



La commissione

Macchine ed Impianti Package

<https://www.ording.roma.it/commissione-macchine-ed-impianti-package>



Presidente: Ing. Antonino Costantino

E-mail: antonino.costantino25@gmail.com

Linkedin: <https://www.linkedin.com/in/antonino-costantino-15336b57>



Presenta il Seminario:

IDROGENO

L'energia futura passa di qui

In collaborazione con:



IDROGENO

L'energia futura passa di qui

I “colori” dell'idrogeno, i suoi processi di produzione, i progetti attuali e futuri, la visione dell'Italia e dell'Europa sull'utilizzo della molecola che sarà la protagonista assoluta della prossima transizione energetica.

28 Ottobre 2021
Evento Webinar

L'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma unitamente alla Fondazione dell'Ordine degli Ingegneri di Roma, a seguito dell'emergenza COVID-19, propone ai propri iscritti un seminario tecnico gratuito in webinar (diretta streaming con interazione mediante piattaforma) riservato unicamente agli iscritti all' **Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma** in regola con le quote associative.

La partecipazione al seminario rilascia n. 3 CFP, ai fini dell'aggiornamento delle competenze professionali ex DPR 137/2012 e successivo regolamento approvato dal Ministero della Giustizia.

L'iscrizione è obbligatoria sul sito dell'Ordine alla pagina:

<https://foir.it/formazione/>

Prenotandosi al seminario si autorizza il trattamento dei dati personali (Nome, Cognome, Matricola, codice fiscale, email), ai sensi dell'art. 13 del GDPR (Regolamento UE 2016/679), per le sole finalità connesse alla organizzazione ed erogazione dell'evento in modalità webinar.

Per partecipare sarà sufficiente accedere alla piattaforma a partire dalle ore 09.10 cliccando sul link personale ricevuto a mezzo e-mail.

L'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma, unitamente alla **Fondazione dell'Ordine degli Ingegneri di Roma** propone il seminario sull'Idrogeno, i suoi processi di produzione ed i progetti attuali e futuri che lo vedono come assoluto protagonista della imminente transizione energetica.

Negli ultimi anni stiamo assistendo agli albori di una vera e propria trasformazione del settore energetico europeo alimentata dall'urgente necessità di ridurre le emissioni climalteranti che minacciano il nostro pianeta.

Il 2021 è stato per l'Europa l'anno della svolta: la legge sul clima approvata a giugno dal Parlamento Europeo prevede infatti il progressivo incremento dell'uso delle energie rinnovabili e la loro integrazione nel sistema energetico con l'obiettivo di eliminare il 100% delle emissioni entro il 2050. Un traguardo ambizioso e ravvicinato che impone scelte impegnative ed urgenti.

E la chiave per realizzare e completare questa incredibile transizione energetica è custodita dall'atomo più piccolo dell'universo: l'idrogeno.

L'energia prodotta dall'idrogeno infatti non genera emissioni di CO2 e la produzione dell'idrogeno stesso può essere realizzata utilizzando fonti rinnovabili rendendolo di fatto “il vettore perfetto di energia”: non solo pulito, ma anche verde.

Sembra quindi davvero arrivato il momento di dimostrare la tesi sostenuta già nel 2008 da Jeremy Rifkin:

“Il passaggio all'idrogeno sarà la terza grande rivoluzione industriale dell'epoca moderna”

Secondo il grande economista americano, profeta della rivoluzione industriale verde, dopo quello del vapore e del petrolio, sarebbe stato proprio il turno dell'idrogeno.

Obiettivo del seminario è fornire gli elementi essenziali per comprendere le tecnologie ed i processi produttivi di questo straordinario elemento, verificarne il suo utilizzo come vettore di energia in contesti industriali e civili, e scoprire gli scenari futuri ai quali sta puntando la ricerca in Italia.

Programma - 28 Ottobre 2021

Ore 09:15 – 09:20

Saluti iniziali ed introduzione ai lavori

Ing. Carla Cappiello

Presidente Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma

Ing. Antonino Costantino

Presidente Commissione “Macchine e Impianti Package”

Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma

Ore 09:20 – 10:30

L'Idrogeno: Processi di Produzione, Settori di utilizzo e futuri trend

Ing. Giorgio Zerboni

Docente di “Sicurezza degli Impianti Chimici”

Università Campus Biomedico di Roma

Ore 10:30 – 11:00

Processi di Produzione dell'Idrogeno blu e verde:

Steam Reformer con CCU ed Elettrolizzatori PEM.

Ing. Cecilia Renzi

Hydrogen Energy Director, France Iberia Italy

Air Liquide S.p.A.

Ore 11:00 – 11:30

Processi di Produzione dell'Idrogeno verde:

Elettrolizzatori Alcalini

Ing. Diana de Rosmini

Sales Manager Southern Europe/ South America

McPhy S.A.

Ore 11:30 – 12:00

“Case studies” e Progetti

Le esperienze e la “Vision” di un Main EPC Contractor.

Ing. Lucrezia Del Gesso

Technology Process Engineer

NextChem S.p.A.

Ore 12:00– 12:30

“Case studies” e Progetti

Il Porto Green: Civitavecchia punta sull'Idrogeno

Ing. Calogero Giuseppe Burgio

Environment & Energy Department, Head

Autorità Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

Ore 12:30 – 13:00

Ricerca e sviluppo

L'Hydrogen Valley di Casaccia, Roma.

Ing. Giorgio Graditi

Head of Department - Energy Technologies and Renewable Energy

Sources - ENEA

Ore 13:00 – 13:15

Domande e chiarimenti

L'**attestato di partecipazione** al seminario, che sarà rilasciato previo controllo dell'accesso e dell'uscita dalla piattaforma informatica nonché della partecipazione a tutta la durata dell'evento, anche attraverso l'effettuazione di domande e/o sondaggi, potrà essere scaricato dagli ingegneri dalla piattaforma mying, nei giorni successivi allo svolgimento dell'evento medesimo e dovrà essere custodito dal discente ai sensi dell'art. 10 del Regolamento per l'Aggiornamento delle Competenze Professionali. Per tutti gli altri partecipanti l'ordine degli Ingegneri e la Fondazione rilasceranno l'attestato di partecipazione.

Il materiale didattico - informativo inerente al seminario sarà disponibile per tutti gli iscritti sul sito dell'Ordine nei giorni successivi allo svolgimento dell'evento.



L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

***Processi di Produzione,
Settori di utilizzo e futuri trend***

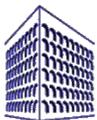
*Ing. Giorgio Zerboni
Docente di "Sicurezza degli Impianti Chimici"*

Università Campus Biomedico di Roma

28 Ottobre 2021

Indice degli argomenti :

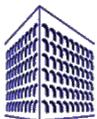
- I colori dell'idrogeno
- I metodi di produzione, attuali e futuri
- Gli utilizzi dell'idrogeno, attuali e futuri
- La strategia italiana e quella europea
- L'interesse dell'Italia
- Le previsioni di sviluppo



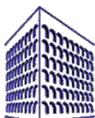
L'idrogeno è l'elemento su cui si punta come vettore energetico per ridurre l'uso dei combustibili a base di carbonio e l'incremento di CO₂ nell'atmosfera. L'esempio più efficace? L'H₂, se usato come combustibile nei mezzi di trasporto, reagendo con l'O₂, dà luogo, come unico prodotto di scarto, l'acqua eliminando completamente le emissioni di CO₂ e i relativi problemi ambientali.

Inoltre, l'H₂ ha il vantaggio di poter essere impiegato come vettore energetico, utilizzando ad es. il surplus di energia proveniente da fonti rinnovabili come il solare e l'eolico per produrre H₂ mediante elettrolisi.

Il problema è che l'H₂, per essendo l'elemento più abbondante nell'Universo (costituendo il 75% della materia ordinaria), sulla terra non si trova allo stato libero, ma essenzialmente, in combinazione con l'O₂, sotto forma di acqua.



L'H₂ dunque non è una fonte primaria di energia come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, in quanto a sua volta deve essere prodotto consumando energia a partire da fonti energetiche. Per questo motivo, attualmente, nell'industria il suo uso principale non è quello di combustibile, ma quello di reagente chimico per la produzione di ammoniaca (NH₃) e di alcool metilico (CH₃OH), per la desolforazione dei combustibili liquidi , dalla benzina agli olii combustibili e, in misura minore, anche se in aumento, per l'idrogenazione di olii vegetali.



Caratteristiche generali

1/3

- L'idrogeno è il primo elemento chimico della tavola periodica e il più leggero: il suo atomo è infatti costituito da un protone, che forma il nucleo (per questo motivo ha numero atomico 1) e di un elettrone.
- A pressione atmosferica e temperatura ambiente (298 °K), si trova in stato molecolare sotto forma di gas biatomico, un gas incolore, inodore, insapore e altamente infiammabile, con un punto di ebollizione di 20 °K e un punto di fusione di 14 °K.



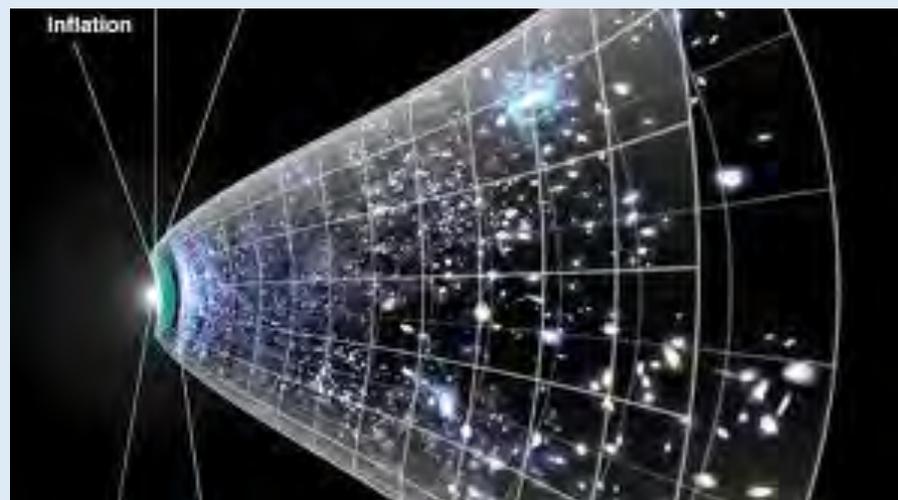
- Allo stato libero, cioè come H_2 , è invece presente nell'atmosfera solo in quantità minime essendo un gas talmente leggero da sfuggire facilmente alla forza di gravità e uscire dall'atmosfera. Allo stato legato è invece presente nell'acqua (11,2 %) e in tutti i composti organici e negli organismi viventi; inoltre si trova in alcune rocce, come il granito.
- E' reattivo e quindi forma composti con la maggior parte degli elementi, spesso anche per sintesi diretta, come avviene per l'ammoniaca (NH_3).



Caratteristiche generali

3/3

Ed infine, ricordiamo anche che l'idrogeno è il principale elemento formatosi negli istanti successivi al Big Bang, e quindi è il principale componente delle stelle, dove è presente nello stato di plasma e rappresenta il combustibile delle reazioni termonucleari.



I "colori" dell'idrogeno

1/3

Oggi si parla di idrogeno grigio, di idrogeno blu e di idrogeno verde. Qual' è la differenza ?

L'idrogeno **grigio** è quello che viene prodotto da idrocarburi (oltre l' 80% del totale) e più precisamente da gas naturale - a sua volta costituito prevalentemente da metano (CH_4) - mediante il processo di *steam reforming* , per essere utilizzato , spesso nello stesso complesso industriale, per l'idrogenazione degli idrocarburi liquidi, allo scopo di rimuoverne i composti solforati, e per poter utilizzare anche i tagli petroliferi più pesanti, mediante i processi di *hydrotreating* (idrodesolforazione) e *hydrocracking*.

Attualmente la produzione totale di H_2 grigio nel mondo è pari a ~ 100 milioni di tons. *



I "colori" dell'idrogeno

2/3

L'idrogeno **blu** proviene anch'esso dallo *steam reforming* ma in questo caso l'impianto di produzione è accoppiato con un sistema di cattura e stoccaggio della CO₂ che si forma nella reazione , evitandone quindi le emissioni.



I "colori" dell'idrogeno

3/3

L'idrogeno **verde** è invece quello prodotto mediante elettrolisi dell'acqua, a condizione che l'energia elettrica che occorre per "scomporre" l'acqua in idrogeno e ossigeno, senza produzione di CO₂, sia prodotta da fonti rinnovabili.

In altri termini, la filiera dell'idrogeno verde è :

produzione di energia da fonti rinnovabili (es. eolico o solare) > elettrolisi dell'acqua > produzione di H₂ verde > trasporto ed utilizzo dell' H₂

*

**



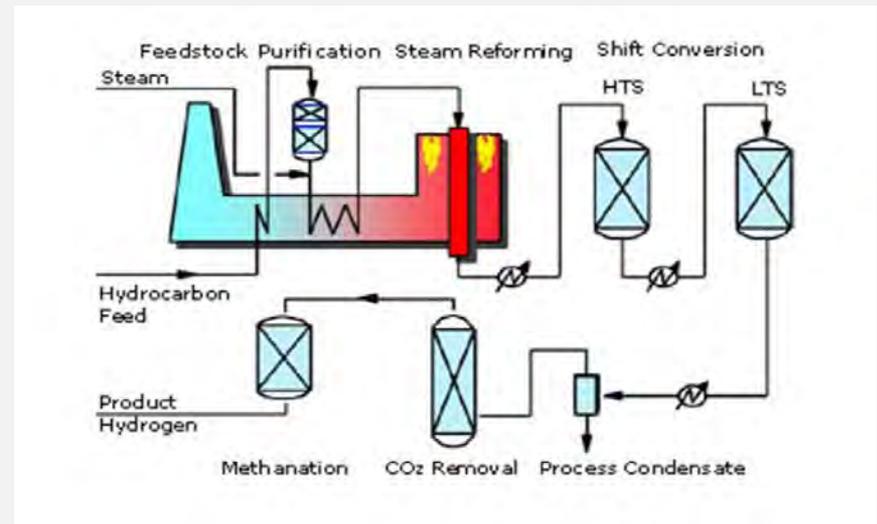
L'idrogeno grigio

1/5

L'idrogeno grigio è dunque quello prodotto mediante *steam reforming* di gas naturale.

Gli impianti di steam reforming per la produzione di H₂ sono costituiti da:

- una sezione di *pretreatment* (per purificare la carica e proteggere i catalizzatori);
- il forno di *steam reforming*, con formazione di CO e H₂;
- la sezione di conversione del CO a CO₂ (*shift reaction*) e assorbimento finale della CO₂;
- la sezione di purificazione dell'H₂



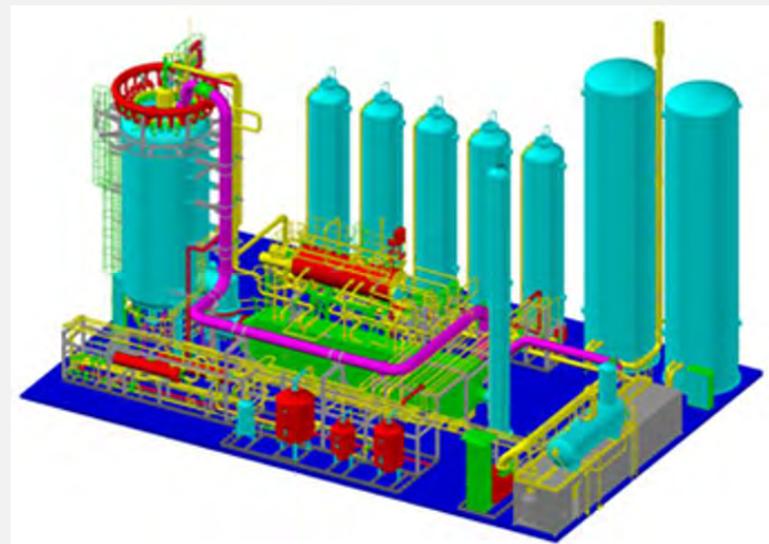
L'idrogeno grigio

2/5

Il processo di steam reforming avviene per reazione del metano con vapore d'acqua, sulla base di 2 reazioni consecutive :



La reazione 1) avviene all'interno dei serpentini del forno, mentre la 2) avviene in 2 reattori catalitici disposti in serie (*shift reactors*). *



L'idrogeno grigio

3/5

Le 2 reazioni danno quindi come risultato globale :



Si noti che, dell'idrogeno prodotto, la metà proviene dal metano e l'altra metà dal vapor d'acqua.

La CO₂ uscente dai reattori assieme all'idrogeno, in quantità in peso 10 volte superiore a quella dell'idrogeno, viene quindi assorbita mediante una soluzione basica.

Rimossa la CO₂, l'H₂ viene purificato con sistemi di tipo PSA (*pressure swing adsorption*), facendo adsorbire CO₂, CH₄ e altre impurezze su setacci molecolari. *



L'idrogeno grigio

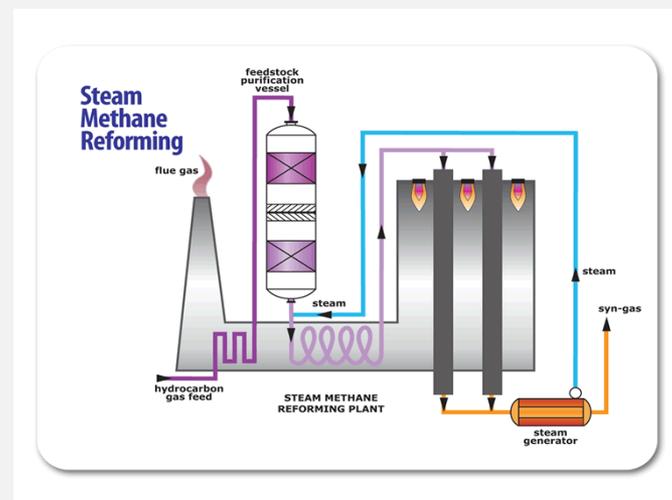
4/5

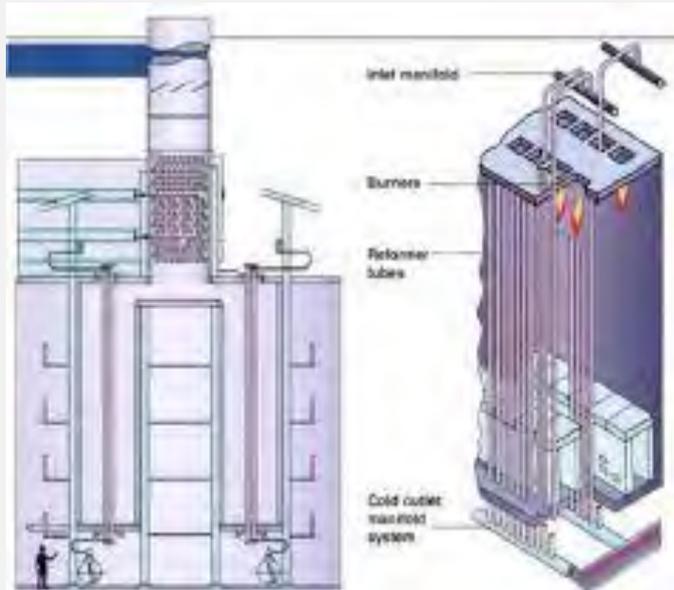
La reazione 1) di conversione del CH_4 a CO , è endotermica (206 kJ/mole) e quindi favorita da alte temperature (si lavora tra 750 e 800 °C): essa viene realizzata in reattori tubolari all'interno di forni.

Un forno di steam reforming della capacità di 100.000 Nm^3/h può contenere fino a mille tubi pieni di catalizzatore.

In genere, il diametro esterno dei tubi è di 100-180 mm, lo spessore della parete è di 10-20 mm, mentre la lunghezza del tratto sottoposto a convezione ed irraggiamento varia da 10 a 15 m.

I forni di *steam reforming* sono provvisti di una sezione di preriscaldamento del gas di alimentazione, ed una in cui si recupera parte del calore di reazione a spese dei prodotti di reazione con produzione di vapore, in parte utilizzato per la stessa reazione di *steam reforming*.





All'interno dei tubi la temperatura può raggiungere valori attorno a 850° mentre la temperatura di parete dei tubi supera i 1050°C . Inoltre, i tubi si trovano a lavorare in ambiente ossidante all'esterno e riducente all'interno : ciò , associato alla necessità di una maggiore resistenza al problema dello scorrimento viscoso (*creep*) ha portato allo sviluppo di leghe capaci di particolari prestazioni.

Attualmente, i materiali preferiti per la fabbricazione dei tubi sono costituiti da leghe speciali in Ni-Cr (un valore tipico è 33 Cr – 45 Ni) con piccole % di Nb e Ti.

I tubi per il reforming sono pertanto progettati di solito per una vita operativa massima, di 100.000 ore.



L'idrogeno blu

1/7

L'idrogeno blu differisce da quello grigio solo laddove la CO₂ possa essere recuperata o, comunque, non dispersa nell'atmosfera.

Quindi, per capire cosa ciò significhi, occorre esaminare a sua volta la "filiera" della CO₂, vale a dire la cattura, il trasporto, lo stoccaggio e l'eventuale utilizzo di quest'ultima.



L'idrogeno blu : la cattura della CO2

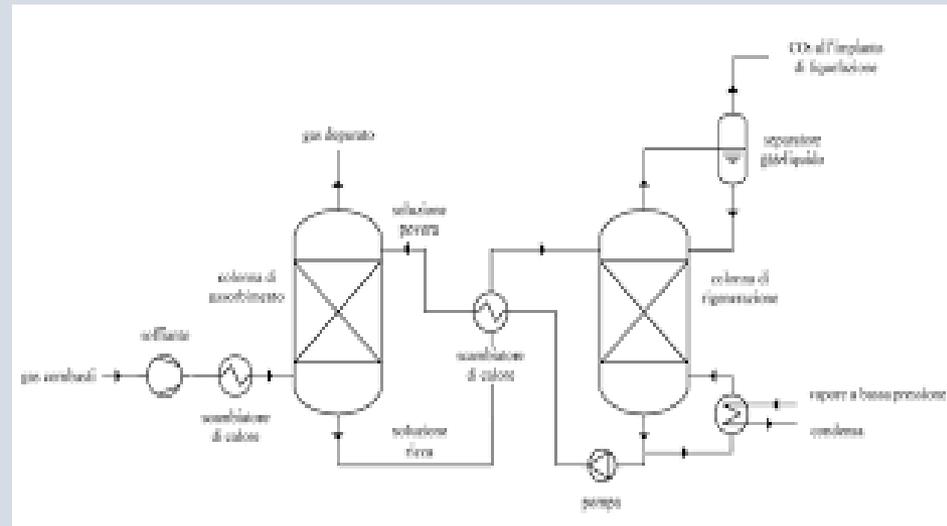
2/7

Tradizionalmente, la CO2 può essere catturata dai fumi di combustione esausti mediante assorbimento in un solvente chimico adatto.

I solventi comunemente usati sono le ammine:

in particolare l'etanolammina (MEA) e la metildietanolammina (MDEA).

Quest'ultima costa circa il doppio della MEA, ma è più selettiva e meno corrosiva.



L'idrogeno blu : la cattura della CO2

3/7

Attualmente per migliorare l'assorbimento, si stanno sperimentando dei sistemi basati sull'utilizzo di "liquidi ionici", cioè di sali allo stato liquido, i quali, rispetto alle ammine, hanno una tensione di vapore trascurabile ed una elevata stabilità termica, fattori che ne riducono il consumo in fase di esercizio. *

Processi di separazione alternativi sono basati sull'uso di membrane a base di zeoliti che permettono di catturare selettivamente la CO2: questo metodo ha però l'inconveniente di richiedere la compressione di tutto il gas, che, prima della separazione, contiene la CO2 in % limitate.

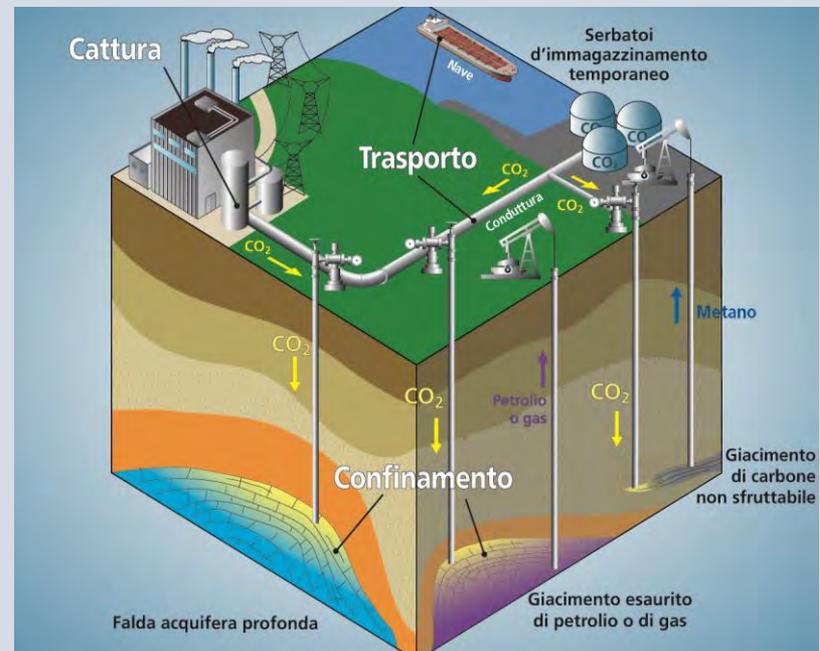


L'idrogeno blu : lo stoccaggio della CO2

4/7

Una volta assorbita, la CO2 viene poi separata dal solvente e compressa per poter essere trasportata e stoccata.

