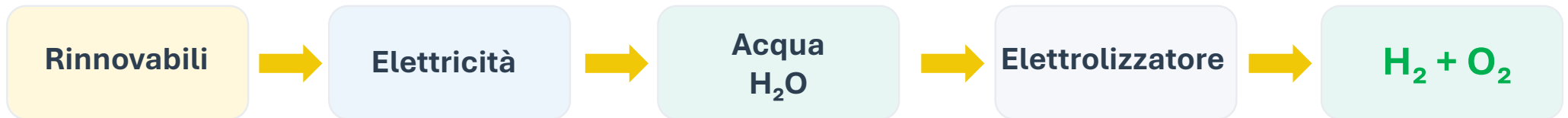
Messaggio chiave
L'elettrolizzatore \`e pulito solo quanto
l'elettricit\`a che lo alimenta.

Ordine di grandezza: 50–60 kWh/kg H_2 .

- 1 All'anodo si forma O_2 ; al catodo si forma H_2 .
- 2 La membrana separa i gas e lascia passare gli ioni.
- 3 Il rendimento reale dipende da stack, ausiliari e purezza dell'acqua.

Idrogeno verde: elettrolisi dell'acqua

Il metodo pulito: usa elettricità rinnovabile e acqua purificata



L'elettricità separa idrogeno e ossigeno senza emissioni dirette.

50-60 kWh/kg H₂ + 20-30 L/kg H₂

Ordini di grandezza tipici per elettricità e acqua di processo.

Punto di forza

È il riferimento climatico quando l'elettricità è realmente rinnovabile.

Uso corretto

Va riservato ai settori difficili da elettrificare direttamente.

L'idrogeno verde è prezioso proprio perché costoso in energia: usarlo bene significa usarlo dove serve davvero.

Come si produce l'idrogeno verde



Energia
rinnovabile



Elettricità



Elettrolizzatore
(PEM / Alcalino)



H₂ + O₂



+ Acqua purificata



50-60 kWh

di elettricità per ogni kg di H₂



20-30 litri

di acqua per ogni kg di H₂

Il problema dell'efficienza

Dove finisce l'energia?



Elettificazione diretta

100 kWh rinnovabili



80-90 kWh utili

80-90%

efficienza



Via idrogeno (prod. + uso)

100 kWh rinnovabili



25-35 kWh utili

25-35%

efficienza

Idrogeno verde: il fabbisogno idrico



9 litri

per la sola reazione chimica
(stechiometria)

20-30 litri

includendo purificazione
e raffreddamento

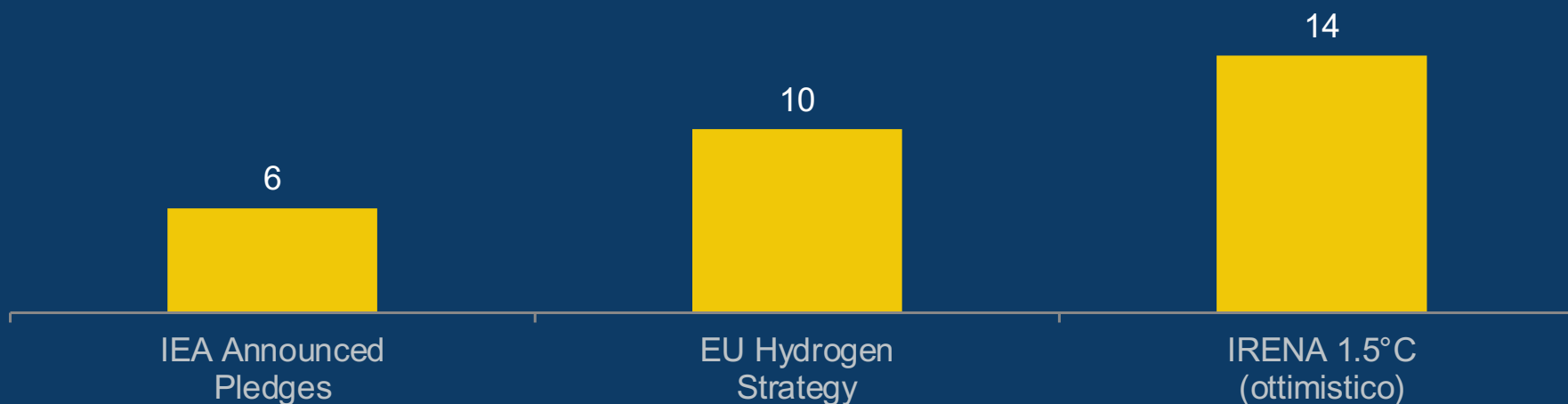
Cosa significa su larga scala?

- 10 Mt di H₂ verde (target EU 2030) richiedono 200-300 miliardi di litri d'acqua/anno
- Serve acqua ultrapura: costi di desalinizzazione aggiuntivi
- Competizione con usi civili e agricoli, specie in aree aride
- Problema gestibile ma non trascurabile nella pianificazione

Quanto idrogeno nel mix energetico?

Meno di quanto si pensi.

Quota % nel mix energetico finale al 2050



Anche nello scenario più ottimistico, l'idrogeno coprirebbe meno del 15% dei consumi energetici finali.
La gran parte della decarbonizzazione passa dall'elettrificazione diretta.

Dove l'idrogeno è davvero necessario

I settori "hard to abate"



Siderurgia

Riduzione diretta
del ferro (DRI)
al posto del carbone



Chimica

Ammoniaca, metanolo,
raffinazione:
feedstock insostituibile



Navigazione

Carburanti sintetici
per navi cargo
e lunghe tratte



Aviazione

SAF (Sustainable
Aviation Fuel)
da idrogeno verde



Questi settori non possono essere facilmente elettrificati.
L'idrogeno ha senso dove l'alternativa elettrica non esiste.

Acciaio: forno tradizionale vs H₂-DRI + EAF

Due immagini per leggere subito la differenza: carbonio come riducente vs idrogeno + elettricità



Rotta tradizionale BF-BOF



Il carbonio riduce il minerale e genera CO₂.



Rotta H₂-DRI + forno elettrico



L'idrogeno riduce il minerale e genera acqua.

Nel DRI il forno elettrico fonde e raffina il ferro ridotto: il vantaggio climatico dipende da H₂ verde ed elettricità pulita.

Acciaio con H₂-DRI: ridurre il minerale senza carbone

DRI = Direct Reduced Iron: l'idrogeno rimuove l'ossigeno dagli ossidi di ferro



Reazione semplificata: l'idrogeno cattura l'ossigeno e diventa acqua.



Nella realtà la riduzione avviene per stadi: ematite, magnetite, wüstite, ferro.

Perché è importante

Nel ciclo tradizionale il carbonio è sia combustibile sia riducente. Nel DRI a idrogeno il riducente è H₂: il sottoprodotto principale è acqua.

Condizione necessaria

Il beneficio climatico esiste se l'idrogeno è verde e se anche l'elettricità usata a valle è a basse emissioni.

Il DRI non produce acciaio finito: produce ferro ridotto, che poi viene fuso e raffinato in forno elettrico.

Metodo classico vs H₂-DRI

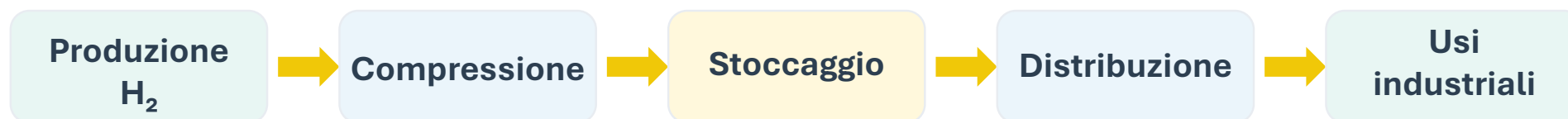
La differenza chiave è il riducente: carbonio/CO nel ciclo tradizionale, idrogeno nel DRI