Il problema è ora quello di come trasportare e di dove stoccare tutta questa CO2, cioè trovare dei contenitori sicuri ma economici. Date le enormi quantità in gioco, una possibile soluzione è costituita dallo stoccaggio geologico, cioè da caverne naturali. *



L'idrogeno blu : lo stoccaggio della CO2

5/7



In Italia , l'ENI ha in programma di utilizzare l'immenso volume di stoccaggi costituito dai giacimenti di gas offshore ormai esauriti del medio Adriatico, nei quali potrebbero essere stoccati fino a 500 milioni di tonnellate di CO₂, in forma liquida, provenienti da varie lavorazioni industriali.

L'investimento previsto è di 2 miliardi di €, comprensivi del trattamento e della compressione della CO₂. Purtroppo, al momento , questo progetto non è entrato nel Recovery Plan.... *



L'idrogeno blu : l' utilizzo della CO2

6/7

Più complesso, e ancora più difficile, è il ventaglio di tecnologie che si stanno sperimentando per l'utilizzo della CO₂, che attualmente viene utilizzata per bevande gassate , come agente estintore e, come reagente chimico per la produzione di urea, ma non ha altre significative applicazioni industriali. *

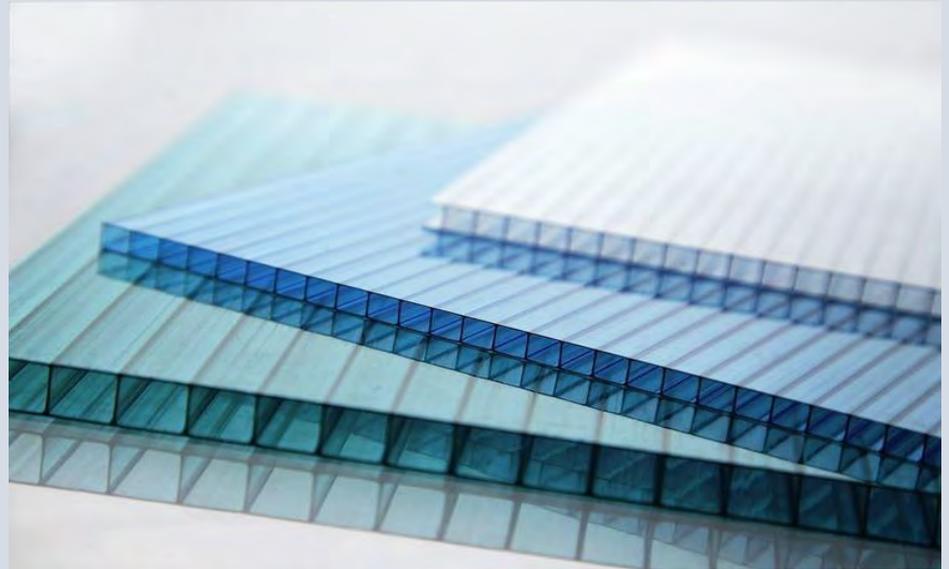
La ricerca è concentrata sulla messa a punto di processi efficienti per convertire la CO₂ in sottoprodotti ricchi di energia, quale il metanolo (CH₃OH): tuttavia queste ricerche non sono in uno stato avanzato perché si scontrano sempre con bilanci energetici negativi..



L'idrogeno blu : l' utilizzo della CO2

7/7

Altre linee di ricerca sono dedicate a metodi per utilizzare la CO2 nella produzione di polimeri (come i policarbonati) e per fissarla chimicamente in residui dell'industria mineraria, ottenendo materiali per l'edilizia.



La produzione di idrogeno verde

1/5

La produzione di idrogeno verde è dunque basata sull'elettrolisi dell'acqua: un processo che risale agli albori dell'industrializzazione, ma che ha un limite dovuto al consumo, e quindi al costo, dell'energia elettrica.

Il processo che avviene negli elettrolizzatori è semplice : una corrente a bassa tensione attraversa l'acqua e la dissocia dando luogo ad idrogeno gassoso al catodo e ad ossigeno gassoso all'anodo.

Generalmente per la produzione di idrogeno si impiega un catodo di platino o di un altro metallo inerte.

ELETTROLISI DELL'ACQUA (IDROLISI)

Al Catodo (-)
I cationi H^+ vanno al catodo, acquistano un elettrone e^- e diventano H_2 molecolare

$$4H^+ + 4e^- \longrightarrow 2H_2$$

All'Anodo (+)
Gli anioni OH^- vanno all'anodo, cedono un elettrone e^- e diventano acqua ed O_2 molecolare

$$4OH^- - 4e^- \longrightarrow 2H_2O + O_2$$

Reazione finale:

$$2H_2O \longrightarrow 2H_2 + O_2$$

LBR
L'IDROGENO VERDE
L'ENERGIA DEL FUTURO



La produzione di idrogeno verde

2/5

Da notare che l'ossigeno prodotto dall'elettrolisi può peraltro essere utilizzato nella produzione di ulteriori quantità di idrogeno mediante il processo di ossidazione parziale:



La produzione di idrogeno verde

3/5

Un primo sviluppo dei processi di elettrolisi si è avuto , già da diversi anni, con gli elettrolizzatori a **tecnologia alcalina**: in essi, i due elettrodi sono immersi in un elettrolita liquido alcalino, costituito per il 20-30% in peso da idrossido di potassio (KOH).

La capacità di questi elettrolizzatori è stata successivamente aumentata grazie alla combinazione dell'elettrolisi ad alta pressione (30 bar) con elettrodi ad alta densità di corrente. Questi elettrolizzatori vengono attualmente prodotti in serie in elementi modulari aventi capacità fino a 800 m³/h ciascuno.



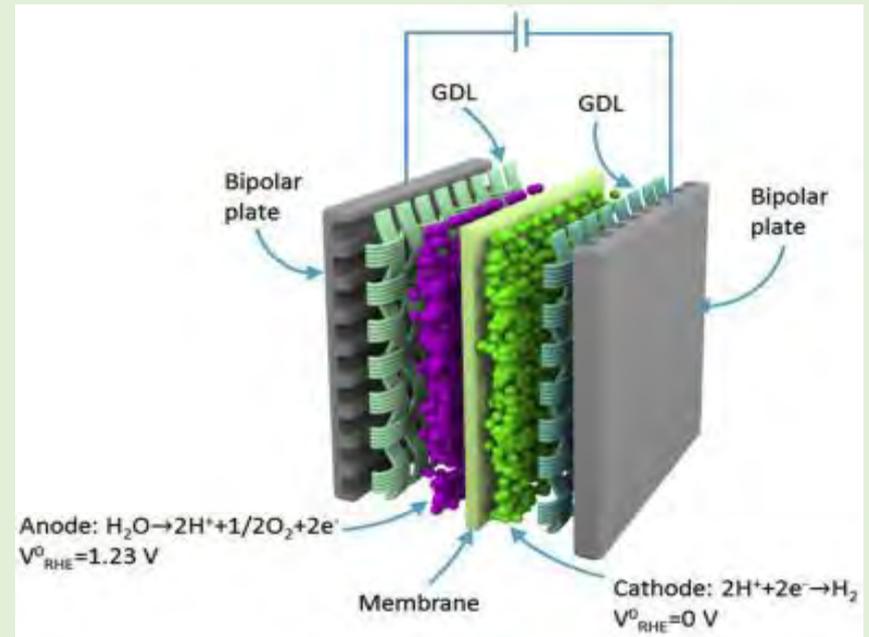
La produzione di idrogeno verde

4/5

Un metodo alternativo è costituito dai cosiddetti elettroliti a polimeri solidi (*Polymer Electrolyte Membrane*, PEM). In questo caso l'elettrolita è sostituito da una membrana polimerica a scambio ionico in grado di trasportare ioni, in modo simile a quanto accade con un elettrolita liquido.

Il più grande modulo di elettrolizzatore PEM è in costruzione nel centro di ricerca della Siemens di Linz. *

Con una capacità di 6 MW, l'impianto sarà in grado di produrre 1.200 m³ /ora di idrogeno "verde".



La produzione di idrogeno verde

5/5

Grazie alle ottimizzazioni dei processi, si prevede che il costo degli elettrolizzatori possa diminuire abbastanza velocemente nei prossimi anni: il costo di investimento dovrebbe scendere, entro il 2030, sotto i 250 € /kW.



Relatore: *Ing. Giorgio Zerboni - Docente di "Sicurezza degli Impianti Chimici"*

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

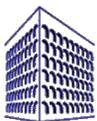
28 Ottobre 2021

pag. 27



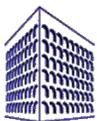
Attualmente la produzione mondiale di H₂ è di ~ 100 milioni di tons/anno (di cui ~ 800.000 tons in Italia) prodotte, per oltre il 90%, da gas naturale (prevalentemente senza cattura della CO₂) e per il 5% da elettrolisi, mentre la % di H₂ prodotto mediante gassificazione del carbone va lentamente scomparendo. *

L'H₂ grigio costa , alla produzione, tra 1,5 e 2 € /kg ; la separazione e lo stoccaggio della CO₂ si stima possa costare ~ 0,5 € /kg, che si aggiungono a quelli dell'idrogeno grigio per arrivare a quello blu; l'H₂ verde costa attualmente oltre 5 € /kg, e quindi circa 3 volte quello grigio.



E' chiaro quindi che il problema principale per incrementare l'utilizzo di questo vettore è quello di ridurre i costi di produzione dell'H2 verde, cosa che non sarà possibile mediante la sola economia di scala (il fattore di scala, in questo settore, appare ben superiore al valore medio del fattore di scala pari a 0,6 applicabile all'impiantistica di processo) .

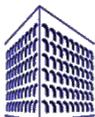
Oggi però cominciamo a vedere i risultati dei tentativi di riduzione dei costi di produzione dell'energia da fonte rinnovabile; ad es : il costo di produzione energia da fotovoltaico si è ridotto di oltre il 50% dal 2010 al 2020 e si avvicina a risultare competitivo rispetto a quello da fonti fossili.



I costi

3/3

Però , attenzione : il costo da considerare non è soltanto quello di produzione, ma quello di tutta la “filiera”. Ad esempio, la distribuzione alle stazioni di rifornimento potrebbe far aumentare di circa 3 volte il costo dell’idrogeno e quindi molto più della benzina, il cui costo di distribuzione alle stazioni di servizio è di circa 1,4 volte quello della produzione.



I processi alternativi : l'idrogeno dai rifiuti

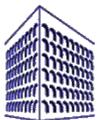


Una possibilità di ridurre i costi di produzione dell'H₂ è costituita dall'integrazione con gli impianti di trattamento dei rifiuti, utilizzando questi ultimi come materia prima, contribuendo così anche a risolvere il problema della gestione dei rifiuti solidi urbani.

Da notare che la produzione annuale di rifiuti municipali solidi è di 2 miliardi di tons/anno che contengono :

- carbonio 30 ÷ 50 %
- idrogeno 5 ÷ 8 %

In questo settore gli attuali processi sono però orientati alla produzione di energia, più che a quella di idrogeno.

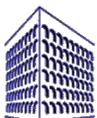
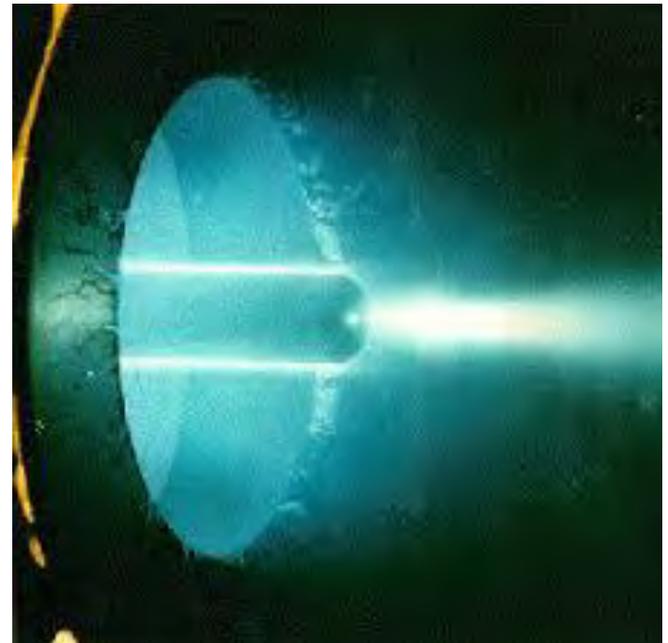


I processi alternativi : le torce al plasma

1/6

La ricerca più recente, mirata alla produzione di grandi quantità di idrogeno, si sta orientando su processi di ossidazione parziale ad alta temperatura, detti “torce al plasma”.

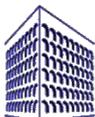
L'applicazione di questa tecnologia al trattamento dei rifiuti permette di generare una zona di reazione ove la temperatura è compresa tra i 3.500 ed i 4.000°C. In tale zona i rifiuti organici si decompongono a livello molecolare: quando la temperatura poi si abbassa, il carbonio reagisce con l'ossigeno, immesso nella zona di reazione, formando un gas di sintesi essenzialmente composto da CO, CO₂ ed idrogeno molecolare.



I processi alternativi: le torce al plasma

2/6

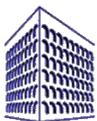
Una volta raffreddata, la miscela forma dunque un “gas di sintesi” ricco di idrogeno e privo di fuliggine. Questo gas viene lavato e filtrato fino a ottenere una miscela di idrogeno, anidride carbonica e ossido di carbonio. Quest’ultimo viene ulteriormente fatto reagire con del vapore per ottenere nuovo idrogeno e CO₂. I due gas vengono quindi separati, catturando tutta l’anidride carbonica.



I vantaggi del processo al plasma

3/6

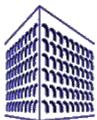
- Il processo al plasma genera dunque un “gas di sintesi “che , oltre alla produzione di idrogeno mediante separazione della CO₂, può essere anche trasformato in prodotti chimici, dai fertilizzanti ai carburanti, oppure utilizzato in una turbina a gas per produrre elettricità o direttamente come combustibile gassoso ;
- l'alimentazione può essere costituita, oltre che da rifiuti solidi urbani, da biomasse, plastica, rifiuti pericolosi e rifiuti triturati : inoltre, tutte queste materie prime possono essere miscelate tra loro (e quindi senza ricorrere alla raccolta differenziata) ;



I vantaggi del processo al plasma

4/6

- Poiché le materie prime che reagiscono all'interno del gassificatore vengono convertite nei loro elementi di base, anche i rifiuti pericolosi diventano un utile syngas; i materiali inorganici nella materia prima vengono fusi in una scoria vetrosa, non pericolosa che può essere utilizzata come inerte in varie applicazioni.
- Ma a che punto sta questo processo ?



Il processo al plasma

5/6

E' probabile che la realizzazione e, soprattutto, l'ottimizzazione di questo processo, richiedano ancora qualche anno. *

Però sta di fatto che la società SG H2 ha firmato nel giugno 2020 un accordo per la costruzione - in comproprietà con la municipalità della città californiana di Lancaster - del più grande impianto mai progettato per la generazione di idrogeno dai rifiuti, sulla base della tecnologia al plasma (processo Solena/SGH2).

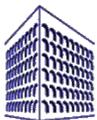
Secondo i termini dell'accordo, la centrale entrerà in servizio entro il 2022, raggiungendo la piena operatività entro il primo trimestre del 2023. A regime, l'impianto processerà 42.000 tons/anno di rifiuti producendo 3.800 tons/anno di idrogeno. *



La tecnologia "waste to chemical"

6/6

- Qualunque siano le condizioni operative ottimali con le quali questa tecnologia alla fine opererà, essa ha già un nome : *waste-to-chemical*.
- Waste-to-chemical è dunque una tecnologia che a partire dai rifiuti, e quindi da una materia prima quantomeno economica, permetterà di estrarre carbonio e idrogeno, che sono gli elementi base della chimica degli idrocarburi e che otterremo sotto forma di gas di sintesi.
- L'obiettivo della tecnologia Waste-to-chemical è quello di trasformare in prodotti utili almeno i 2/3 dei rifiuti in ingresso. La frazione liquida residua, quantitativamente limitata, dovrà essere trattata prima dello smaltimento, mentre le frazioni solide dovrebbero essere trasformate in materiale vetroso, del quale si cercherà una almeno parziale utilizzazione. *



L'utilizzo dell'idrogeno

Il **potenziale campo di applicazione** dell'idrogeno verde, non appena i costi di produzione scenderanno, è enorme.

I 3 settori principali di utilizzo appaiono, al momento, i seguenti :

- il settore siderurgico
 - il settore dei biocarburanti
 - il settore dei trasporti
- > Naturalmente, accanto a questi settori di sviluppo, rimarranno, per molti anni ancora, le attuali principali utilizzazioni, vale a dire la produzione di composti chimici e la desolforazione degli idrocarburi liquidi.



L'utilizzo dell'idrogeno : gli impianti di desolforazione

1/5

Facciamo prima un accenno alle modalità di uno degli attuali utilizzi principali dell'idrogeno i.e : la desolforazione di idrocarburi liquidi.

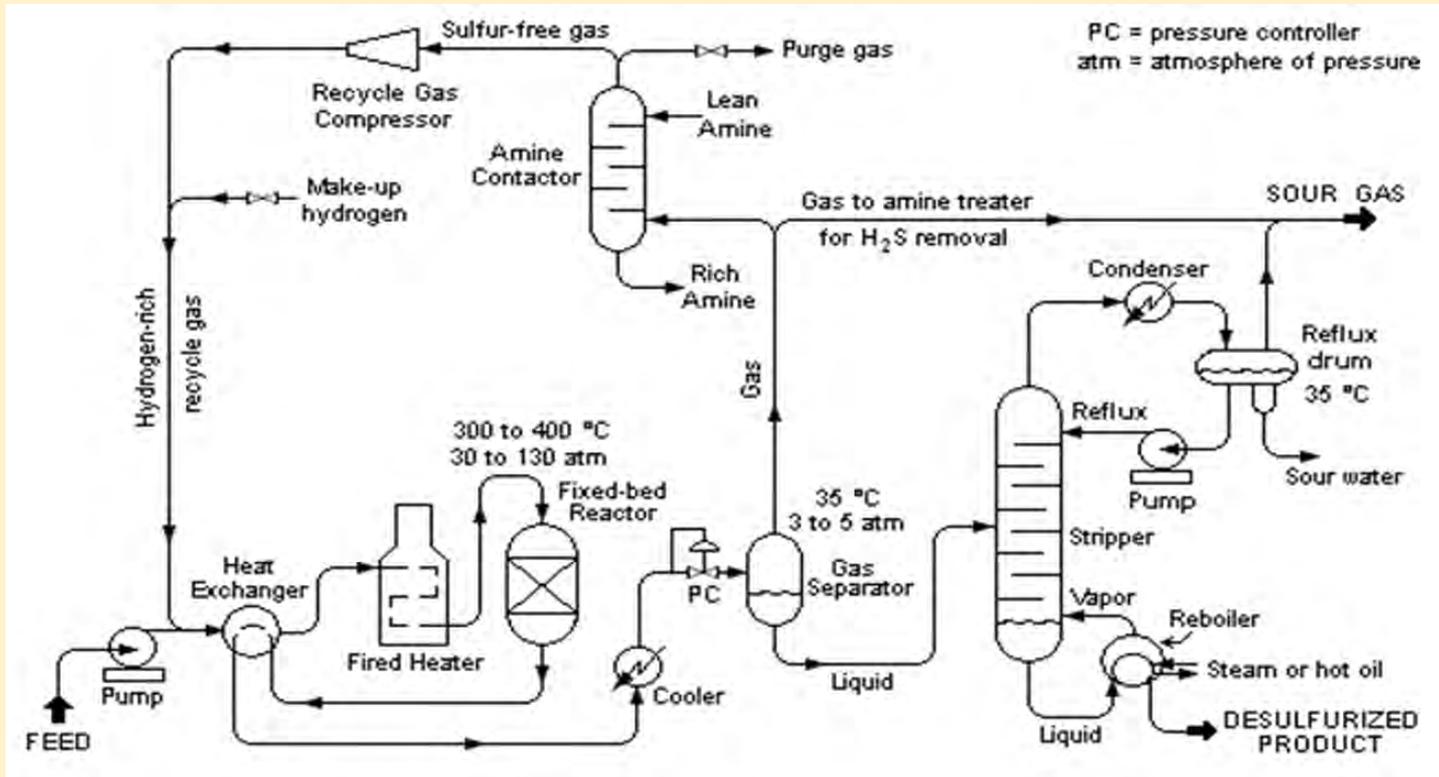
La desolforazione può avvenire in 2 tipologie di impianti di processo, in qualche maniera simili, ma che operano a diverse condizioni e con diversi consumi di idrogeno:

- *l'hydrotreating* (idrodesolforazione)
- *l'hydrocracking*.



La desolfurazione degli idrocarburi liquidi (*hydrotreating*)

2/5



Relatore: Ing. Giorgio Zerboni - Docente di "Sicurezza degli Impianti Chimici"

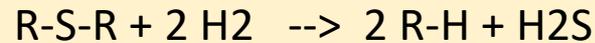
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



La desolforazione degli idrocarburi liquidi (*hydrotreating*)

3/5

- Nelle unità di *hydrotreating* l'alimentazione è costituita da idrocarburi contenenti composti solforati (mercaptani): qui vengono trattati con H₂ e quindi trasformati in H₂S all'interno di reattori catalitici, sulla base della seguente reazione tipica :

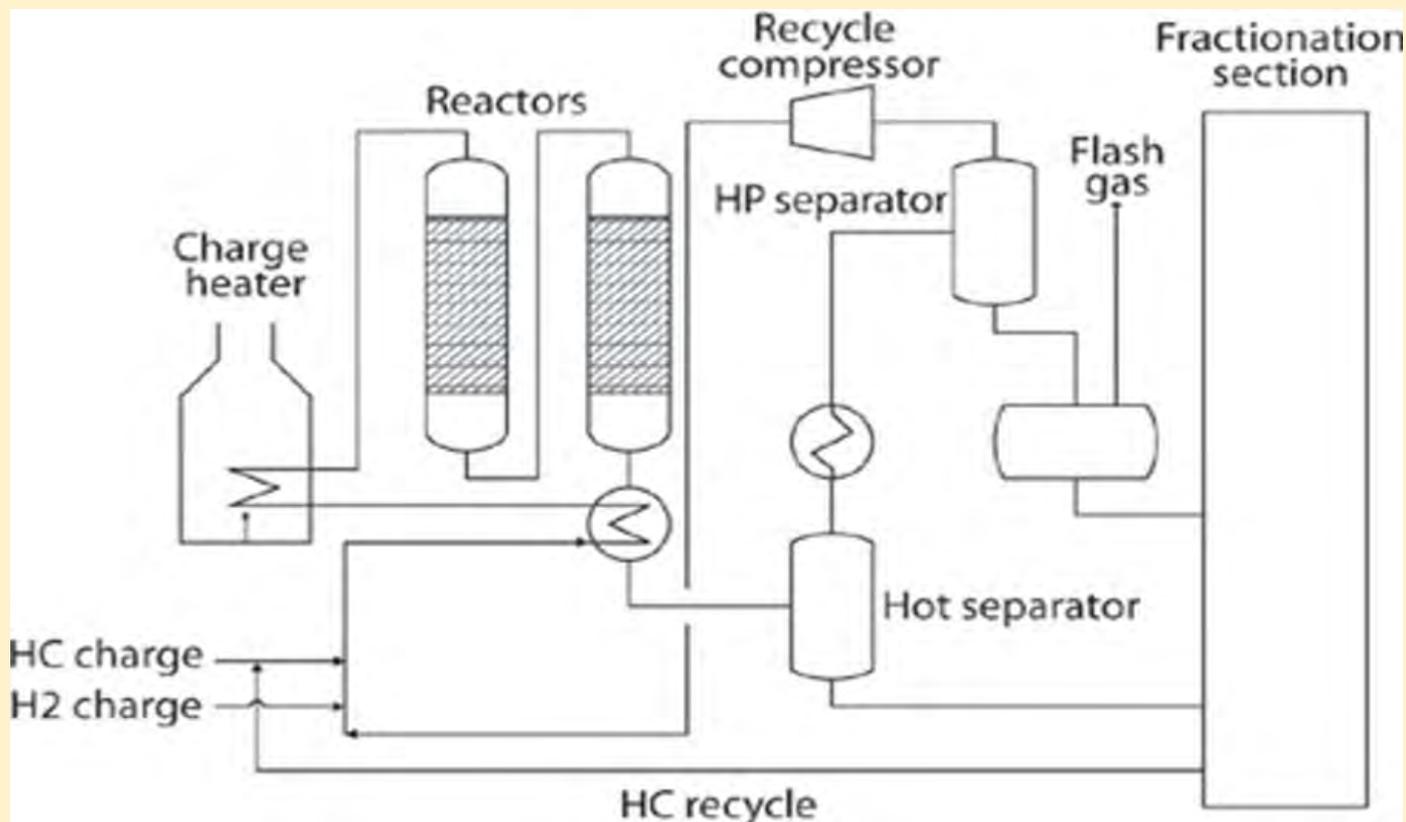


- Successivamente, l'H₂S viene selettivamente separato mediante assorbimento con ammine e quindi , dopo desorbimento, convertito in zolfo (fuso o solido) nelle unità di recupero dello zolfo.
- In una stessa raffineria sono presenti diverse unità di desolforazione, sia per le benzine che per il gasolio che per gli olii combustibili.