Aspetto	Metodo classico BF-BOF	H ₂ -DRI + EAF
Riducente	Carbonio / CO da coke	Idrogeno H ₂
Reazione chiave	$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{CO} \rightarrow 2\text{Fe} + 3\text{CO}_2$	$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O}$
Prodotto intermedio	Ghisa liquida, ricca di carbonio	Ferro spugnoso solido, DRI
Forno finale	Convertitore a ossigeno BOF	Forno elettrico, tipicamente EAF
Sottoprodotto	CO₂	H₂O
Messaggio climatico	Emissioni alte: il carbonio è dentro la chimica del processo	Emissioni molto più basse se H ₂ ed elettricità sono puliti

Sintesi: nel metodo classico il carbonio è indispensabile alla reazione; nel DRI a idrogeno viene sostituito da H₂.

Veneto e idrogeno: non solo uso, ma filiera

L'opportunità più concreta è manifatturiera: componenti, impianti, automazione e servizi tecnici



Dove può entrare l'industria veneta

Componenti meccanici

valvole, raccordi, piping, skid, carpenteria inox, lavorazioni di precisione

Alta pressione

recipienti, bombole, compressori, riduttori, sistemi di sicurezza

Balance of plant

pompe, scambiatori, trattamento acqua, raffreddamento, quadri elettrici

Automazione

PLC, sensoristica, leak detection, ATEX, manutenzione predittiva

Impianti e revamping

engineering, assemblaggio, installazione e retrofit di linee esistenti

Servizi tecnici

collaudi, certificazioni, formazione, manutenzione specializzata

Base industriale coerente

Metalli e prodotti in metallo
8,6 mld € VA

Macchinari, elettronica ed elettriche
10,8 mld € VA

Fonte: Banca d'Italia, dati 2022

Manifattura veneta totale
42,8 mld € VA

La tesi: il Veneto può creare più valore vendendo tecnologie per la filiera H₂ che consumando idrogeno in modo diffuso.

Quanto valore? Dipende dalla politica industriale

Ordini di grandezza prudenti: catturare una quota della filiera europea di componenti e impianti

Valore aggiunto annuo potenziale per il Veneto

150-250 M€

scenario conservativo
nicchie di componentistica e servizi

300-500 M€

scenario intermedio
cluster manifatturiero riconoscibile

600-800 M€

scenario ambizioso
fornitura europea di sistemi e impianti

Cumulato 2026-2035: circa 1,5-8 mld € secondo la capacità di agganciare domanda europea, export e progetti dimostrativi.

Cosa fare

1

Mappare la filiera:
pressione, inox,
valvole,
sensoristica,
power electronics

2

Cluster H₂
manufacturing:
PMI, università,
ITS, Porto
Marghera, grandi
utilizzatori

3

Banchi prova e
certificazioni:
ATEX, leak testing,
fragilizzazione,
sicurezza

4

Incentivi selettivi:
linee H₂-ready,
prototipi,
automazione,
revamping

5

Formazione
tecnica: impianti
H₂, elettrochimica,
manutenzione,
normativa

Principio guida: incentivi mirati alla filiera industriale e agli usi hard-to-abate, non all'idrogeno come soluzione universale.

Numeri come ordini di grandezza: servono progetti pilota, standard e domanda industriale per trasformarli in valore reale.

Dove l'idrogeno non ha senso



Riscaldamento domestico

Pompe di calore (COP 3-5)



3-5x più efficienti



Auto e furgoni

Veicoli elettrici a batteria



2-3x più efficienti



Stoccaggio breve termine

Batterie agli ioni di litio



Round-trip 90% vs 35%



Cottura e uso civile

Induzione elettrica



Efficienza superiore

L'elettrificazione diretta è sempre preferibile dove tecnicamente possibile

La strategia europea sull'idrogeno



EU Hydrogen Strategy + REPowerEU (2022)

10 Mt

Produzione interna
di H₂ rinnovabile

2030

10 Mt

Importazione
di H₂ rinnovabile

2030

40 GW

Capacità
elettrolizzatori

2030

~10%

Quota nel mix
energetico EU

2050



Reality check: nel 2024 la produzione di H₂ verde in EU era ancora marginale.
Servirebbero 25.000 TWh di elettricità rinnovabile aggiuntiva per lo scenario IRENA 2050.