La desolforazione degli idrocarburi liquidi pesanti (hydrocracking)

4/5



La desolforazione degli idrocarburi liquidi pesanti (*hydrocracking*)

5/5

Ancora maggiore è il consumo di idrogeno nelle unità di *hydrocracking*. L'*hydrocracking* è un processo catalitico a pressioni molto elevate (fino a 200 bar nella versione più severa), in forte eccesso idrogeno.

E' un processo al quale vengono sottoposte delle frazioni petrolifere pesanti che vengono convertite in frazioni più leggere, principalmente mediante reazioni di rottura delle molecole (*cracking*), di saturazione dei composti aromatici: tutto ciò assieme alle reazioni di desolforazione.

L'idrogeno, oltre a permettere la desolforazione della carica, limita notevolmente la formazione di coke, realizza l'idrogenazione dei composti aromatici e mantiene alta l'attività del catalizzatore.

-



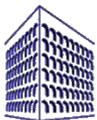


- Nel settore siderurgico, la riduzione del minerale ferroso è un processo altamente carbon-intensivo : i dati disponibili stimano che per ogni kg di acciaio grezzo si producano oltre 2 kg di CO₂ - valore che scende a 1,7 kg nel caso dei forni ad arco elettrico - con il risultato che circa l'8 % delle emissioni globali di CO₂ sono legate all'industria dell'acciaio.
- Tutto ciò a causa dell'uso del carbonio, utilizzato, sotto forma di carbon coke, per estrarre l'ossigeno dall'ossido di ferro.



In questo settore l'idrogeno potrà progressivamente sostituire il carbon coke.

Infatti, combinandosi con l'ossigeno dei minerale ferrosi, (che si trovano in natura in genere come ossidi) l'idrogeno verrà impiegato per ridurre il minerale producendo solo vapore acqueo ed eliminando lo sviluppo di CO₂. >



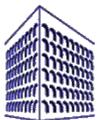
L'utilizzo dell'idrogeno: il settore siderurgico

3/7

Ma a che punto è questa tecnologia ?

In Svezia nella città settentrionale di Luleå, a 250 km dai giacimenti minerari di Norrbotten, è iniziata la costruzione dell'acciaiera Hybrit. *

Hybrit sarà la prima acciaiera a idrogeno al mondo, sostituendo gli altiforni per la fusione del minerale con un sistema di riduzione diretta del ferro, mediante idrogeno prodotto con elettricità da fonti rinnovabili.



L'utilizzo dell'idrogeno: il settore siderurgico

4/7

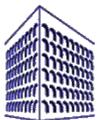
Al momento, dopo le fasi di test, nella primavera scorsa è entrato in funzione il primo impianto pilota, con una capacità di riduzione del minerale di circa 2 tonnellate l'ora. L'impianto pilota andrà fino al 2024 per ottimizzare tecnologie e sicurezza.

Se tutto andrà bene, nel 2025, i partner hanno in programma la costruzione di un'acciaiera a idrogeno, a ciclo continuo, con una capacità di mezzo milione di tonnellate all'anno.

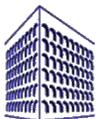


In Austria , invece, è stato inaugurato a Linz, nel 2019, l'impianto *H2Future* da 6 MW, a quel momento il più grande impianto di produzione di idrogeno verde al mondo. È costituito da un elettrolizzatore PEM della Siemens, alimentato con energia rinnovabile. *

Questo impianto, realizzato con l'aiuto di un finanziamento europeo, utilizzerà l'idrogeno per la produzione di acciaio nell'acciaiera Voestalpine. La materia prima sarà il cosiddetto "*preridotto*", costituito da ferro metallico spugnoso (85%) e da una frazione variabile di ossido di ferro (l'8% e il 10). La tecnologia (nota come *Directed Reduction Iron*) già in uso, ma attualmente impiega per la riduzione degli ossidi ferrosi il gas naturale, mentre a Linz sarà usato l' H2 verde prodotto con gli elettrolizzatori PEM.



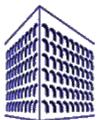
- In Italia, Tenaris, Edison e Snam hanno sottoscritto una lettera di intenti per avviare un progetto finalizzato alla decarbonizzazione dell'acciaiera di Tenaris a Dalmine, attraverso l'introduzione dell'idrogeno verde in alcuni processi produttivi. *
- Il progetto prevede la produzione di idrogeno verde tramite un elettrolizzatore da circa 20 MW da installare presso lo stabilimento di Dalmine e all'adattamento del processo produttivo dell'acciaio mediante l'utilizzo di idrogeno in sostituzione al gas naturale.
- Si tratterà della prima applicazione di idrogeno verde su scala industriale nel settore siderurgico in Italia.



L'utilizzo dell'idrogeno nel settore siderurgico: e a Taranto ?

7/7

Dell'utilizzo dell'idrogeno nel siderurgico di Taranto si parla molto, nella speranza di poter ridurre le elevate emissioni inquinanti, ma non appare una soluzione che potremo vedere presto. Si era parlato della costruzione di un primo impianto pilota ad idrogeno , mentre ora , nell'ambito del PNRR, si parla della costruzione di un forno elettrico alimentato a "preridotto" : si tratta di vedere se partiamo da gas naturale o da idrogeno.....



L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei biocarburanti 1/3

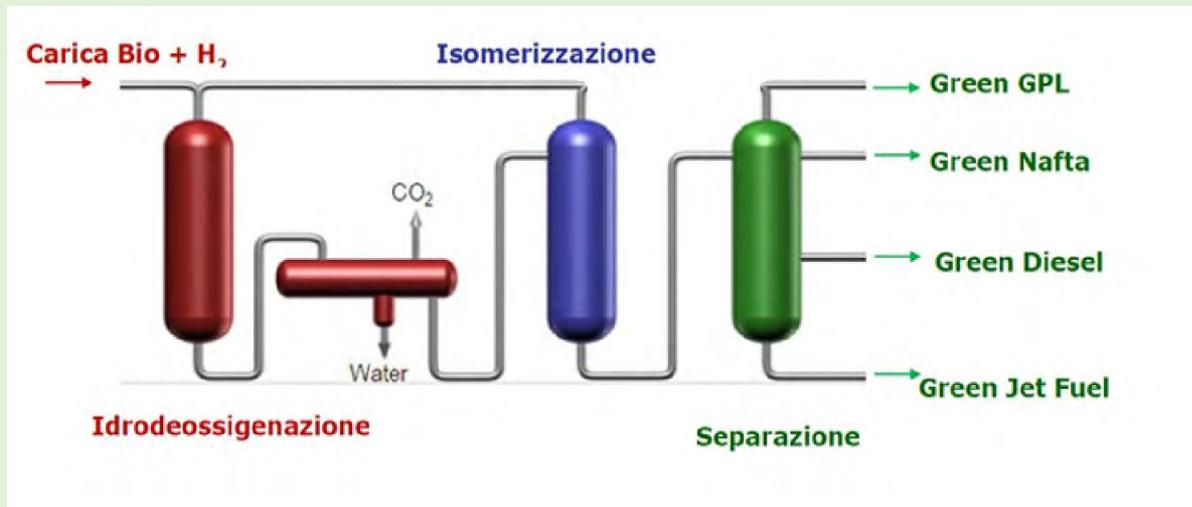
L'altro utilizzo destinato a crescere, è quello nel settore dei biocarburanti prodotti per idrogenazione degli oli vegetali (esteri) provenienti da oli già usati, da grassi animali, da scarti della produzione alimentare o da colture che non sottraggono terreno all'agricoltura.



L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei biocarburanti 2/3

Abbiamo già visto l'uso dell'idrogeno per la raffinazione dei carburanti (in particolare , per la desolforazione): qui però parliamo della idrogenazione di biocarburanti , cioè da un combustibile comunque ottenuto da biomasse: mais, bietola, canna da zucchero, olio di palma ecc., e quindi di un utilizzo da fonti esse stesse rinnovabili, un utilizzo destinato ad aumentare nei prossimi anni.





Questo processo prevede un reattore di idrogenazione di biocarburanti, in cui i grassi e gli oli vengono raffinati attraverso un trattamento con idrogeno puro: così si rimuove sia tutto l'O₂ contenuto nell'alimentazione che le impurità, l'acqua e i sali.

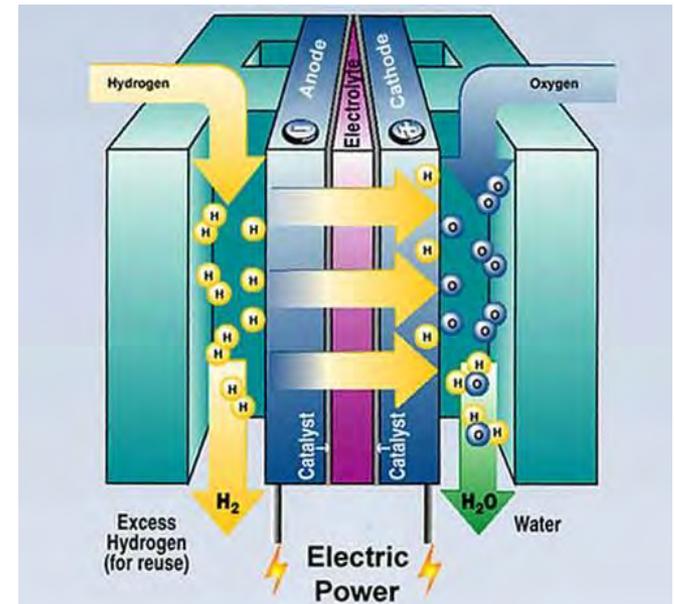
Nella successiva sezione di isomerizzazione si migliorano le caratteristiche del taglio relativo alle benzine.



L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti

1/4

- L'utilizzo principale dell'idrogeno potrebbe però essere in futuro quello nel settore dell'autotrazione, dove l'idrogeno dovrebbe costituire la fonte energetica delle celle a combustibile.
- **Le auto a idrogeno** in realtà non bruciano idrogeno, come avviene per la benzina o il diesel in un normale motore a scoppio, ma **sono delle vetture elettriche**, che utilizzano corrente elettrica prodotta appunto dalle celle a combustibile, anziché da una batteria. Ad esse l'idrogeno va alimentato con continuità per rifornire le celle, e produce come scarto del semplice vapore acqueo.
- E' chiaro quindi che una maggiore disponibilità di idrogeno permetterà un uso più esteso dell'auto elettrica.



Celle a combustibile : un piccolo problema.....

2/4

Ad una cella a combustibile va dunque associato il serbatoio di idrogeno che deve essere mantenuto a una pressione che può arrivare fino a 700 bar. Questo valore così elevato è necessario per aumentare la sua densità energetica in termini di volume.

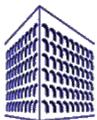
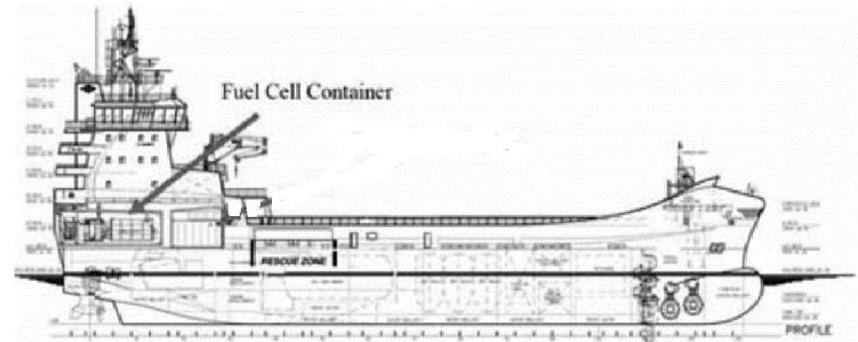
Infatti, l'idrogeno possiede una densità energetica in massa che supera quella di tutti i più comuni carburanti (142 MJ/Kg rispetto ai 54 del metano e ai 46 della benzina), ma in termini di volume si riduce per la sua bassa densità (diciamo che le molecole di H₂ hanno voglia di rimanere distanziate...) per cui in sostanza ne aumentiamo la densità aumentando la pressione. *



L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti: i trasporti navali

3/4

Ma nel settore dei trasporti, l'idrogeno potrà trovare un importante utilizzo anche in quelli navali. L'economia globale si basa sul trasporto in navi portacontainer e sulla navigazione a medio e lungo raggio, rappresentando oltre l'80% degli scambi in termini di volume e circa il 70% in termini di valore. Il combustibile utilizzato oggi dalla maggior parte delle "Box Boats" è il *bunker oil*, un idrocarburo ad elevata viscosità con un enorme *global warming potential* cioè con un impatto sull'effetto serra superiore agli altri idrocarburi.



Relatore: Ing. Giorgio Zerboni - Docente di "Sicurezza degli Impianti Chimici"

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

28 Ottobre 2021

pag. 56

L'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti: i trasporti navali

4/4

Al riguardo Fincantieri, SNAM ed SCN hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per realizzare uno studio di fattibilità per la costruzione di una nave da crociera alimentata a idrogeno (“*oceangoing hydrogen powered cruise ship*”) insieme alla relativa infrastruttura di bunkeraggio dell'idrogeno, che consentirebbe operazioni a impatto ambientale zero in alcune aree. *

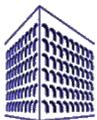
E' probabile quindi che in futuro i viaggi merci a breve e media distanza via mare saranno in prevalenza su navi elettriche a batteria o, possibilmente, a *fuel cells*.

E ad oggi sono già funzionanti a batteria alcuni traghetti passeggeri a corto raggio, che si prestano ad essere ricaricati facilmente nei porti. -



Il quadro normativo : per ora è un altro problema....

Uno dei problemi che, se non risolto, in Italia potrebbe comportare dei ritardi in tutta la filiera dell'idrogeno, è legato alla mancanza di un quadro legislativo ad hoc. In particolare, il D. Lgs. 257 del 2016, che recepisce la Direttiva europea n.94 del 2014 sui combustibili alternativi, non facilita la diffusione dell'uso dell'idrogeno: ad es. ad oggi non è consentito introdurre idrogeno nelle reti gas e non esiste nessuna regolamentazione per lo stoccaggio, salvo l'indicazione che per stoccaggi superiori a 5 tons si rientra nella legge Seveso.



Il programma italiano per l'idrogeno

1/2

Inoltre, anche se in preparazione, non esiste ancora un piano strategico nazionale ma solo delle “Linee guida preliminari della Strategia nazionale idrogeno” emesse dal MISE nel novembre '20 : su questa base è stata effettuata una consultazione pubblica con l'obiettivo di ricevere osservazioni e pareri in materia dai soggetti interessati e dagli stakeholders del settore. Il prossimo passo sarà dunque la stesura del documento definitivo della Strategia Nazionale Idrogeno. Ci sia augura che, oltre ad incentivi e defiscalizzazioni, esso si accompagni ad una normativa specifica aggiornata alle attuali conoscenze ed esigenze.



Il programma italiano per l'idrogeno

2/2

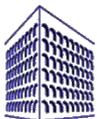
Le linee guida della Strategia nazionale idrogeno si muovono su due orizzonti temporali:

- una fase a breve termine, entro il 2030, che ha l'obiettivo di rendere l'idrogeno "progressivamente competitivo in applicazioni selezionate" e prevede una penetrazione dell'H₂ sui consumi nazionali di energia del 2% al 2030 ; *
- una fase a lungo termine, entro il 2050, in cui l'idrogeno viene visto come un vettore fondamentale per decarbonizzare i settori dell'industria ad alta intensità energetica e quindi con una penetrazione dell'H₂ sui consumi nazionali di energia del 20% .

Il piano prevede inoltre , entro il 2030 :

- l'installazione di elettrolizzatori per 5 Gigawatt ;
- investimenti per 10 miliardi di euro suddivisi equamente con il settore privato;
- un impatto sull'occupazione di 200 mila addetti, diretti e indiretti, e sul PIL di 27 miliardi addizionali (1,5 punti ai valori 2019).

.....più tutti gli effetti sulla filiera e su aree dismesse o in riconversione.



- La Commissione Europea per l'Energia ha invece già emesso nel luglio 2020 la Strategia sull'Idrogeno (*European Commission's Hydrogen strategy*), basata sull'obiettivo di ridurre del 55 % le emissioni di CO2 entro il 2030. In questo programma, si individua nell'idrogeno l'elemento sul quale puntare, sia pure assieme ad altre tecnologie, per favorire la decarbonizzazione dell'industria, dei trasporti e della produzione di energia elettrica in tutta Europa. La strategia prevede di operare su più fronti : regolamentazione, ricerca , innovazione , investimenti e la creazione di un mercato, sempre con l'obiettivo di arrivare a produrre idrogeno da fonti rinnovabili, usando principalmente energia eolica e solare.
- Tuttavia la Commissione Europea ritiene che sarà necessario un periodo di "transizione" tecnologica con un incremento del mercato dell'idrogeno basato sulla produzione e distribuzione di idrogeno blu in attesa di creare un mercato, delle infrastrutture e l'ottimizzazione dei processi produttivi.



In particolare, il programma della UE per l'idrogeno è il seguente :

- Entro il 2030: l'idrogeno dovrà essere entrato profondamente nel nostro sistema energetico integrato, con almeno 40 gigawatt di elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile e la produzione , nella UE, di dieci milioni di tonnellate di idrogeno verde;
- tra il 2030 e il 2050: le tecnologie basate sull'“idrogeno rinnovabile“ dovrebbero raggiungere la maturità e trovare larga applicazione in tutti i settori.

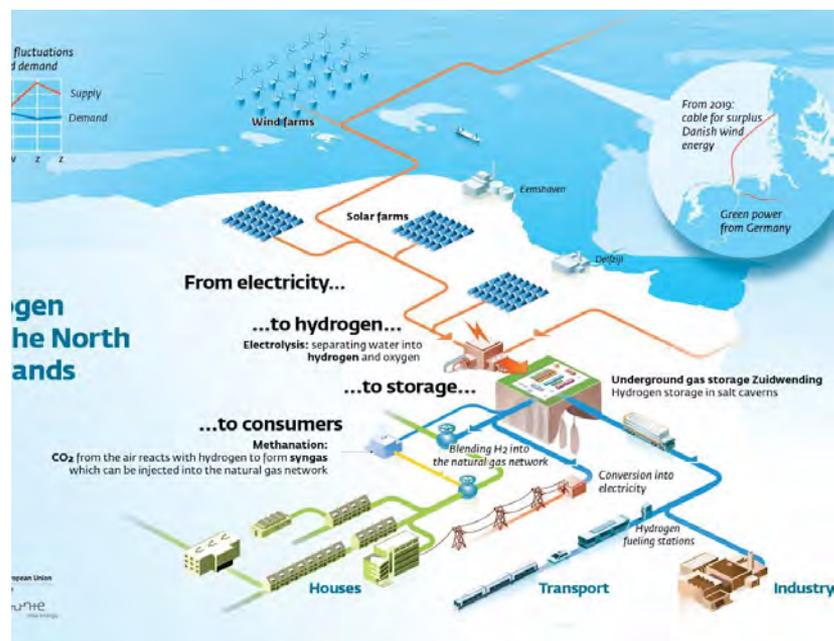


Trasporto e stoccaggio dell'idrogeno

I problemi di trasporto e di stoccaggio di grandi quantità di H₂ sono in qualche maniera analoghi a quelli della CO₂, anche se la bassa densità dell'H₂ ne rende comunque più costoso il trasporto per unità di peso.

Il trasporto di H₂, puro o in miscela, dovrebbe avvenire in pipelines, a pressioni elevate, fino a 300 bar.

Per l'accumulo, sempre in fase gassosa, si pensa, anche in questo caso, allo stoccaggio geologico : sono già in uso negli Stati Uniti ed in Gran Bretagna, stoccaggi di H₂ in giacimenti salini, a pressioni tra 50 e 150 bar.



Secondo recenti scenari di sviluppo , l'idrogeno potrà coprire il 23% della domanda energetica nazionale nel 2050 (e quindi oltre il 20% previsto dal prossimo piano nazionale). Questo incremento però richiederà non solo uno sviluppo corrispondente di tutta la filiera dell'idrogeno, ma anche una strategia di lungo termine e un quadro normativo chiaro e favorevole.

Ma l'H2 per l'Italia è' una occasione da non perdere. Infatti il nostro paese ha, in questo contesto, 2 vantaggi :

- la presenza di una rete capillare per il trasporto e la distribuzione di gas,
- una posizione geopolitica strategica nel mediterraneo;

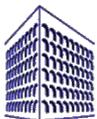
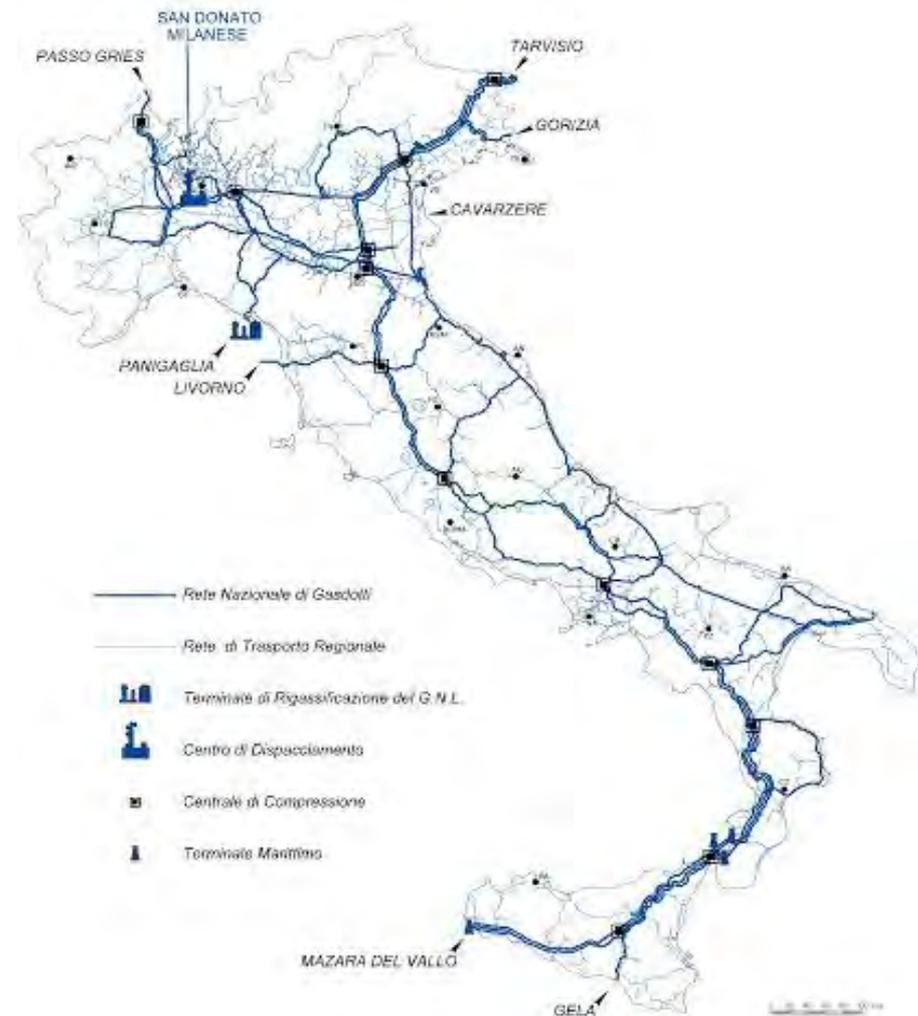
questi due elementi che, se adeguatamente integrati con politiche di sviluppo e investimenti in infrastrutture, potranno porre l'Italia come base per la distribuzione e l'utilizzazione dell'idrogeno per gli usi interni e per garantire un'esportazione continua verso il nord Europa.



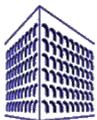
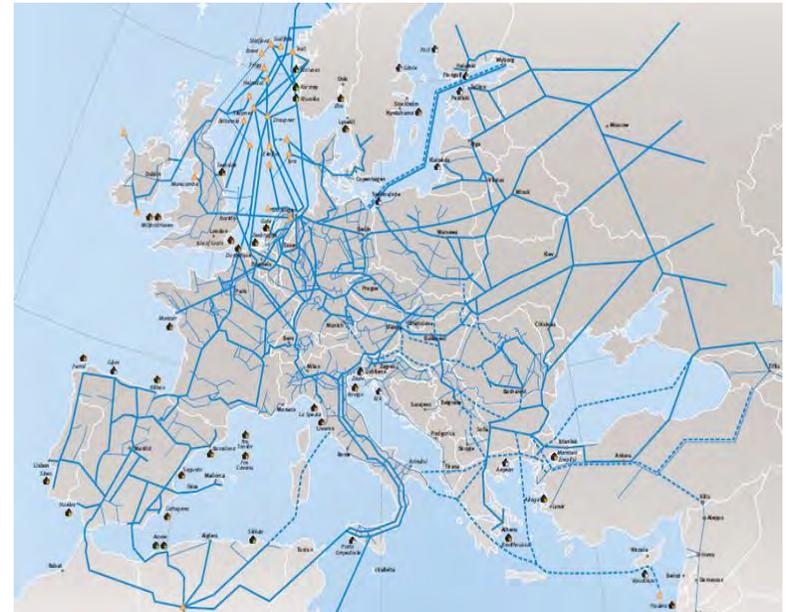
L'interesse dell'Italia 2/3

Spieghiamoci meglio : il nostro Paese, grazie al suo particolare **posizionamento geografico** e all'estesa rete gas (35.000 km !) già presente sul territorio, potrebbe importare idrogeno prodotto in Nord Africa mediante energia solare a un costo del 15 % inferiore rispetto alla produzione interna.

Da rammentare che l'Italia è già collegata con due paesi produttori di gas come l'Algeria e la Libia, con grandi gasdotti, impegnati al di sotto della loro capacità di trasporto.



In questo scenario, e grazie all'utilizzo della esistente estesa rete gas - che può costituire la base per il trasporto di gas con maggiore contenuto di idrogeno – l'Italia potrebbe aspirare al ruolo di centro di smistamento non solo Mediterraneo, ma anche europeo, dell'idrogeno. Ciò rientra nell'ottica di diversificazione dell'intero sistema europeo, oggi fortemente dipendente dalle importazioni di gas proveniente dall'Europa dell'Est.



E gli altri cosa fanno?

1/3

Ad oggi (maggio 2021), più di 30 paesi hanno predisposto una “roadmap” sull'idrogeno; sono stati annunciati più di 200 progetti basati su questa fonte energetica e si è assistito a un programma di investimenti da parte dei governi di tutto il mondo, i quali hanno già impegnato nel settore, più di 70 miliardi di dollari in finanziamenti pubblici. Circa l'85% dei progetti proposti provengono da Europa, Asia e Australia.

Se tutti i progetti saranno realizzati, gli investimenti totali supereranno i 300 miliardi di dollari entro il 2030 - l'equivalente dell'1,4% dei fondi dedicati al settore energetico globale.

Sul totale dei progetti, almeno il 30% possono essere considerati in fase avanzata, il che significa che l'investimento ha ricevuto una approvazione finale, o è già in fase di costruzione.



E gli altri cosa fanno?

2/3

- Negli Stati Uniti è stato presentato dal Dipartimento dell'Energia il nuovo *Hydrogen Program Plan* cioè il piano governativo dedicato alle tecnologie dell'idrogeno. Ma a differenza delle ambiziose strategie industriali presentate in questi mesi dai Paesi UE e dal Giappone, il piano americano si tiene un passo indietro, anche perché gli Stati Uniti sono tuttora fortemente legati all'uso degli idrocarburi. E quindi, anziché sostenere precisi target produttivi, il piano preferisce limitarsi all'ambito ricerca e sviluppo.
- L'obiettivo del programma è comunque chiaro: fornire un quadro strategico per le attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione, con cui portare le tecnologie dell'idrogeno ad una nuova competitività.
- Il primo obiettivo dello studio è abbassare i costi di produzione. Con l'elettrolisi questi costi sono legati a quelli dell'energia elettrica : attualmente la spesa varia da 5 a 6 dollari per kg di H₂ con un prezzo dell'energia elettrica tra 0,05–0,07 dollari/ kWh. L'obiettivo è riuscire a scendere sotto i 2 dollari al kg per l'impiego nei trasporti e sotto 1 dollaro/kg per applicazioni industriali. *



E gli altri cosa fanno?

3/3

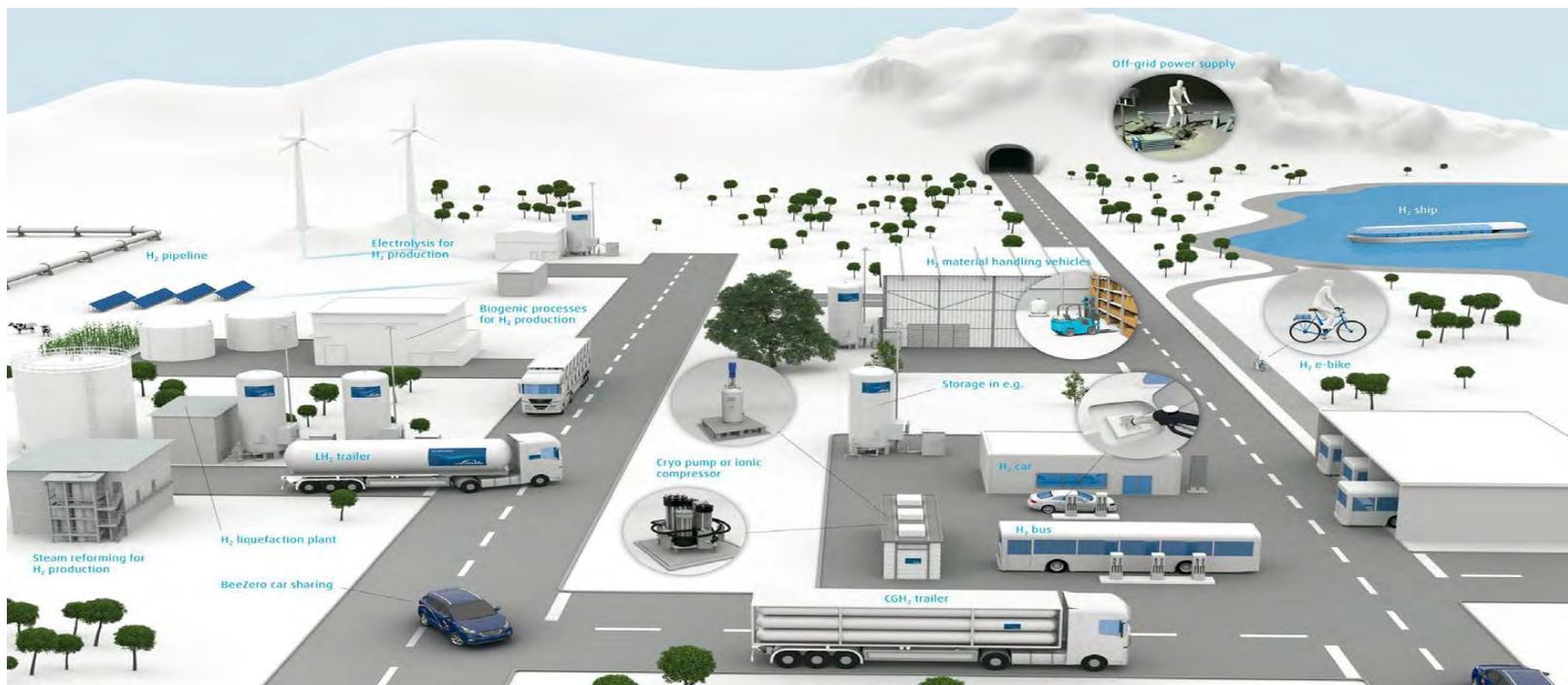
Quello che invece sorprende è l'interesse della Cina: secondo uno studio della UBS questo Paese avrebbe intenzione di puntare, entro il 2060, sulla autosufficienza energetica basata sull'H₂ prodotto da fonti rinnovabili. *

Ricordiamo che la Cina ha ormai il monopolio dei pannelli solari!



Le previsioni di sviluppo

1/3



Relatore: Ing. Giorgio Zerboni - Docente di "Sicurezza degli Impianti Chimici"

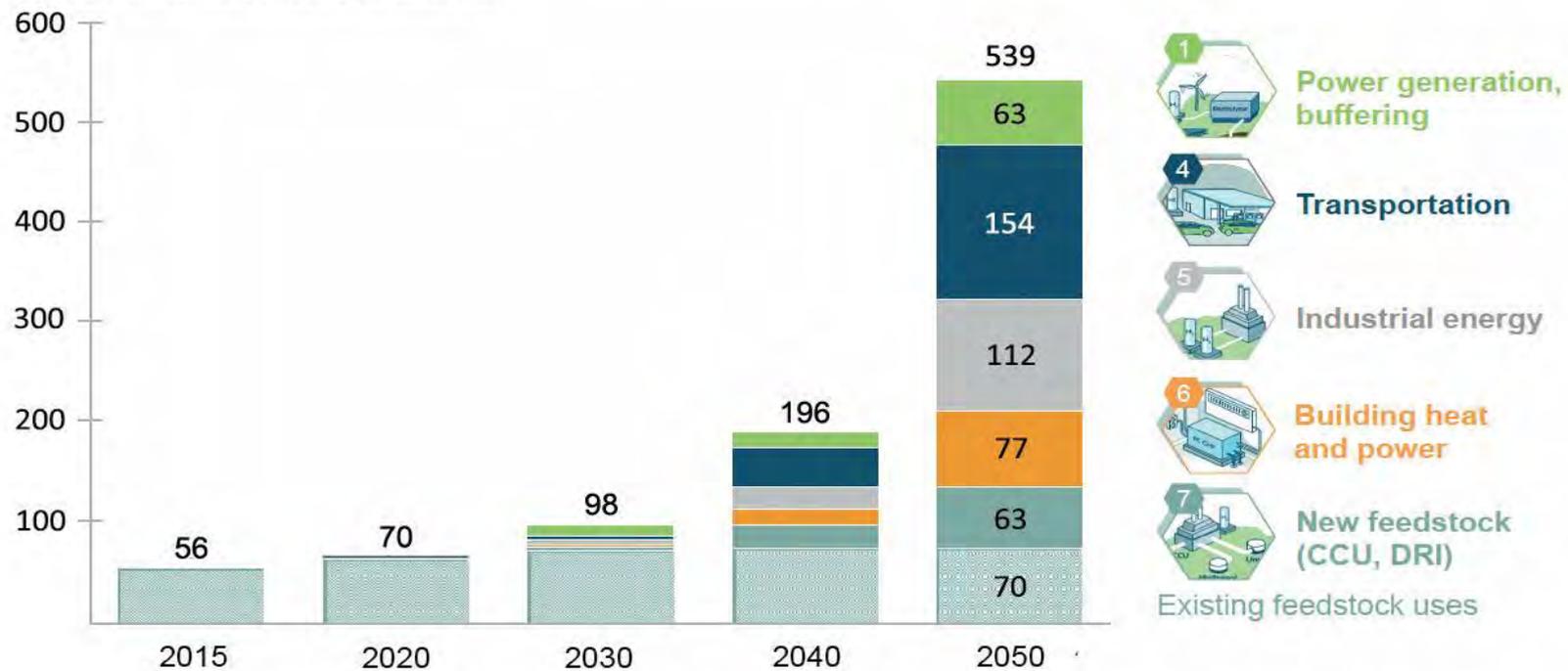
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui





Hydrogen demand could increase 10-fold by 2050

Demand in million metric tonnes H₂



Adapted from *Scaling Up*, Hydrogen Council, 2017. Original units in EJ converted to tonnes H₂; 1 EJ = 7,000,000 tonnes H₂.



- La figura, prodotta dall'Hydrogen Council nel 1917, mostra in quali settori l'idrogeno potrebbe avere il maggior sviluppo da oggi al 2050. *
- Notiamo, in particolare il forte incremento previsto nel settore trasporti, mentre rimane inalterato il consumo negli utilizzi attuali.
- In ogni caso, il balzo dello sviluppo sembrerebbe dover verificarsi a partire dagli anni '40 di questo secolo



L'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico, tuttora frenato dagli elevati costi di produzione dell'idrogeno verde, mostra oggi delle grandi possibilità di sviluppo, tanto da poter considerare questo l'elemento principale della "transizione energetica", che ha l'obiettivo di arrivare ad una economia sostanzialmente decarbonizzata entro il 2050.



Le ricerche in atto su tutta la filiera dell'idrogeno, soprattutto negli ultimi anni, sono promettenti, ma i problemi tuttora esistenti potrebbero comportare la necessità di un periodo di transizione attraverso l' **idrogeno blu**, con un passaggio progressivo a quello verde a partire dal 2025 -2030 : un passaggio legato all'andamento dei costi dell'energia e all'incremento di efficienza del processo di produzione basato sull'elettrolisi di soluzioni acquose, o di successo di processi di produzione alternativi, come quello di ossidazione parziale ad alta temperatura. *

Ce lo diranno già i prossimi anni, che saranno comunque decisivi per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e quindi per il raggiungimento della transizione energetica e per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.



Grazie per l'attenzione !





L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

***Processi di Produzione dell'Idrogeno blu e verde:
Steam Reformer con rimozione CO2 ed Elettrolizzatori PEM***

*Ing. Cecilia Renzi
Hydrogen Energy Director, France Iberia Italy*

*Ing. Jacopo Zanetti
Hydrogen Energy Business Developer, Italy*

Air Liquide

2020 Figure chiave



~64,500
DIPENDENTI



PRESENTE IN
78 PAESI



PIU' DI
3.8 MILIONI DI
CLIENTI & BREVETTI



FATTURATO
€20.5bn



PROFITTI NETTI
(PARTE GRUPPO)
€2.4bn



DECISIONI DI
INVESTIMENTO
€3.2bn

I nostri numeri in Italia



La visione di Air Liquide

L'idrogeno è inevitabile per la transizione energetica:

- Favorisce la crescita delle **energie rinnovabili intermittenti**
- **Riduce le emissioni di carbonio** degli utilizzatori finali
- In un mondo-a-2-gradi, contribuirà a **~18% della domanda**



Il trasporto potrebbe coprire il 29% del fabbisogno globale di H2:

- **Navi, Camion, Bus e Treni** guideranno la decarbonizzazione dei trasporti
- **Le tecnologie esistono** e sono pronte per essere implementate
- **Air Liquide ha più di 120 stazioni di rifornimento H2** installate

Air Liquide ambisce a guidare lo sviluppo del mercato H2 con partner strategici

L'IDROGENO come pietra miliare della transizione energetica e un enorme potenziale di crescita

Generazione di energia,
stoccaggio



2050

Trasporto



Industria
dell'energia



18%
della domanda
energetica
finale

Riscaldamento
ed elettricità per
gli edifici



Materia prima per
l'industria (CCU, DRI)

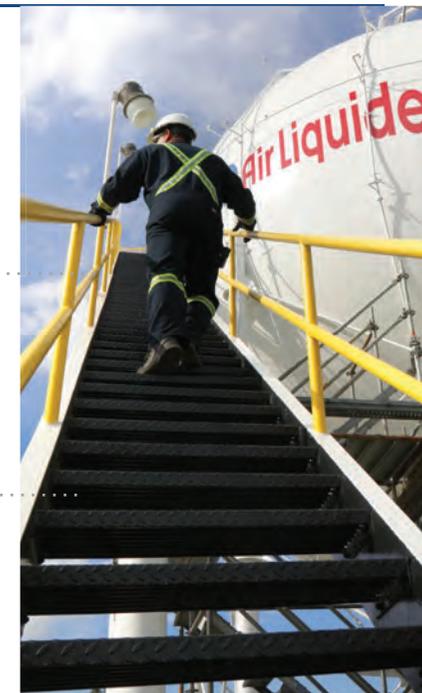


Il nostro IMPEGNO

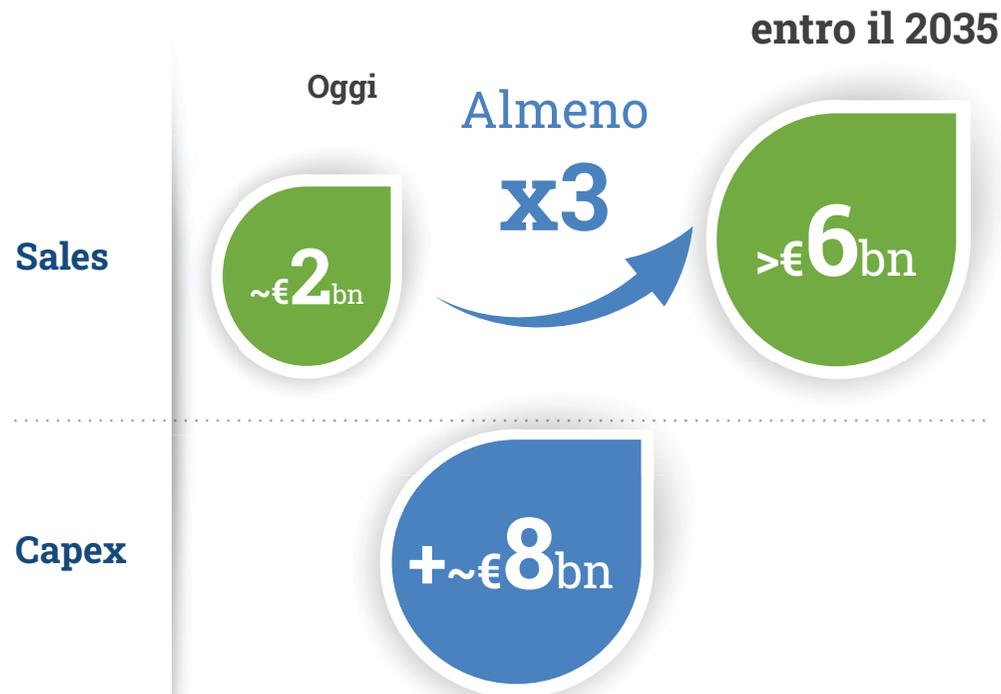
> Decarbonizzare i nostri asset di produzione per sviluppare un'offerta competitiva di H2 a basso contenuto di carbonio su larga scala.

> Creare valore decarbonizzando i processi dei nostri clienti, sfruttando le nostre relazioni a lungo termine.

> Essere un promotore chiave della società dell'idrogeno grazie alle nostre risorse, tecnologie e competenze.



Le ambizioni di Air Liquide: Triplicare i ricavi da H2 entro il 2035



Cogliere la domanda:

- Offerta H₂ Low Carbon + rinnovabile
- Nuove applicazioni industriali H₂
- Servizio di Carbon Capture
- Mobilità a idrogeno

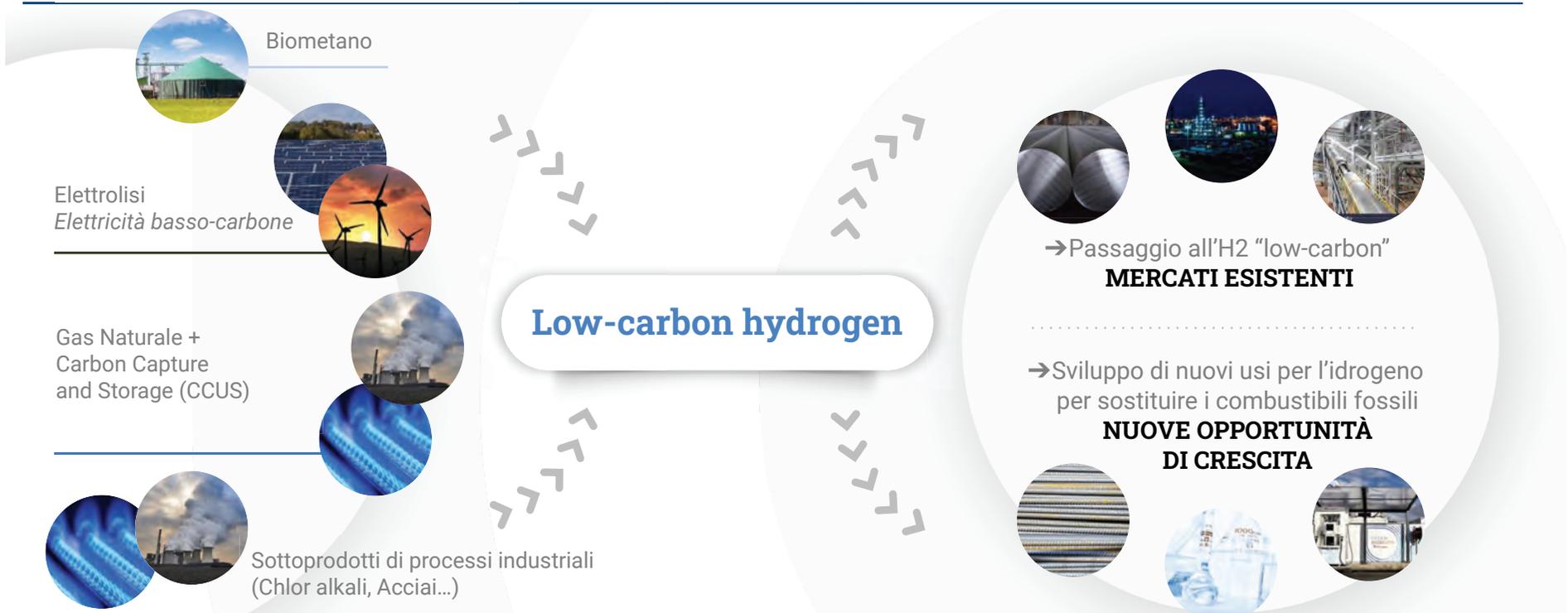
Cogliere il valore aggiunto riducendo l'impronta di CO₂ dei clienti

Investire in:

- Impianti di cattura di CO₂
- Elettrolizzatori
- Catena di rifornimento per la mobilità
- Acquisizioni

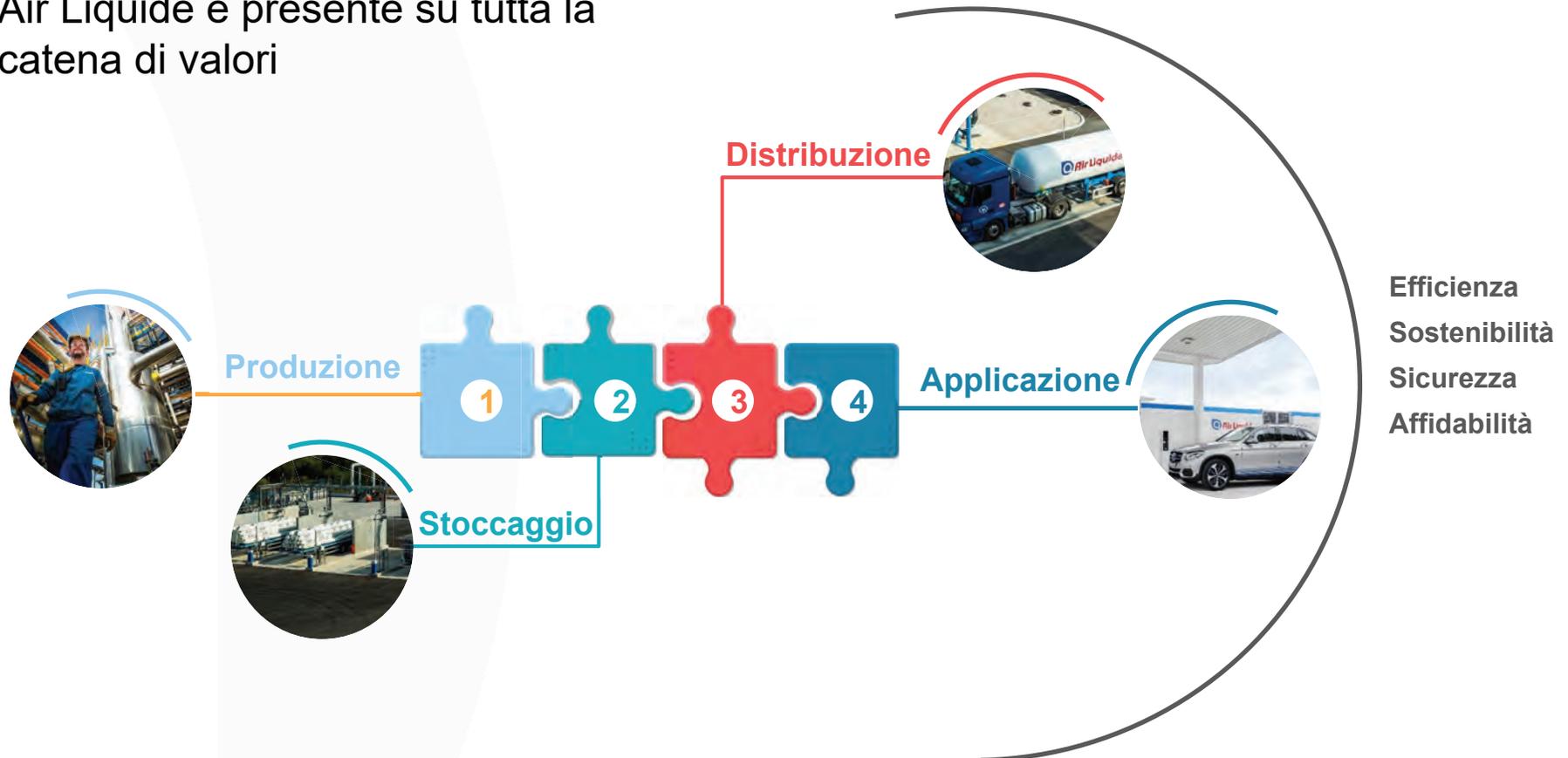
3 GW^(a)