La vera priorità

Più energia elettrica rinnovabile

1



Rinnovabili

Solare, eolico, idroelettrico:
la base di tutto

2



Reti elettriche

Potenziamento reti
e interconnessioni

3



H2 mirato

Idrogeno solo dove
non c'è alternativa

Senza un massiccio aumento della produzione di elettricità rinnovabile,
non ci sarà né elettrificazione né idrogeno verde.

Idrogeno: hype vs realtà

L'HYPE

“L'idrogeno sostituirà il gas naturale”

“Auto a idrogeno per tutti”

“Riscaldiamo le case a idrogeno”

“L'idrogeno è la soluzione universale”

LA REALTÀ

- 5-10% del mix energetico al 2050
- Solo nei settori hard to abate
- Richiede enormi quantità di elettricità rinnovabile e acqua
- Efficienza 3-4x inferiore all'elettrificazione diretta

Idrogeno in Borsa: filiera promettente, capitalizzazioni ancora piccole

Valori indicativi aggiornati a maggio-giugno 2026; capitalizzazioni dell'intera società, non del solo business H₂

~20 mld \$

basket globale indicativo di player H₂ quotati
fuel cell + elettrolizzatori specialistici

13,7 mld \$

8 società fuel-cell/hydrogen censite da CompaniesMarketCap

~5,5 mld \$

altri specialisti elettrolizzatori: ITM, Nel, De Nora, Nucera

~950 mld \$

Valore di Anthropic

Player globali hydrogen-focused



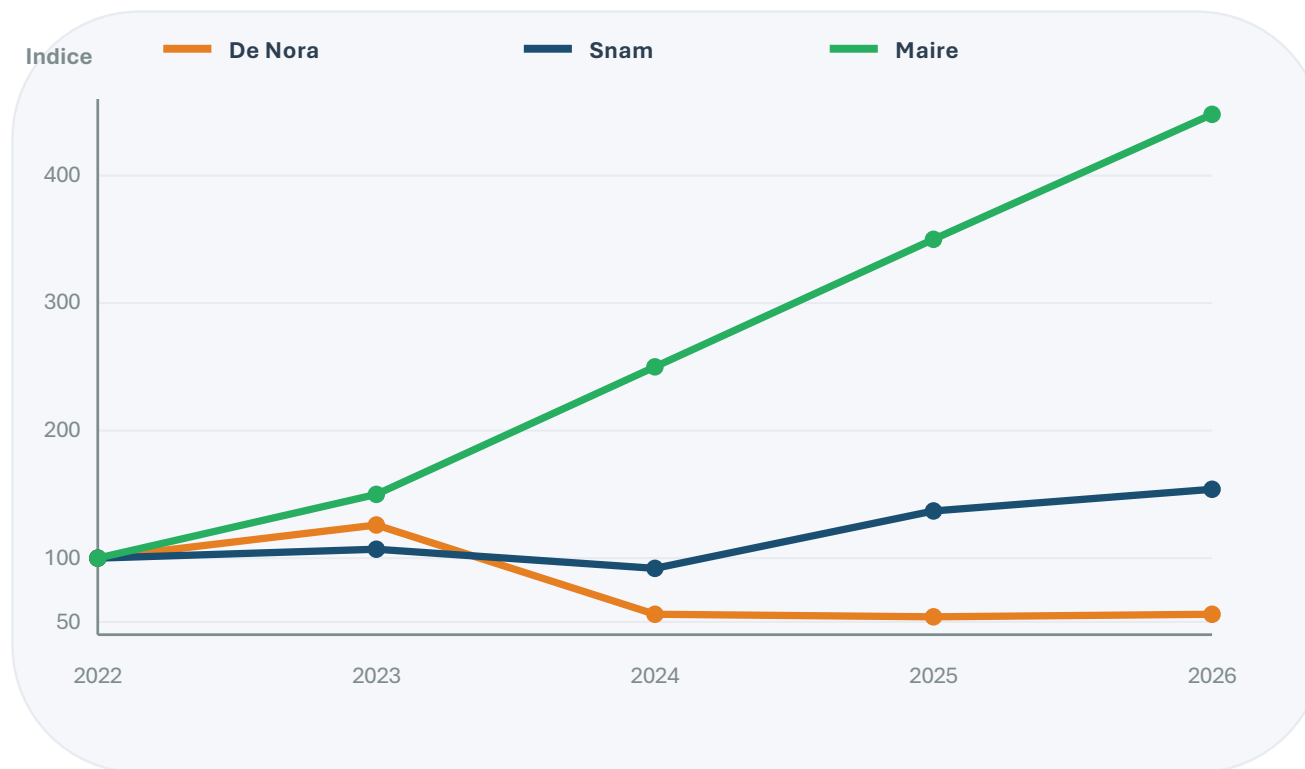
Società italiane esposte alla filiera



Messaggio: la Borsa sta prezzando una filiera reale ma ancora selettiva; in Italia quasi nessun gruppo è un pure player H₂.

Titoli italiani legati all'H₂: aspettative e realtà di mercato

Indice indicativo: 30/06/2022 = 100; per società diversificate il titolo riflette tutto il business, non solo l'idrogeno



Come leggere il grafico

- **De Nora**
pure player elettrochimico: il mercato ha corretto l'entusiasmo H₂ post-IPO
- **Snam**
infrastruttura regolata: H₂ dentro una strategia gas/reti più ampia
- **Maire**
engineering e transizione: performance trainata da portafoglio e crescita industriale

Messaggio

Dati indicativi da quotazioni/market cap pubbliche: il confronto mostra la volatilità delle aspettative, non il valore industriale reale della sola filiera H₂.