Il ruolo dell'idrogeno "low-carbon" nel mercato

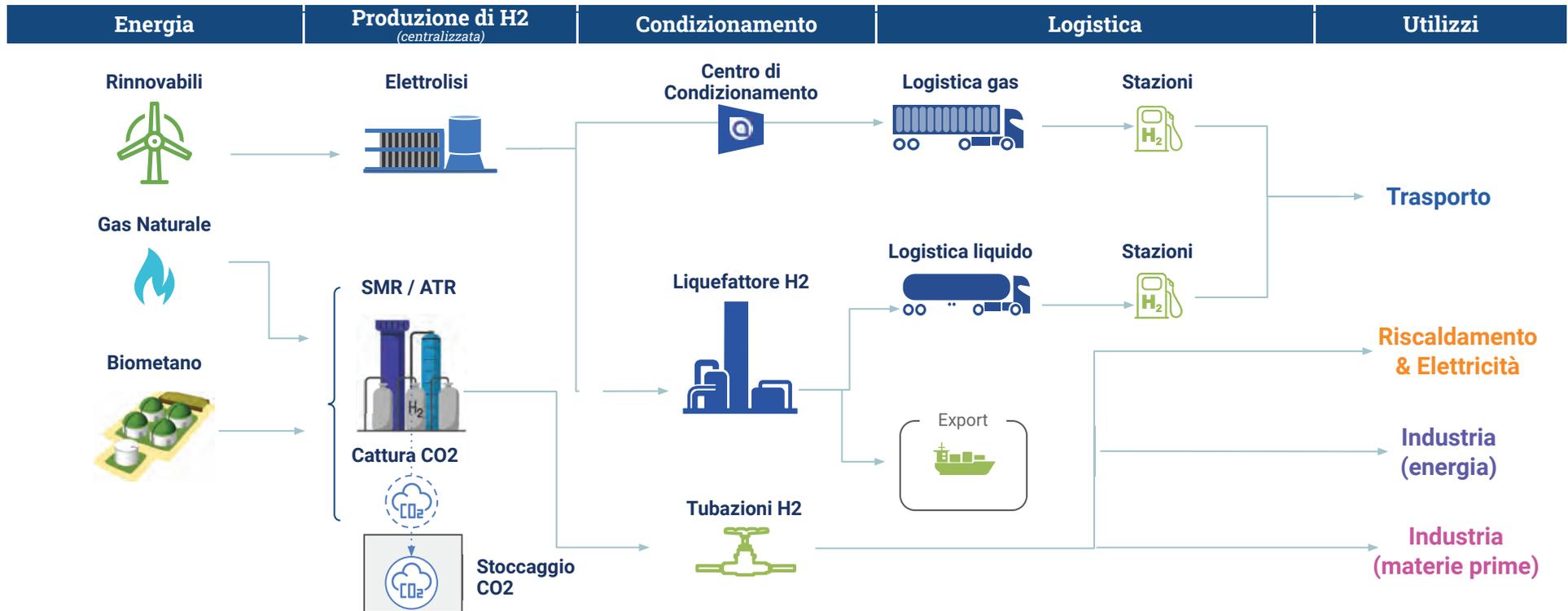


Tecnologia implementata in ogni fase della catena di valori

Air Liquide è presente su tutta la catena di valori

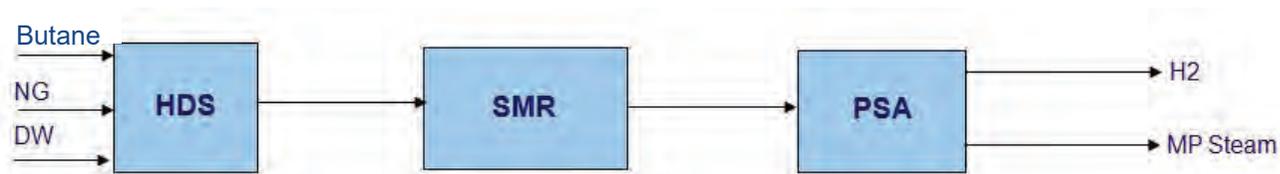


Il ruolo dell'idrogeno lungo la catena di valori



Esempio SMR

- **Feed: Natural Gas (from NG shelter), Butane, Mix feed**
- **Production Capacity:**
 - Pure Hydrogen (99,9% vol) = 27.000 Nm³/h @ 29 barg
 - Minimum H₂ production (turndown): ~50%
 - MP Steam = 8 - 13 tons/h @ 18 barg, 270°C



- **Steam Methane Reformer (Side fired furnace)**
 - 72 Catalytic tubes
 - 108 Burners
 - HT Shift
 - 10-bed PSA* (Air Liquide)

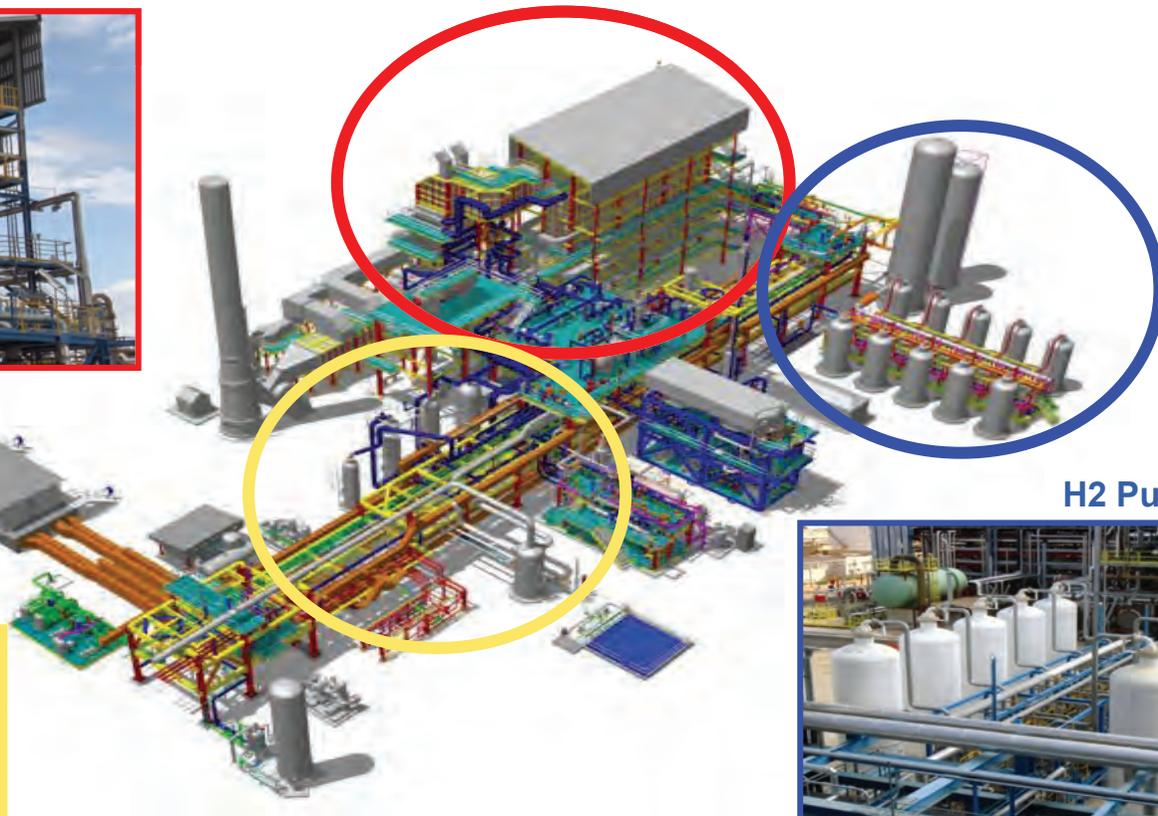
*Pressure Swing Adsorption

SMR Plant - Overview



Reforming section

Feedstock treatment & Sulphur removal



H2 Purification



Cryocap H2™: Referenza Industriale Port Jérôme

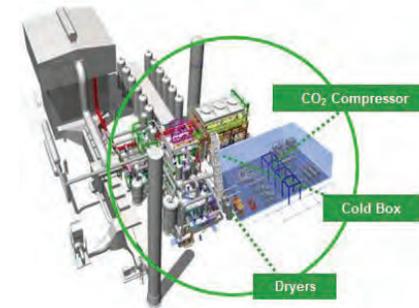
1 Prima referenza su scala industriale a Port Jérôme, Normandia, Francia

Impianto costruito, di proprietà e gestito dal gruppo Air Liquide
Start-up nel S1 2015



2 CRYOCAP figures:

SMR esistente: 50 000 Nm³/h H₂ di produzione
2/3 of PSA off gas treated: 20 000 Nm³/h
Produzione di CO₂ liquido: 300 tons/day
Industrial Food Grade CO₂ sales



Elettrolisi: le sfide tecnologiche

Due tecnologie principali sono ad oggi considerate mature: (TRL* > 6):

- **Tecnologia AEL** (alcalina), la più consolidata e referenziata,
- **Tecnologia PEM** (proton exchange membrane) derivata direttamente dalla tecnologia delle celle a combustibile, questa tecnologia è commercializzata e sta crescendo su scala multi-megawatt.

Entrambi dovrebbero essere migliorate per ridurre i costi e raggiungere circa il -20% di TCO entro il 2030 rispetto al 2020. Da questi miglioramenti emergeranno nuove tecnologie.

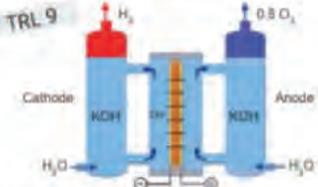
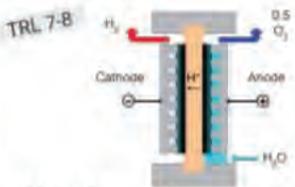
Principali miglioramenti dell'AEL: aumento della pressione e della densità di corrente con stack zero gap

Principali miglioramenti PEM: miglioramento della membrana ed equilibrio stack, per ridurre l'uso di metalli preziosi

È in fase di sviluppo una nuova tecnologia, denominata Anion Exchange Membrane (TRL 3-4), che combinerebbe i vantaggi di AEL e PEM.

*Technology Readiness Level

Elettrolisi: AEL/PEM lo stato dell'arte

	AEL	PEM
	 <p>TRL 9</p> <p>Cathode KOH Anode KOH</p> <p>$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ $2\text{HO}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$</p>	 <p>TRL 7-8</p> <p>Cathode Anode</p> <p>$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$</p>
Stack Size (MW)	Up to 5 MW (10 MW under demo)	Up to 3 MW
Project size (MW)	Up to 150 MW (Large project 30's & 70's)	Up to 20 MW
Pressure (bar)	Up to 30 bar	Up to 35 bar
Advantages as of today	<ul style="list-style-type: none"> + Lower capital cost + long return of experience 	<ul style="list-style-type: none"> + Fast load change + Low footprint + Scale-up potential
Disadvantages as of today	<ul style="list-style-type: none"> - Higher plant footprint - Not designed for reactivity - Lye management (corrosion) 	<ul style="list-style-type: none"> - Higher capital cost - Lower return of experience
100 MW plant footprint	~ 3500 m2	~ 2500 m2

Elettrolizzatori: lo scale-up oltre i 200 MW



HYBALANCE 1.25 MW PEM
In operazione



With a capacity of 20 megawatts,

2019

BECANCOUR 20 MW
Largest PEM project
In operazione

Air Liquide invests in the world's largest membrane-based electrolyzer to develop its carbon-free hydrogen production

February 25, 2019

2020

25 MW in Taiwan
Start-up

Air Liquide transforms its network in Germany by connecting a large electrolyzer producing renewable hydrogen

Paris, France, July 29, 2021

2023

OBERHAUSEN
Phase 1 20 MW
Phase 2 10 MW
Siemens PEM
In costruzione

2023/4

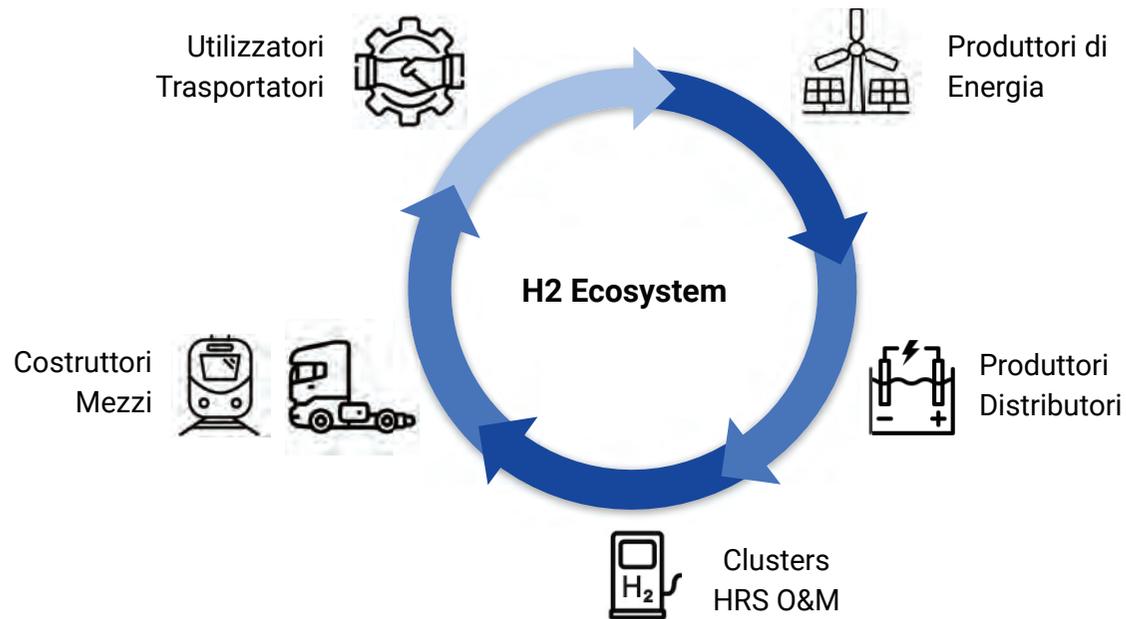
H2V NORMANDY 200 MW
Largest ELY project
In fase di design

Air Liquide makes a strategic investment to support large scale renewable hydrogen production in France

Paris, France, January 20, 2021



Lo sviluppo di partnership è fondamentale



La collaborazione è la chiave per sviluppare domanda e offerta in un ecosistema H2

Produzione di idrogeno Canada



Hydrogenics



Bécancour

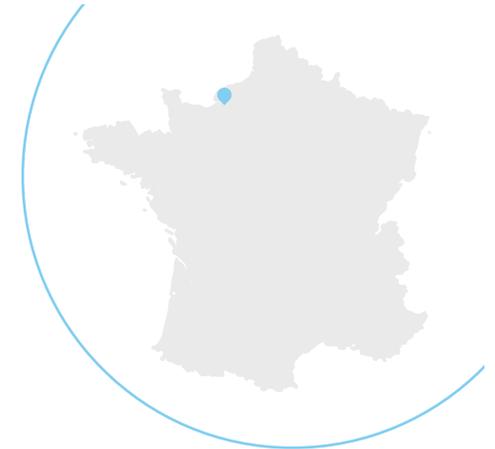


- **24 Gen 2019:** Air Liquide acquista il 18,6% delle quote di capitale di Hydrogenics Corporation.
- **25 Feb 2019:** Air Liquide investe nel più grande elettrolizzatore a membrana al mondo.
- **26 Gen 2021:** Air Liquide ha completato la costruzione del più grande elettrolizzatore PEM da 20 MW. Alimentato da energia rinnovabile, questo elettrolizzatore produce fino a 8,2 tonnellate al giorno di idrogeno a Bécancour, Québec.

Power-to-Hydrogen Francia



Normandia



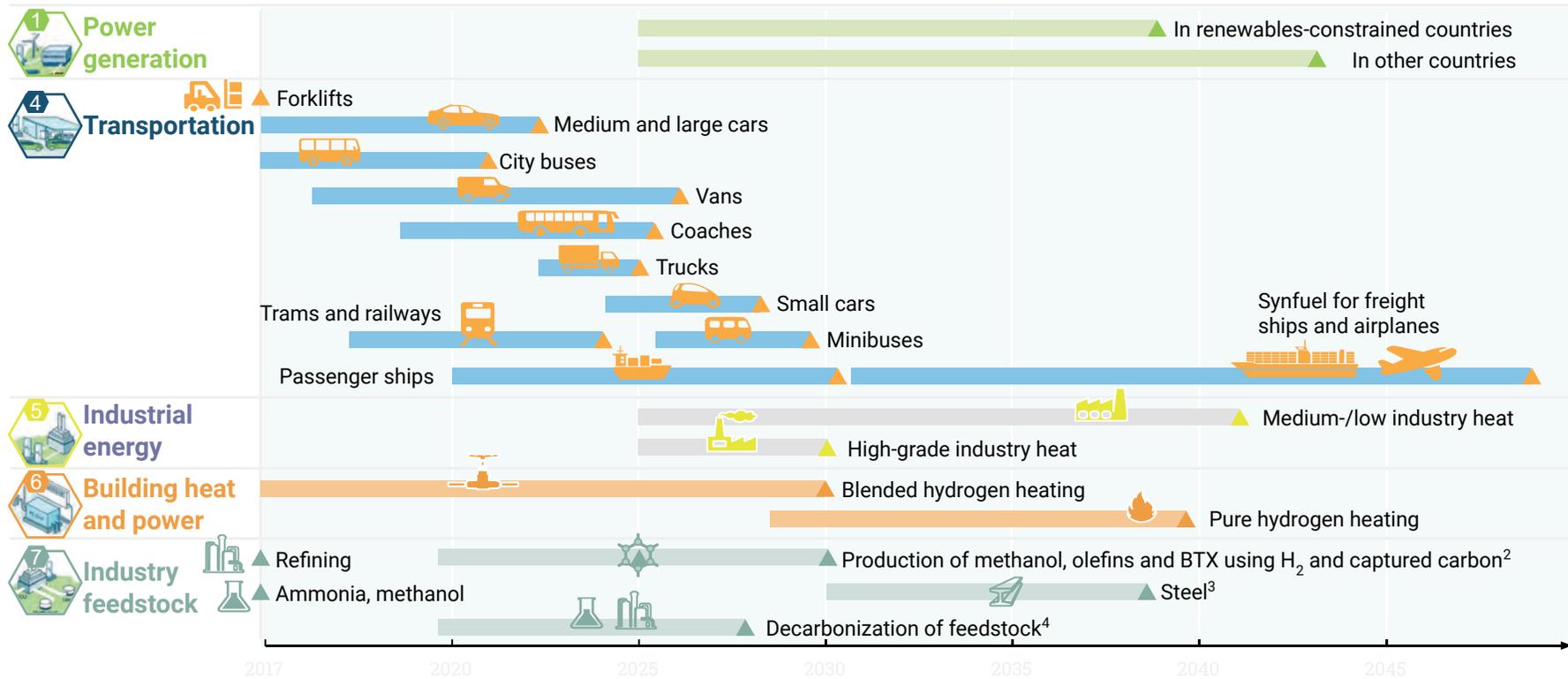
H2V

Gen 2021: Air Liquide mette in campo un investimento strategico per supportare la produzione di idrogeno rinnovabile su larga scala in Francia

Air Liquide annuncia l'acquisizione del 40% delle quote della compagnia francese H2V Normandy, sussidiaria di H2V Product, che prevede di realizzare un complesso di **elettrolizzatori fino a 200MW** per la produzione di idrogeno rinnovabile e low carbon.

Questo progetto permetterà di evitare l'emissione di 250.000 tonnellate di CO2 all'anno.

Le tecnologie esistono e sono pronte per essere implementate



1 Mass market acceptability defined as sales >1% within segment in priority markets
 2 Market share refers to the amount of production that uses hydrogen and captured carbon to replace feedstock
 3 DRI with green H₂, iron reduction in blast furnaces and other low-carbon steel making processes using H₂
 4 Market share refers to the amount of feedstock that is produced from low-carbon sources

Source: McKinsey & Hydrogen Council 2017

Start of commercialization : : Mass market acceptability¹

Air Liquide ha già cominciato a investire



HRS = Hydrogen Refuelling Station



Più di ù
120 stazioni
 di rifornimento a
 idrogeno (HRS)
 installate da Air
 Liquide

Stazioni Air Liquide



ALCUNI PROGETTI ESISTENTI

HyTRUCKS
ROTTERDAM
Truck Mobility



Broad Ecosystem
1,000 hydrogen trucks (500 at the Port)
25 high capacity stations
Necessary electrolysis capacity

HYAMMED
AIX-MARSEILLE
Truck Mobility



Broad Ecosystem
2021 : 1 station | 10 camions 44t)
2024 : 20 camions (800 km+ autonomy)
2025 : 3 stations |100 camions)

LIQUID
HYDROGEN
Truck Mobility



LH2 could double range and capabilities for heavy-duty long-haul trucks (between 1.7 and 2.5 times more than 700 and 350 bar).

ALCUNI PROGETTI ESISTENTI

MOBILITY FOR CONSUMERS
Germany



H2 Mobility, 10 HRS in each metropolitan area, max. 90 km distance
2015 : 20 HRS
2021 : 100 HRS
2024 : up to 400 HRS

BUS VERSAILLES PARIS BASSIN
Public Mobility



7 bus on daily rotations in Versailles and the Station of Loges en Josas.
Partnership Air Liquide | Ile de France mobilités | Versailles Grand Parc | SAVAC | BeMotion | Ile de France region

HYPE TAXIS BASSIN PARIS
Fleet Mobility



1st hydrogen taxis fleet in the world
2015 : lunch during COP 21
2021 : 110 Taxis, 4 stations
2022 : 600 Taxis, 6 stations
2024 : 20 stations

Aeroporto - Hub H2
Lyon-Saint Exupéry
France



Lyon-Saint Exupéry

Hub Idrogeno Multimodale:

> 2025: Stazione di distribuzione H2 per camion pesanti



Camions



Bus navette



Engins de manutention

> 2030: Rifornimento di aeroplani alimentati a idrogeno



A photograph of an industrial facility, likely a refinery or chemical plant, with several tall distillation columns and complex piping. The scene is set against a dramatic sky with large, white and grey clouds, and a bright sun low on the horizon, creating a golden glow. The image is used as a background for a quote.

"Hydrogen is really at the heart of the energy transition. As we can produce heat and power directly from hydrogen in a clean way, we easily understand why it is important for this transition. It's the beginning of a journey, we've created a momentum and now it's all about scaling up!"