La scala delle priorità energetiche

1. Efficienza energetica

Ridurre i consumi: il kWh più pulito è quello non consumato

2. Elettrificazione diretta

Trasporti, riscaldamento, industria: dove possibile, elettrificare

3. Accumulo e flessibilità

Batterie, demand response, reti intelligenti

4. Idrogeno verde

Solo per settori hard to abate e stoccaggio stagionale

Messaggi chiave



L'elettrificazione diretta è 3-4 volte più efficiente dell'idrogeno: deve essere la priorità



L'idrogeno verde ha un ruolo reale ma circoscritto: dal 5 al 10% del mix energetico al 2050



Produrre H₂ verde richiede molta elettricità (50-60 kWh/kg) e molta acqua (20-30 l/kg)



L'idrogeno ha senso nei settori hard to abate: siderurgia, chimica, navigazione, aviazione



Senza un massiccio sviluppo delle rinnovabili, non ci sarà né elettrificazione né idrogeno verde

Fonti e riferimenti

Fonti generali e fonti per la filiera veneta

Scenario energetico e idrogeno

- IEA – Global Hydrogen Review 2024; World Energy Outlook 2025; Electrification
- IRENA – Green Hydrogen for Industry; Decarbonising hard-to-abate sectors
- European Commission – Hydrogen Strategy, REPowerEU, Hydrogen Bank
- RMI – Hydrogen Reality Check: water consumption
- JRC – The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios

Veneto, manifattura e filiera H₂

- Banca d'Italia – L'economia del Veneto, 2025
- European Hydrogen Observatory – electrolyser manufacturing capacity
- European Hydrogen Observatory – policy and legislative landscape
- Regione Veneto – Hydrogen Valley / Porto Marghera / impianto SAPIO
- Regione Veneto – adesione Hydrogen Europe; POR FESR 2021-2027

Nota metodologica: gli scenari di valore aggiunto per il Veneto sono ordini di grandezza, non previsioni ufficiali. Sono stimati incrociando base manifatturiera regionale, segmenti compatibili con la filiera H2 e crescita attesa della domanda europea.



Grazie per l'attenzione

Prof. Fabrizio Dughiero

fabrizio.dughiero@unipd.it

Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Padova

Domande?