Benoît Potier, CEO, Air Liquide



L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

*McPhy Green H2 Technology:
HC Density Alkaline Electrolyzer*

*Ing. Diana de Rosmini
Sales Manager Southern Europe*

McPhy

28 Ottobre 2021



Driving
clean energy
forward

1. About McPhy

- Products – Alkaline Electrolyzers & Stations
- Industrial Footprint
- Shareholder Structure
- Building Key Reference Connected to Renewables

2. McPhy Electrolyzer – State of The Art

3. McFilling Product Range

4. Manufacturing Capacity

- Electrolysis Manufacturing Capacity
- McFilling Stations Manufacturing Capacity

5. Building Strong References



Relatore: *Ing. Diana de Rosmini - Sales Manager Southern Europe/South America at McPhy Energy SA*

[mcphy.com](https://www.mcphy.com)

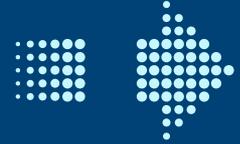
28 Ottobre 2021

1. ABOUT MCPHY

| Driving clean energy forward



About McPhy : More than 12 Year of Experience and Significant Track Record



2010

Fundraising

€9.2m raised from Sofinnova Partners, Gimv and Amundi Private Equity

2 2013

Diversification

Moved beyond electrolyzers into hydrogen refueling stations

2018

Partnership

Strategic partnership with EDF via a €16m reserved capital increase
EDF becomes the main shareholder of McPhy

1 2008

Incubation

Hydrogen solid-state storage, technological and scientific partnership with CEA and CNRS

2012

Fundraising & PIEL

€10.1m raised from BPIfrance Investissement
Acquisition of PIEL in Italy (small and medium electrolyzers)

2014

IPO

IPO on Euronext Paris enabled McPhy to raise €32m

3 2018

Industrialization & Scale up

“Augmented” product range: multi-MW and multi-tons equipment, large scale units, deep integration

A Leading Company in Zero-Carbon H₂ Production & Distribution Equipment



Alkaline Electrolyzers

- Modular design:
1MW / 4MW / 20MW / 100MW+
- Pressurized Alkaline electrolysis
(30 bar)
- High-current density electrodes
- For Industry, Mobility and Energy
markets
- Supply & Service



Stations

- High delivery capacity:
200 / 400 / 800 / 2 000 kg/d
- All dispensing pressures:
350 bar / 700 bar / Dual Pressure
- Easy coupling with electrolyzers
- Main focus on heavy mobility
(buses, trucks, trains, etc.)
- Supply & Service

Electricity
production

Production

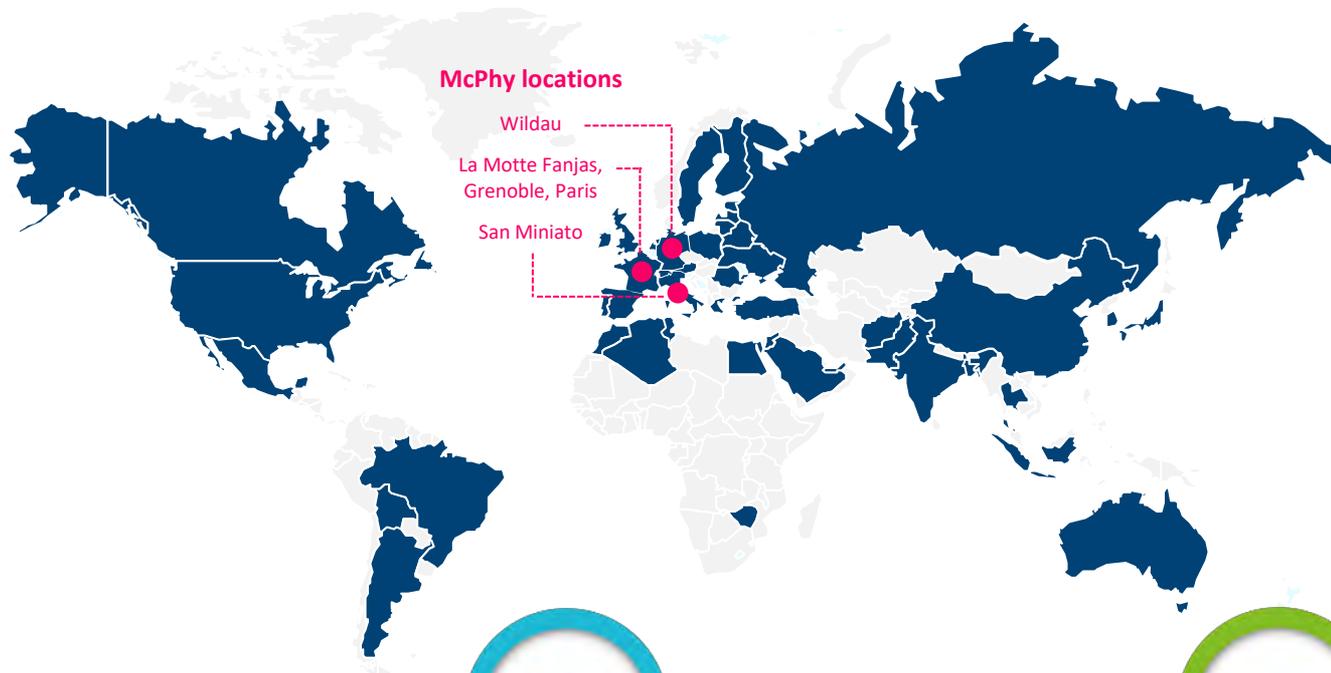
Transport
& Storage

Distribution

End-use

A global presence

| EU industrial footprint, global commercial reach



Countries covered

Small Electrolyzers (PIEL)

- Global reach, 50 countries
- > 1000 installed

Large Electrolyzers

- EU focus, 5 countries
- 60 MW in reference

Stations

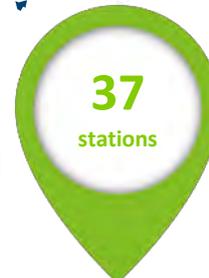
- EU focus (France, Germany + UK)
- 37 stations in reference



Electrolyzers
in reference



Stations
in reference



*References that are already operational, being installed or under development [22 October 2021]



Building Partnership Ecosystem Around Technology

| Integrated offer along the value-chain

| STRATEGIC SHAREHOLDERS



Customer for industry, mobility and energy

- 1st commercial success AUXR_H2

Joint technology development

- Performance test on real conditions
- Interaction with low carbon and renewable energies (grid versatility)



French sovereign funds' support

- Supports innovative companies involved in the deployment of green energies



Manufacturing and liquid H₂ expert

- Market access North America in heavy-mobility ; c.10 mid term opportunities (300+ MW / 10+ stations)
- Expertise in manufacturing scale-up and supply chain
- Joint technology development (e.g. liquefaction, storage, ASME norms)



EPC preferred partner for GW-scale electrolysis

- Expertise in H₂ process integration ; >5 short term joint tenders (350+MW)
- Market access to Oil & Gas and downstream chemicals
- Position in strategic geographies (e.g. US, MEA)

| TECHNOLOGY & COMMERCIAL PARTNERS



Technology partnership

- Exclusivity on high current density electrodes
- Joint technology development



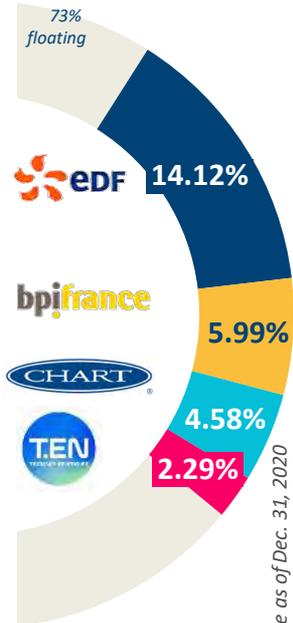
Commercial partnership in Services

- Non-exclusive partnership on mobility
- Delegation of maintenance of some stations to TSG
- Joined answers to calls for tender in Europe



Technology partnership

- Non-exclusive partnership on mobility
- Focus on refueling protocols and interfaces vehicle tanks/stations
- Pooling expertise and developing industrialized approach



Capital structure as of Dec. 31, 2020

The means of our ambition

| 180 m€ of capital increase to finance our 4-pillar strategic plan

Invest in TECHNOLOGY



- Maintain leadership in electrolyzers and hydrogen stations
- Focus on XL sizes (100+ MW / 2 000+ kg/d)
- Ensure state-of-the-art safety of the systems

Build up strong REFERENCES



- Increase bankability of value proposition through emblematic references
- Build partnership & alliances
- Accelerate international commercial ramp-up

Improve COMPETITIVENESS



- Grow capacities to generate economies of scale: new capacities for stations and electrolyzers
- Deliver cost out roadmap

Invest in PEOPLE



- Hire key talents and capitalize on them: 50 recruitments planned in 2021
- Structure organization and processes



Deep involvement in the hydrogen ecosystem

| Sharing a vision of hydrogen in the global decarbonation scenarios



Hydrogen Council

109 companies from 20+ countries are members of this global CEO-led initiative



250 members from the whole H₂ value chain



Comité stratégique de filière Conseil National de l'Hydrogène
16 members



European Clean Hydrogen Alliance



tenerdis ENERGY CLUSTER



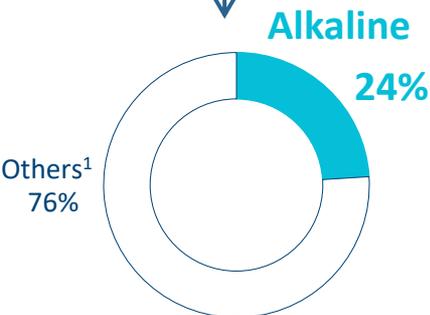


Positioned on prime technology: alkaline

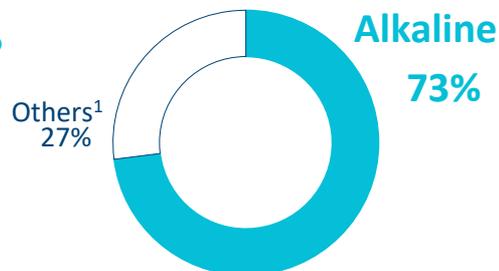
| Proven long-term resilience and stability

Distribution of hydrogen projects in Europe

By number of projects



By MW installed



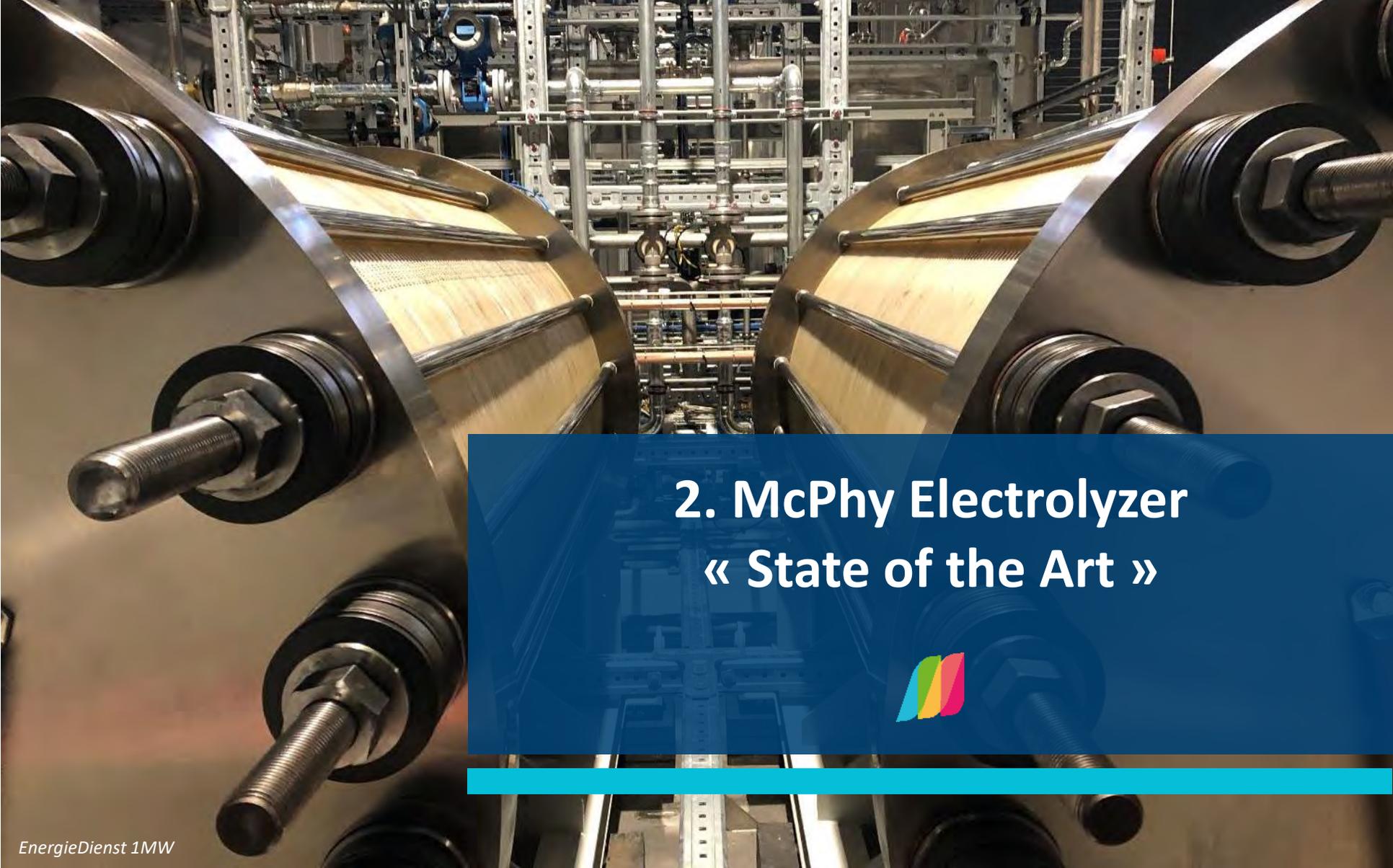
Pressurized alkaline electrolysis is the most selected technology to answer the broad-scale needs of decarbonization



Pressurized alkaline technology highlights

- Proven-technology (200+ years)
- Innovative high-current density electrodes
co-developed with: 
- Long term resilience and stability
- Lower CAPEX (precious metals avoidance, ...)
- Compacity
- Flexibility suited to integration with renewables
- Better suited to large projects

The best way to move towards large-scale green hydrogen



2. McPhy Electrolyzer « State of the Art »





Why choosing McPhy?

| Front runner within electrolysis technology



*Containerized configuration: lower building and installation costs
Perfectly adapted to green field environment.*



Electrolyzers

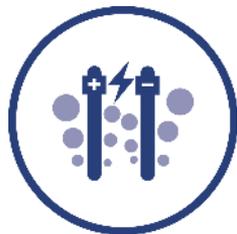
- High current density electrodes
- Flexibility and fast response time
- High efficiency: $< 4.9 \text{ kWh} / \text{Nm}^3$
- High-pressure: 30 bar, no need for further compression stage
- Modular technology (standardization and replicability): 1 / 4 / 20 / 100+ MW
- Compact footprint:
20 MW installed in less than 900 m²
- Highest quality & safety standards

McLzyer 800-30



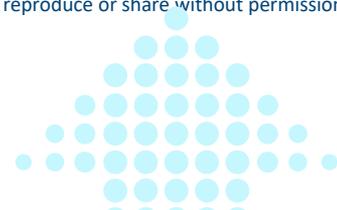
McLzyer 200-30



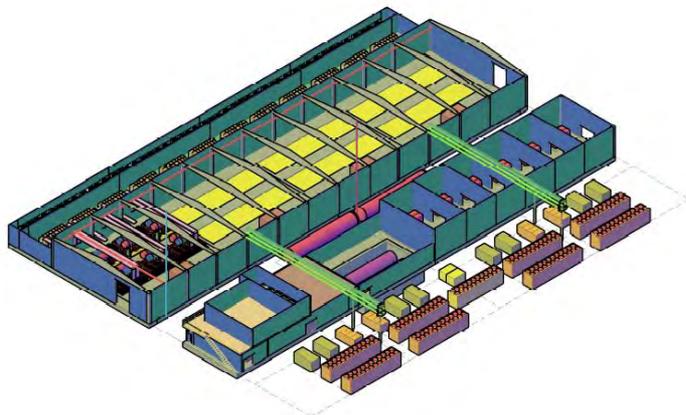


Modular & Innovative Technology

| Large-scale alkaline electrolysis



**100
MW+**



McLyzer 800-30
4 MW



**20
MW**



INNOVATION

| Augmented McLyzer

..... **High current density**

Flexibility and fast response time

from 20 to 100% in < 30 sec

from 100% to 0 in < 5 sec

High efficiency: < 4,9 KWh / Nm³

High-pressure: **30 bar**

Best TCO in its segment

Compact footprint:

20 MW installed in less than 1000 m²

Highest quality & safety standards

Selected by leading industrial players

An aerial photograph of an industrial facility. In the foreground, there are several large, horizontal, cylindrical storage tanks. To the right, there are several large, dark-colored industrial buildings or containers. A paved road with white markings and a zebra crossing is visible. A white van is parked on the road. In the background, there are more industrial structures, a yellow container, and some greenery. The sky is clear and blue.

3. McFilling Product Range





Why choosing McPhy?

| Ready for the zero-emission heavy transportation revolution



*2 000 kg/d configuration:
12 trains, 50 trucks or 100 buses refueling*



Stations

- Scalability of McPhy stations (storage): 200 / 400 / 800 kg/d
- As of 2 000 kg/d: a proprietary & patented architecture
- All dispensing pressures: 350 bar / 700 bar / Dual Pressure
- Increased availability and flexibility, optimized energy efficiency
- Optimized investment and operating costs
- Easy coupling with electrolyzers



HRS Product Range

| Cutting-edge, modularized, scalable

STATIONS



SMALL

Starter Kit
McFilling 20 kg (350 bar)

LARGE

McFilling
350 bar: 200 to 1,000 + kg per day
700 bar: 200 to 800 kg per day
Dual Pressure (350 & 700 bar):

AUGMENTED

**Augmented
McFilling**
Multi-ton designs

Zoom on McFilling

	Model	Quantity of H ₂ / day (kg)	Pressure (barg)	H ₂ source	Vehicles concerned	Peak throughput	Footprint (m ²)
Large	McFilling 350	200 to 1,000 +	350	Onsite ELY (30 bar) or Presurized H ₂ (200 bar)	Light-duty vehicles & Heavy-duty vehicles: buses, trains, trucks, ships	> 100 kg within 1 h	16.5 m ² (compression container)
	McFilling 700	200 to 800	700			> 100 kg within 3 h	
	McFilling Dual Pressure	200 to 800	350 and 700				



<< McFilling 350 with integrated onsite electrolyzer for buses √



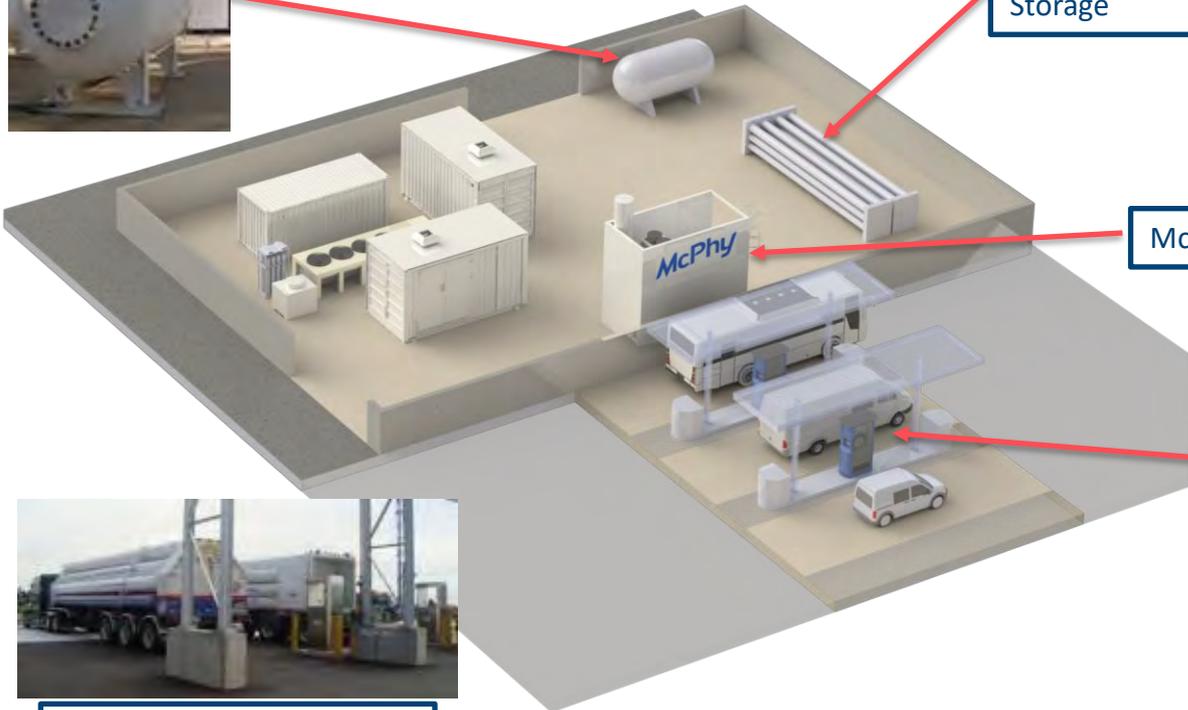
McFilling HRS Concept



Low pressure Storage



High or Medium pressure Storage



McFilling (main container)

McFilling (dispenser)



Back-up Tube Trailer connection available



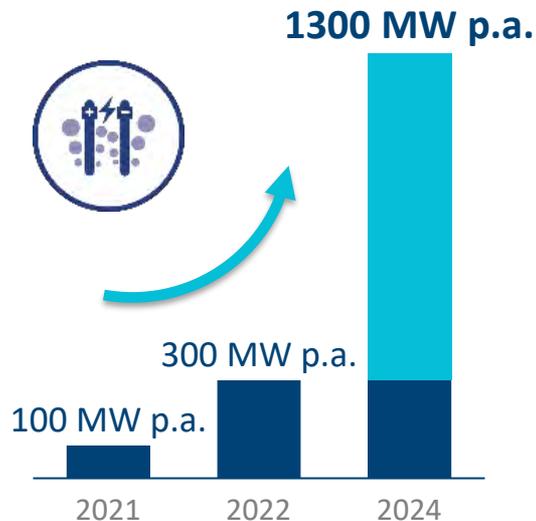
4. Manufacturing Capacity





Increasing Manufacturing Capacities

| Electrolyzers



Belfort Gigafactory - France | 1 GW p.a.

- Additional capacities to McPhy San Miniato
- Site preselection: May 2021 (Belfort)
- Final investment decision: end-2021
- Operational in 2024



San Miniato - Italy | 100 -> 300 MW p.a.

- A premier industrial infrastructure
- Increased automation + 3 shifts-ready in 2022



-60% Capex
By 2030
through economies of scale

1.5 to 2.0 €/kg
of H₂ produced*

**Cost parity with
SMR**

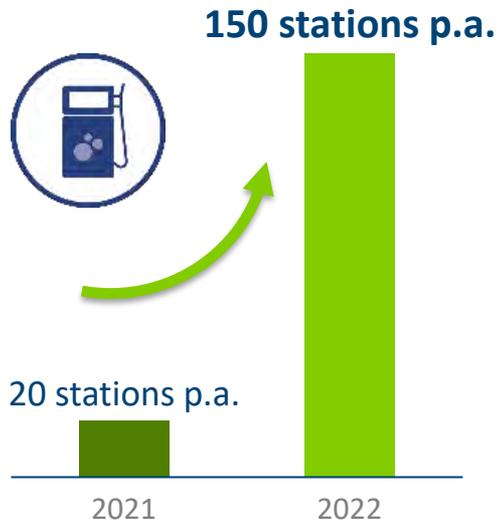
Assumptions => Electricity cost: from 20 to 30 €/MWh / Capacity factor: 50% / Capital cost: 8%

1.5 to 2€ / kg of hydrogen produced* => By 2025-2030



Increasing Manufacturing Capacities

| Stations



Grenoble - France | 150 stations p.a.

- New capacities in France, replacing La Motte-Fanjas, bringing together R&D, engineering, production and support functions
- A premier industrial infrastructure
- Increased testing capacities



La Motte Fanjas -France | 20 stations p.a.

- Transfer of activities to Grenoble in H1'2022



-70% Capex
By 2030
through economies of scale

6 to 7€/kg
of H₂ delivered

Cost parity with diesel



5. Building Strong References



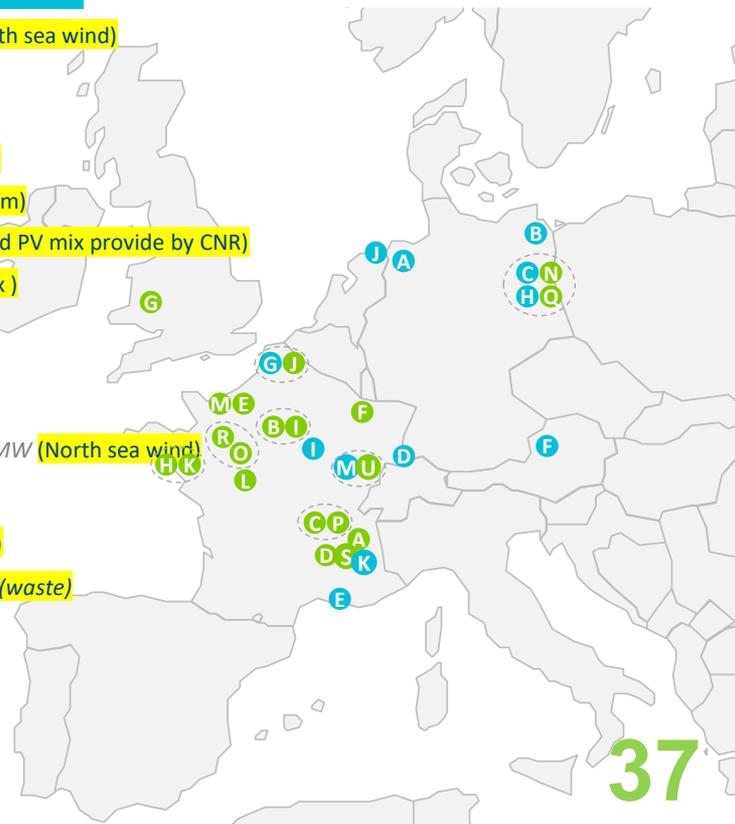
McPhy is Building Key References Connected to Renewables

| Installed Base (installed or under installation)



ZERO-CARBON HYDROGEN

- A** Audit E-GAS | Capacity: 6.0 MW (North sea wind)
- B** Prenzlau | Capacity: 0.5 MW
- C** H₂Ber | Capacity: 0.5 MW (wind)
Sinopec(1) | Capacity: 4.0 MW (wind)
- D** EnergieDienst | Capacity: 1.0 MW (dam)
- E** Jupiter 1000 | Capacity: 1.0 MW (Wind PV mix provide by CNR)
- F** RAG | Capacity: 0.5 MW (Wind PV mix)
- G** Engie & SMT-AG | Capacity: 0.5 MW
- H** Apex | Capacity: 2.0 MW
- I** Hynamics (EDF) | Capacity: 1.0 MW
- J** Nouryon & Gasunie | Capacity: 20.0 MW (North sea wind)
- K** ZEV* | Overall capacity: 4.0 MW
- L** Confidential | 1.0 MW (Wind PV mix)
- M** Rougeot Energie | Capacity: 1.0 MW (waste)
- N** Confidential | 1.0 MW
- O** CEOG | 16 MW



ZERO-EMISSION MOBILITY

- A** Symbio Grenoble | Kg/Day: 5
- B** City of Paris | Kg/Day: 20
- C** Engie GNVert Lyon | Kg/Day: 20
- D** Valence | Kg/Day: 20
- E** City of Rouen | Kg/Day: 20
- F** FaHyence | Kg/Day: 40
Engie Lab Singapore(2) | Kg/Day: 20
- G** RiverSimple UK | Kg/Day: 20
- H** Semitan Nantes | Kg/Day: 10
- I** Rungis | Kg/Day: 20
- J** Engie & SMT AG | Kg/Day: 200
- K** Navibus Nantes | Kg/Day: 5
- L** Sorigny | Kg/Day: 20
- M** EAS-Hymob x 7 | Kg/Day: 20
- N** H2 Mobility Germany | Kg/Day: 200
- O** Total Le Mans | Kg/Day: 20
- P** GNVert & CNR | Kg/Day: 80
- Q** Confidential DE Customer | Kg/Day: 200
- R** Confidential FR Customer | Kg/Day: 20
- S** ZEV (Hympulsion) x5* | Kg/Day: 400-800
- T** Confidential | Kg/Day: 200
- U** Rougeot Energie x2 | Kg/Day: 400
- V** Confidential x2 | Kg/Day: conf.

60
MW

37

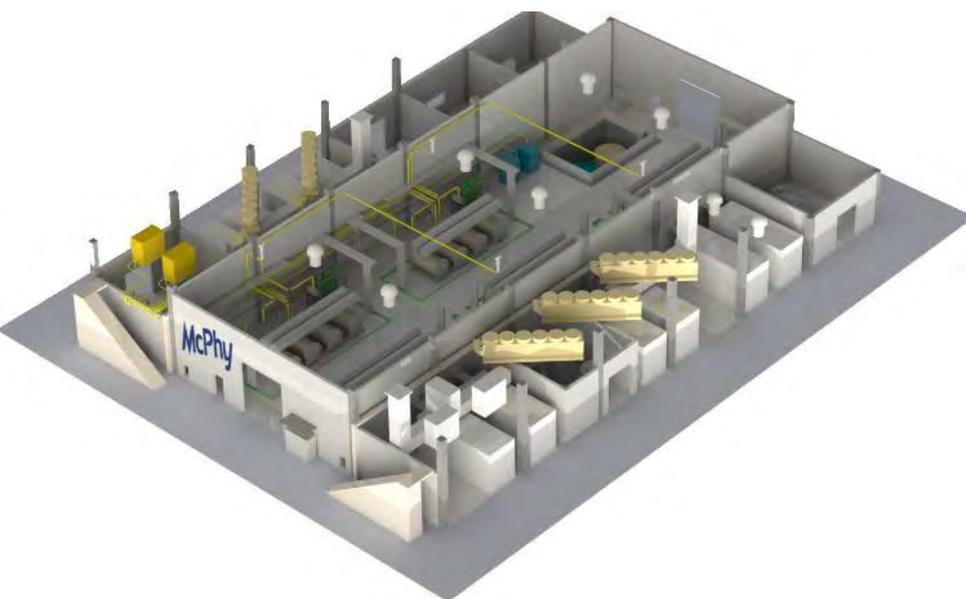
Notes: (1) Hebei Province, China, (2) Singapore

** [03 August 2020] References that are already operational, being installed or under development | Among them: 4 MW ELY and 2 HRS are conditional part of the ZEV framework contract signed in June 2020

Djewels



The largest zero-carbon H₂ production unit in Europe Located in the heart of a chemical park



- Electrolysis: 20 MW alkaline electrolysis platform
- High current density electrodes
- 3 000 tons of zero-carbon H₂ / year and 27 000 tons of CO₂ emissions avoided / year
- Key project to establish zero-carbon hydrogen competitiveness at large-scale
- Industrial use: chemicals
- Timeline: 2022
- 1 m€ booked | *scope of McPhy: 15 m€*



Jupiter 1000



First Power-to-Gas project at a MW-scale in France

- Electrolysis: 1 MW of electrolysis, 0.5 alkaline + 0.5 PEM
- Industrial + Energy end-uses
- Testing the performance of two electrolysis technologies (alkaline & PEM) under real conditions and on a real scale
- Commissioned in 2019
- 2.4 m€



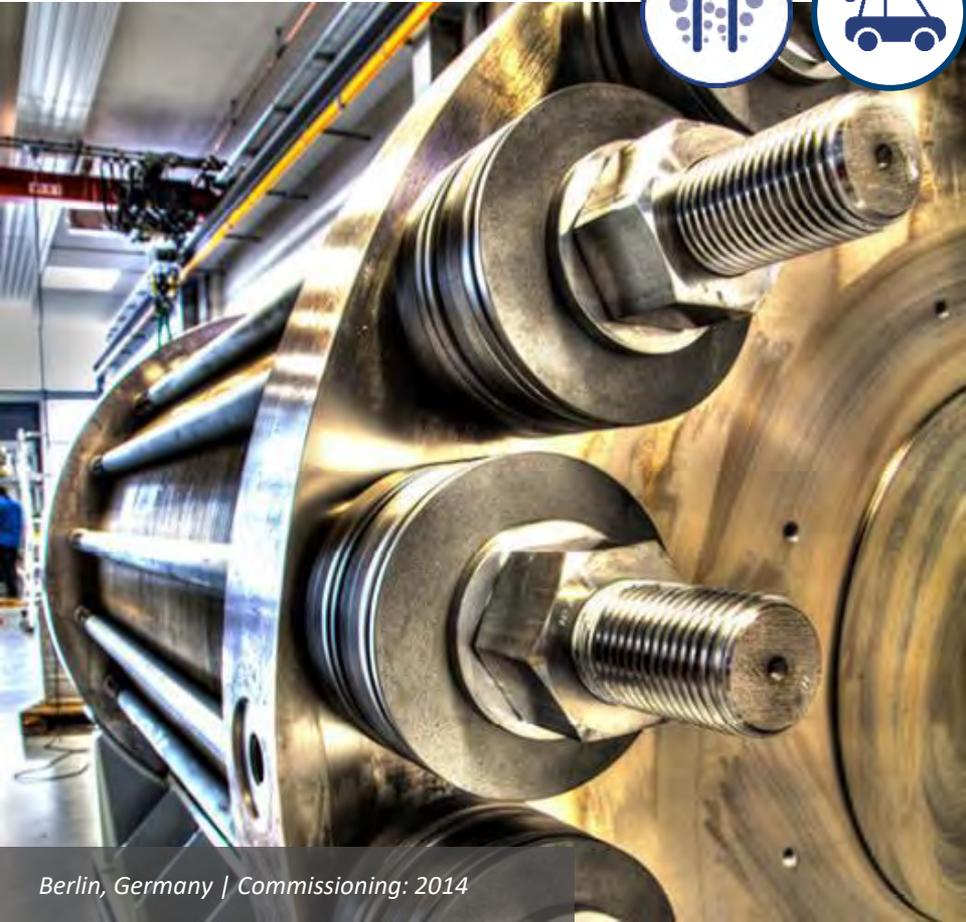
Jupiter 1000 ©

Fos-Sur-Mer, France | Commissioning: 2019





H₂Ber



On-site hydrogen production for the first Total H₂ station in Europe

- First high-pressure alkaline electrolyzer on the market
- Connection to a wind farm and grids
- McLyzer performance data collection
- Commissioning: 2014





RAG



Electrolysis solution for an innovative methanation unit

- Electrolysis: 0.5 MW
- Underground Sun Conversion: Innovative Underground Gas Storage Project
- Equipment for Power-to-Gas applications and grid services
- Very fast dynamic response to balancing power, delivery of hydrogen directly at 30 bar, technological maturity and system robustness.



UNDERGROUND
SUN.CONVERSION

Sinopec Hebei



A strong expertise in international projects management

- Electrolysis: 4 MW of alkaline electrolysis
- Zero-carbon hydrogen production platform, from a wind farm
- Very fast dynamic response, adapted to renewable energy variations
- Strengthens McPhy's positioning on international multi-MW projects
- Commissioned in 2021
- 6.4 m€





Audi E-Gas



Since 2013, an industrial hydrogen production unit in Germany

- Electrolysis: 6 MW
- Precursor project of Power to Gas in Europe
- Industrial use
- Commissioning: 2013





Energiedienst

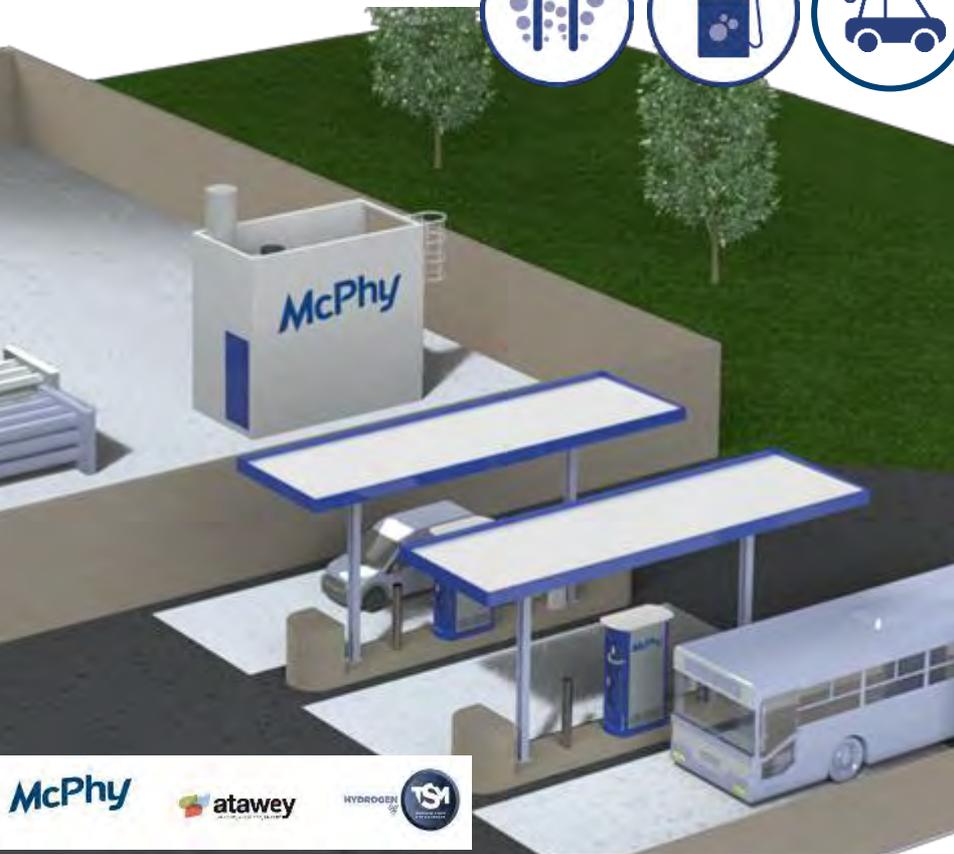


Zero-carbon H₂ production in a hydroelectric power plant

- Electrolysis: 1 MW
- Contract with a leading energy company in Germany
- Very fast dynamic response, adapted to renewable energy variations
- Commissioning: 2018



Zero Emission Valley



The largest H₂ mobility deployment project in France, one of the most ambitious at a European level

- Electrolysis: 4 MW of alkaline electrolysis*
- Stations: 5 stations of 400 to 800 kg/d (each)
- The MAT consortium led by McPhy will, in total, deliver 4 MW of electrolysis and 14 stations
- Timeline: 2020 to 2022
- Booked: 7.8 m€ | *scope of McPhy*: >11 m€





SMT AG

| First H₂ station dedicated to public transport in France

0.5 MW
McLyzer
100-30



0.5 MW of electrolysis divided into three containers

Shared Balance of Plant (BOP):
support components and auxiliary systems

Aerial piping system

Houdain, France | Commissioning: 2019





Driving
clean energy
forward

Thanks for your attention!

Contact McPhy | diana.derosmini@mcphy.com / dianaderosmini@yahoo.it

+393426133812



Relatore: *Ing. Diana de Rosmini - Sales Manager Southern Europe/South America at McPhy Energy SA*

mcphy.com

28 Ottobre 2021





L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

*«Case studies» e Progetti
Le esperienze e la Vision di un Main EPC Contractor*

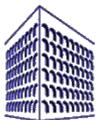
*Ing. Lucrezia Del Gesso
Technology Process Engineer*

NextChem S.p.A.

28 Ottobre 2021

Indice degli argomenti:

- 1) NEXTCHEM AND THE MAIRE TECNIMONT GROUP
- 2) LOW-CARBON HYDROGEN PRODUCTION: ALTERNATIVE TECHNOLOGIES
- 3) NEXTCHEM - MAIN GREEN HYDROGEN INITIATIVES IN 2020 & 2021
- 4) GREEN HYDROGEN VALUE CHAIN: THE LIMITING FACTORS
- 5) GREEN HYDROGEN FOR RENEWABLE DIESEL PRODUCTION: NEXTCHEM VALUE PROPOSITION
- 6) TAKE-HOME MESSAGES



NEXTCHEM AND THE MAIRE TECNIMONT GROUP

NextChem is part of the Maire Tecnimont Group, a leading and technology-driven, EPC contractor active all around the world.

NextChem consolidates in a single entity the Group initiatives and know-how in the Green Chemistry and the Energy transition.



Key industries of presence:



BIO-BASED

Use of biological components as feedstock

FOCUS ON HYDROGEN



CIRCULAR ECONOMY

Re-use of waste



CARBON AND EMISSION REDUCTION

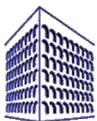
Industrial processes pollution and carbon footprint reduction

FY 2020 RESULTS (VS 2019): A YEAR OF RESILIENCE



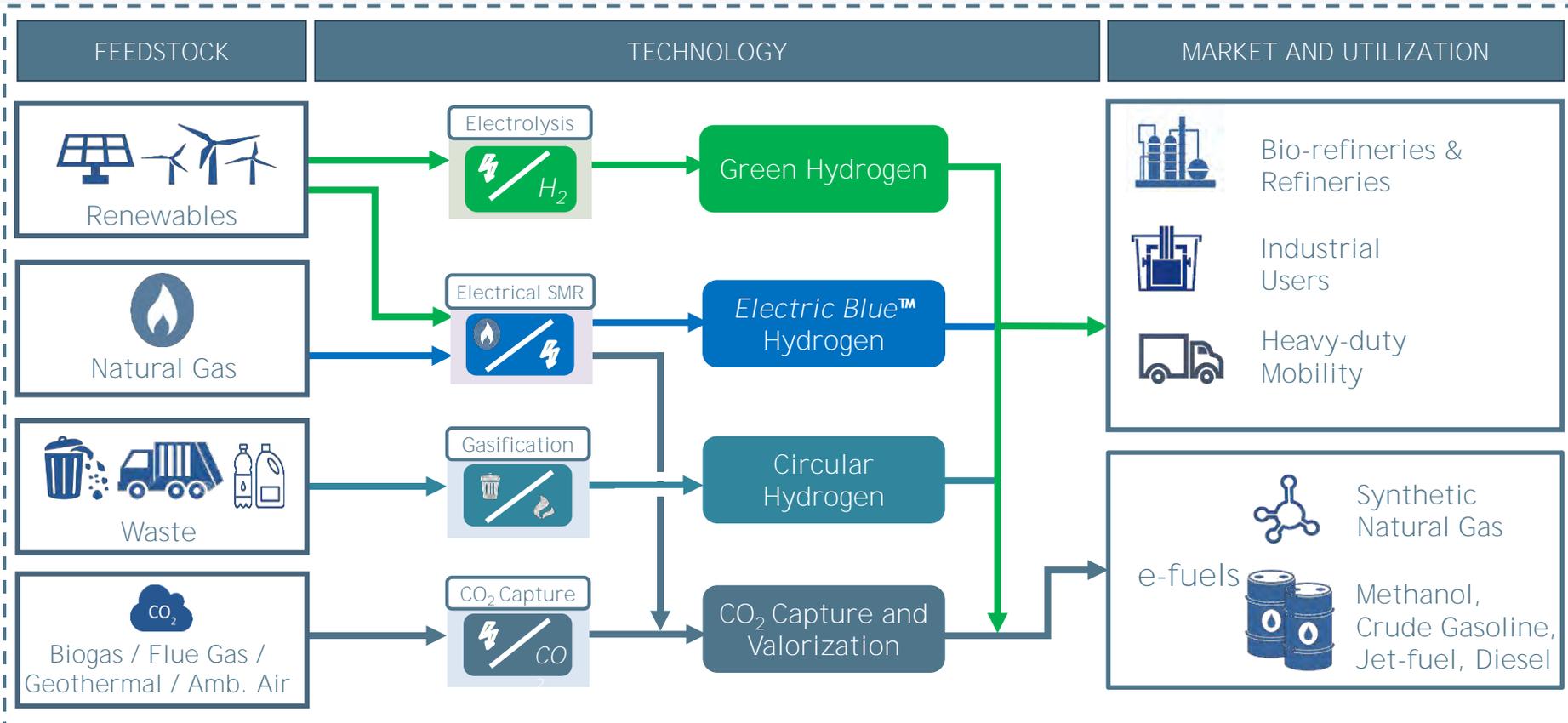
Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



LOW-CARBON HYDROGEN PRODUCTION: ALTERNATIVE TECHNOLOGIES

COMPLEMENTARY rather than *COMPETING*



Different feedstocks for different technologies, different technologies for different opportunities.

One goal: decarbonization and emissions reduction

Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

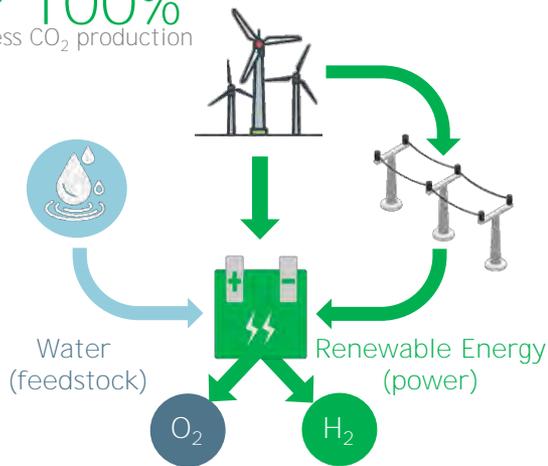
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

LOW-CARBON HYDROGEN PRODUCTION: ALTERNATIVE TECHNOLOGIES

Green Hydrogen

H₂ from Water Electrolysis

▼ 100%
less CO₂ production



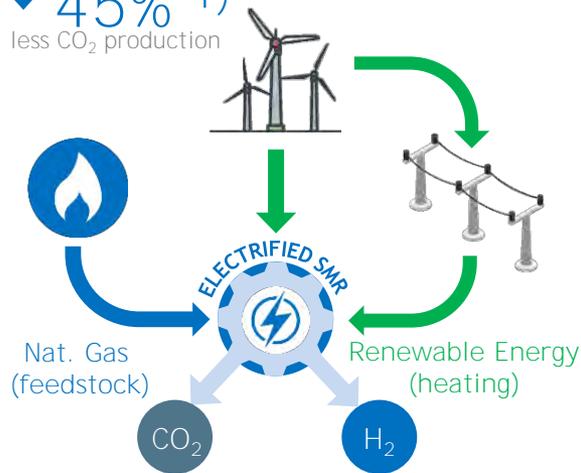
Key Points

- ✓ NO stack & NO emission
- ✓ 0 carbon intensity H₂, leveraging on low-cost renewable energy
- ✓ a path to CO₂ and RES valorization as carbon neutral e-fuels and chemicals

Electric Blue™ Hydrogen

H₂ from NG with Electrified SMR

▼ 45%*1)
less CO₂ production



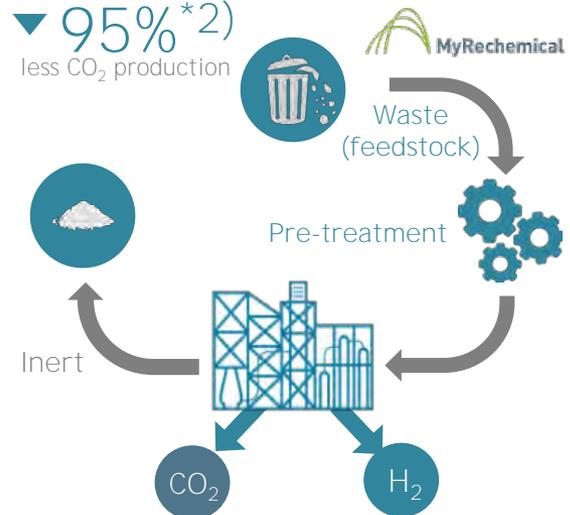
Key Points

- ✓ Representing the ideal bridging solutions toward the 100% Green Future
- ✓ 4 x H₂ production per MWh of renewable energy vs. Green H₂
- ✓ 0 carbon intensity H₂ achievable with carbon capture / biogas

Circular Hydrogen

H₂ from Plastic Waste Chemical Conversion

▼ 95%*2)
less CO₂ production



Key Points

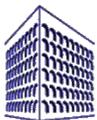
- ✓ Additional revenue stream from waste management, synergies with waste cos.
- ✓ Solving waste burden producing syngas
- ✓ 0 carbon intensity H₂ achievable with carbon capture

Note: *1) vs. conventional SMR Grey Hydrogen. 100% CO₂ reduction achievable with carbon capture.

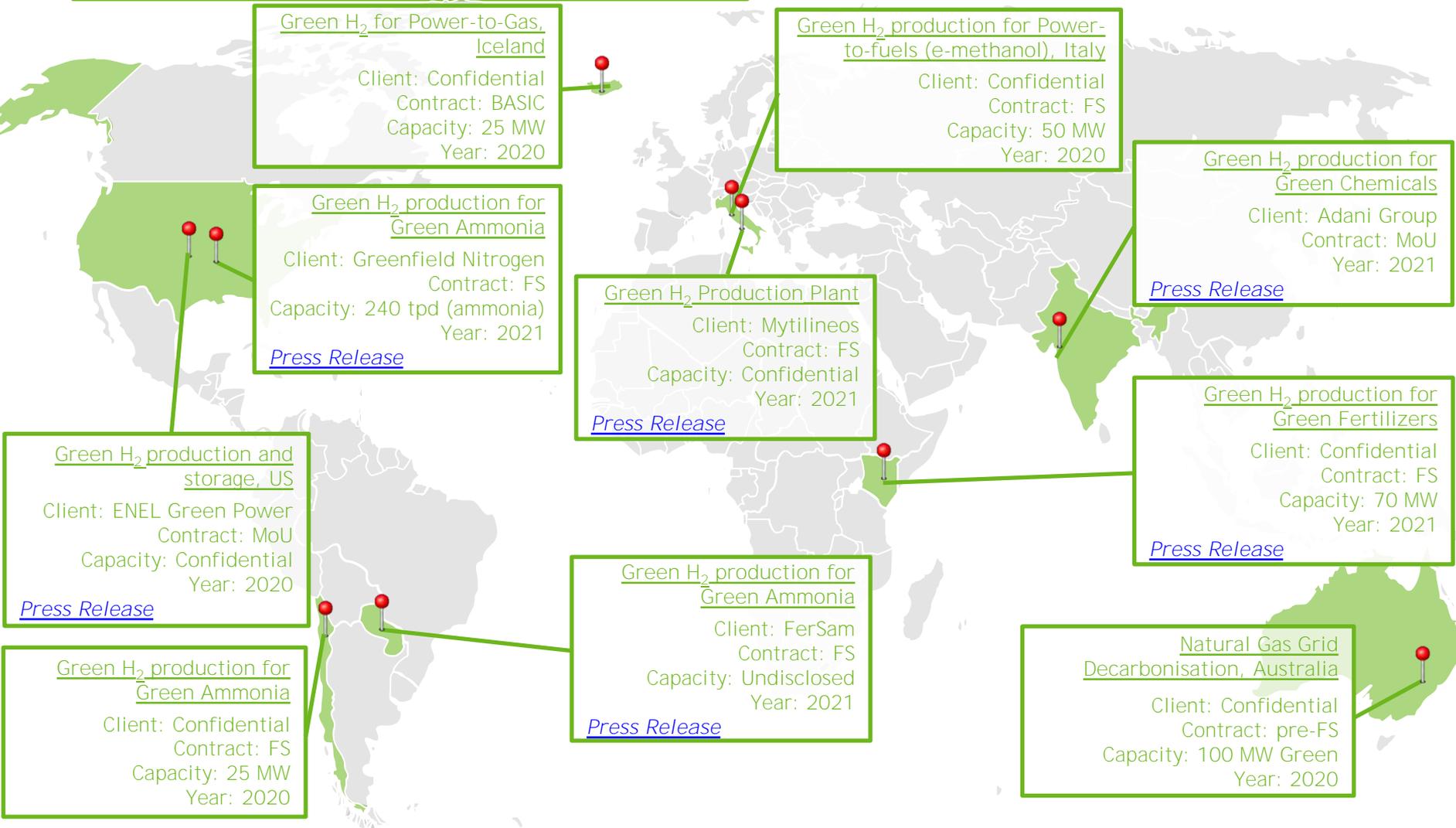
*2) vs. conventional SMR Grey Hydrogen and waste incineration, higher than 100% achievable with CO₂ capture (carbon sync).

Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



NEXTCHEM - MAIN GREEN HYDROGEN INITIATIVES IN 2020 & 2021



Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

GREEN HYDROGEN: BACK TO THE FUTURE?

Large-scale water electrolysis for hydrogen production is not a new concept:
this is something proven since the first half of the 20th century

Vemork Hydrogen Plant, Norway



Kwekwe Hydrogen Plant, Zimbabwe

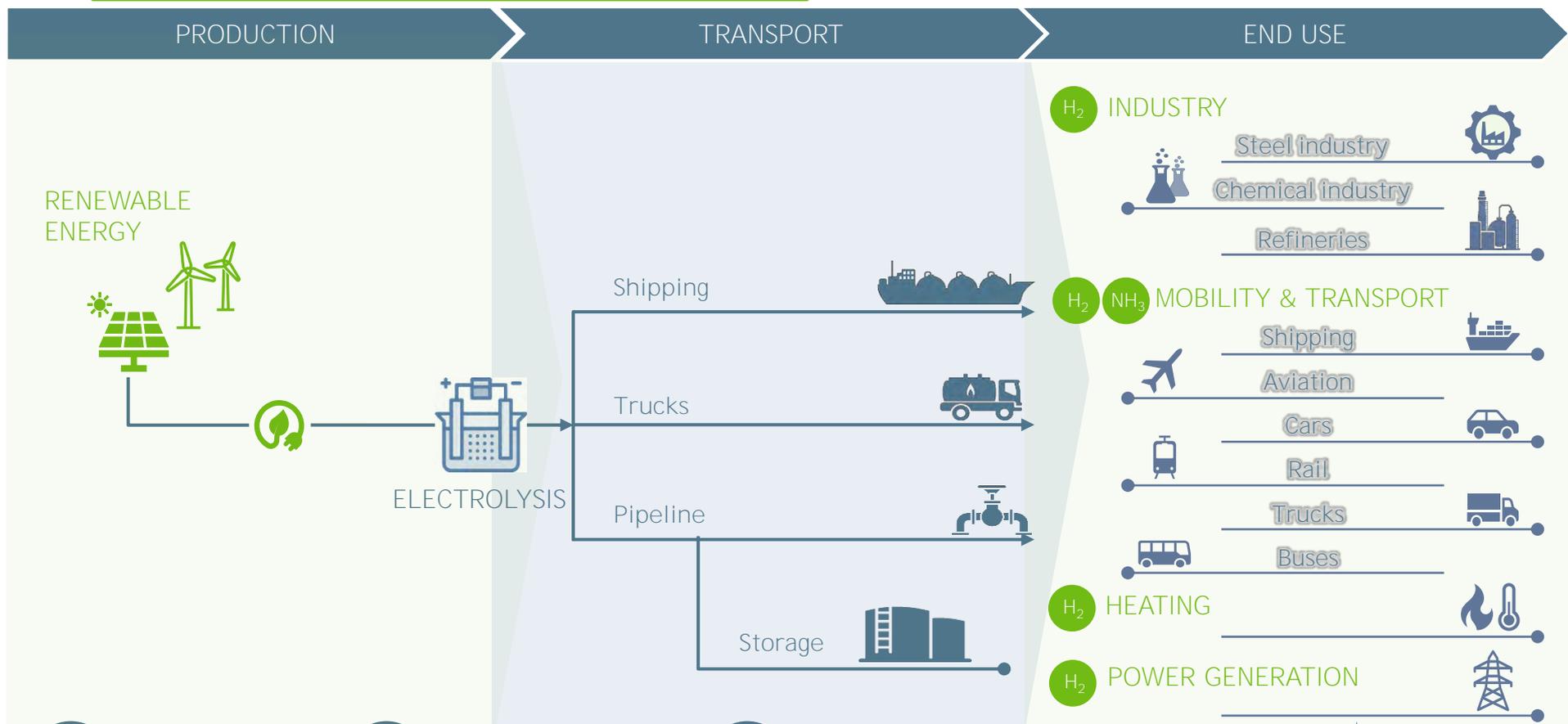


Relatore: *Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.*

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



GREEN HYDROGEN VALUE CHAIN: THE LIMITING FACTORS



Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

GREEN HYDROGEN USE: MOBILITY DROP-IN DECARBONIZATION

WHAT: Renewable Diesel from Hydrogenated Vegetable Oils

- ✓ produced via pre-treatment and hydrogenation of biological feedstocks
- ✓ hydrogen used in the process is typically produced via SMR from fossil natural gas

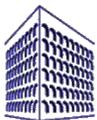
HOW: Low-carbon Fuels Regulations

- ✓ regulations designed to reduce GHG emissions in Mobility and Transportation
- ✓ lower Carbon Intensity (CI) fuels get a larger credit than higher CI fuels
- ✓ feedstock and technology used to produce the fuels affect the amount of the credit

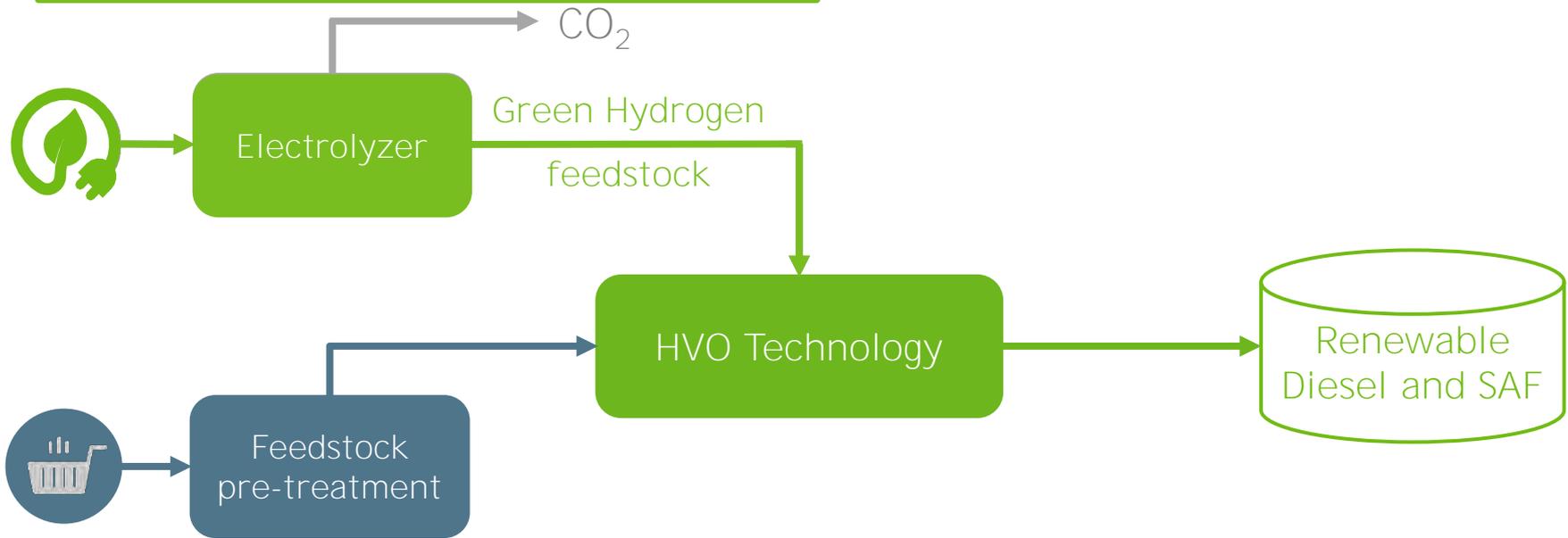
Carbon debt from the use of Grey Hydrogen increases the CI of the produced RD, thus reducing its credits and value



Market ready killer-app for GREEN HYDROGEN



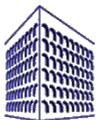
HOW TO ACHIEVE ULTRA-LOW CARBON RENEWABLE DIESEL



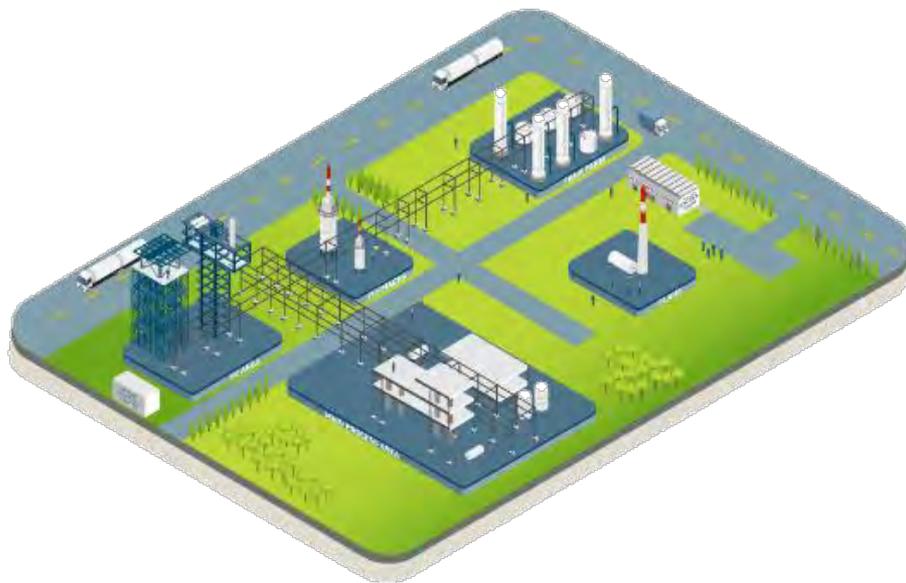
- ❑ Renewable Diesel Carbon Intensity is mainly determined by the direct and indirect CO_2 emissions generated from its production: **need for a sustainable feedstock sourcing**
- ❑ replacing the Steam Methane Reformer with an Electrolyzer will eliminate the emission of non-biogenic CO_2 from the production process: **need for a continuous green hydrogen availability**



A small-scale HVO plant is today optimal solution for ultra-low CI fuels



NEXTCHEM & SAOLA ENERGY SMALL-SCALE HVO SOLUTION



The small-scale HVO technology comes in different standard size, giving flexibility to match feedstock availability (i.e. green hydrogen and FOGs):

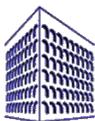
15 KTA
(5 MMGPY)

30 KTA
(10 MMGPY)

60 KTA
(20 MMGPY)

90 KTA
(30 MMGPY)

- NextChem and Saola Energy license a unique solution for a cost-effective small-scale deployment of the HVO technology
- proven technology capable of converting a wide range of feedstocks into low-carbon fuels

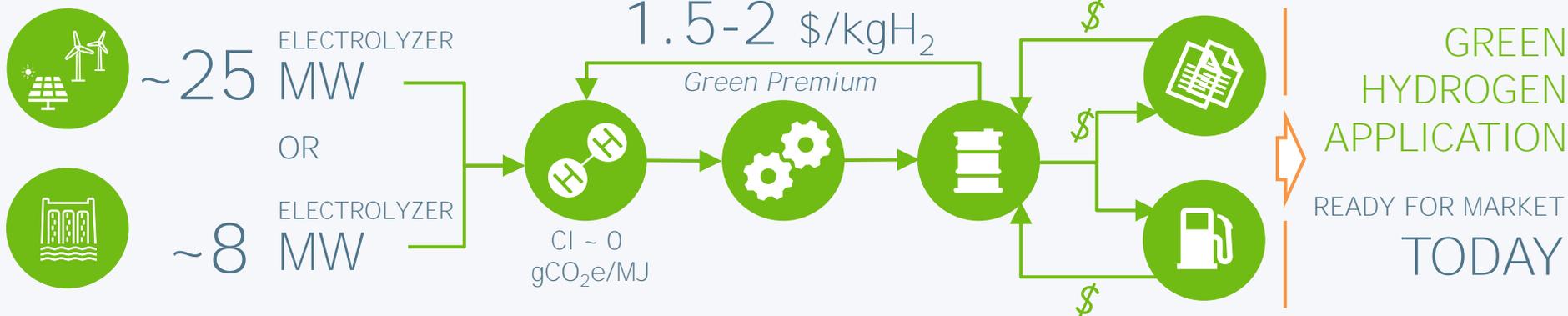
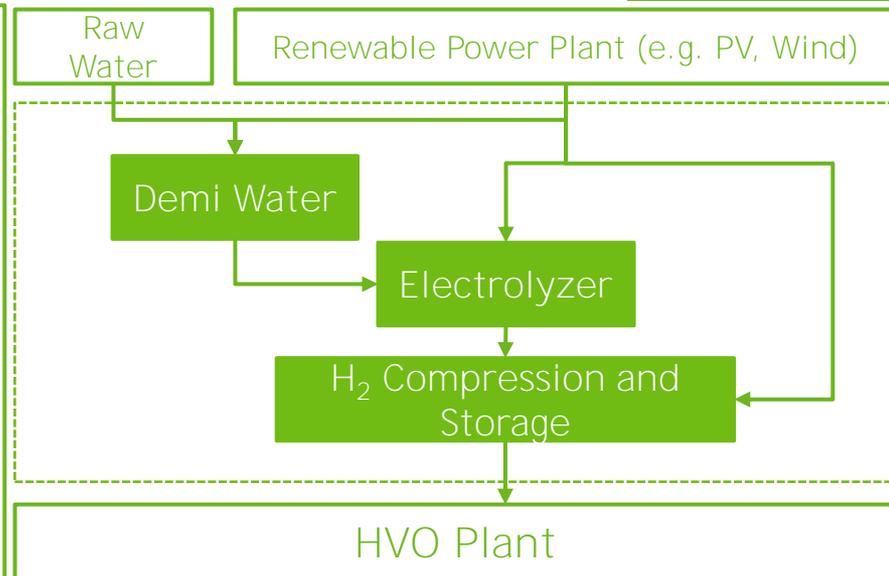


30 KTA RENEWABLE DIESEL PLANT: GREEN HYDROGEN KEY FIGURES

30 KTA of RD
(10 MMGPY)

Key Features

- Typical consumption for 30 KTA is of 1.1 to 1.3 KTA of green hydrogen, varying with product slate and feedstock
- Green Hydrogen CI is virtually 0 gCO₂e/MJ. This allows to unlock additional value from each unit of RD production
- possibility to exploit the local availability of low-cost Renewable Energy
- possibility to provide ancillary services to the grid network operator, opening additional revenue streams



Relatore: Ing. Lucrezia Del Gesso - Technology Process Engineer in NextChem S.p.A.

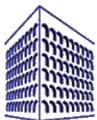
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

TAKE-HOME MESSAGES

- ❑ economical limiting factors rather than technological
- ❑ things are moving in the right direction, but today we are still far from breakeven with grey
- ❑ kick-starting this low-carbon hydrogen economy requires focusing on sectors recognizing a **“green premium”**
- ❑ mobility is a key sector, not only for direct use: drop-in decarbonization thanks to ultra-low carbon Renewable Diesel
- ❑ to limit the Carbon Intensity of the RD, sustainable feedstock sourcing and green hydrogen should be implemented, thus, going towards the small-scale direction
- ❑ for a small-scale HVO, 25 MW of electrolysis from PV are required, about 8 MW from hydropower
- ❑ green hydrogen use unlocks additional value from each unit of RD production, with a green premium that covers the higher green hydrogen cost of production



Small-scale Renewable Diesel is ready to fuel Green Hydrogen projects





L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

«Case studies» e Progetti
Il Porto Green: Civitavecchia punta sull'Idrogeno

Ing. Calogero Giuseppe BURGIO
Head of Department of
State property, Real estate, Environment & Energy

Autorità di Sistema Portuale del
Mare Tirreno Centro Settentrionale

28 Ottobre 2021

Roma – 28 October, 2021

the decarbonization program
of the port of Civitavecchia

Ing. Calogero g. BURGIO

Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro-Settentrionale

CALLS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ferry	1.518	1.411	1.352	1.514	1.581	1.667
Cruise	955	832	794	830	729	758
Cargo	717	513	591	722	748	774
Total	3.190	2.756	2.735	3.066	3.058	3.199



The pillars of the decarbonization program



AdSP Mare Tirreno Centro Settentrionale has decided its policy according with the three pillars of sustainability. This consists of at least the economic, social, and environmental pillars. If any one pillar is weak then the system as a whole is unsustainable. The investigation started on 2015 and it is continuously updated.

The Resolution of the management committee n.28 of 28.05.2021 establishes the programs relating to the decarbonization of the port of Civitavecchia, according to the expected timing:

- **short term**, inherent in the decarbonization of the port electricity network (and consequently of all connected users);
- **medium term**, consisting of interventions conditioned by commercial decisions largely outside the administrative authority of the AdSP;
- **long term**, relating to the complete decarbonization of port traffic through, also, the use of "green hydrogen" as an energy vector (so-called Integrated Energy System).



Energy needs forecast

The energy needs of the port of Civitavecchia is expected to increase in the coming years. In 2050, the annual electric energy requirement is estimated to be approximately 160 MWh

Settore	2019	2022	2030	2040	2050
Port Authority	2.840	2.050	2.540	2.950	3.460
Port Grid	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530
Vehicles	3.300	3.300	5.900	7.270	9.050
Resident ships	420	420	420	1.520	1.850
Cruise	57.360	57.360	60.230	63.240	66.400
Ferry	21.040	21.040	26.650	29.440	32.520
Cargo	12.000	12.000	15.200	20.430	27.460
total	109.120	108.330	125.280	141.080	159.270

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

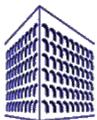


Steps to decarbonize the port of Civitavecchia

To decarbonize the port of Civitavecchia, Port Authority decided to follow this program:

- 1) convert radial distribution system (of electricity in port area) to an energy grid; reduction of the points of connection with national grid;
- 2) implement the port grid to «smart grid» (neural grid with storage systems);
- 3) install Renewable Energy Sources plants to satisfy port energy needs (PV, OWC and wind floating plants);
- 4) replace batteries with «green hydrogen» as energetic buffer.

At the moment, Civitavecchia is the first Italian port to have a port grid: exist a connection to the national grid that in the future (when R.E.S. plants will be available) will be utilized as «back-up» of the smart grid.

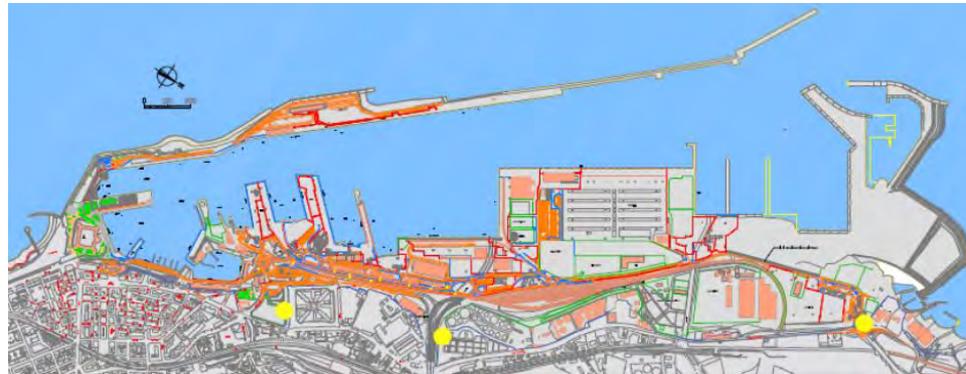


short-term program

Short-term program components

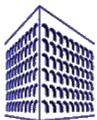
The short-term program involves the:

- **installation of a photovoltaic plant** for the primary production of electricity (24MW_p) **with an accumulation system** (LiFePO₄ batteries, 18MWh/2MW), installed in the near-port areas owned by the Port Authority (260.000 sqm);
- **implementation of the efficiency of the port electricity grid** (new tariff system, electric vehicle charging points, increase in the reliability of the port electricity network, digitization of the port electricity network, new port rail connections);
- **reduction of port energy needs** (energy efficiency upgrading of public buildings, replacement of traditional lamps with LEDs, creation of flower beds to absorb solar radiation, offsetting emissions through the creation of green areas).



Relatore: *Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy*
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



photovoltaic plant with accumulation system



Photovoltaic module, with the possibility of being transformed into a photovoltaic roof



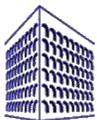
LiFePO4 storage system



Available areas

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

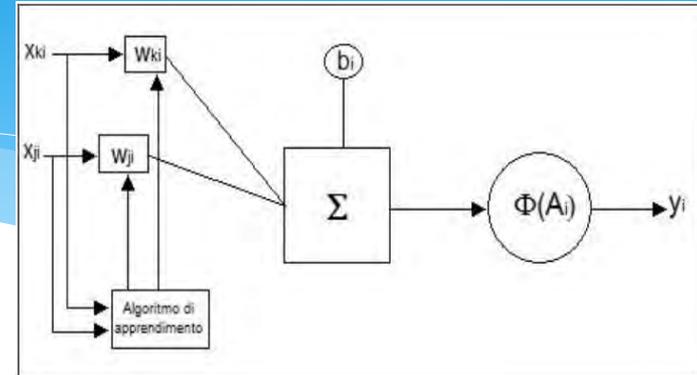
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



implementation of the efficiency of the port grid



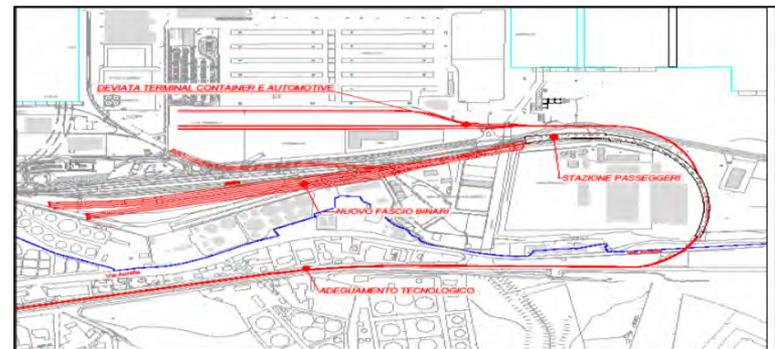
electric vehicle charging points (in service)



digitalization (neural grid)



new electric systems (in service)



new electric railways connection

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



reduction of port energy needs



energy efficiency upgrading



new green areas



LED lighting (in service)



flower beds to absorb solar radiation

Relatore: *Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy*
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



auction base prices

To select companies in charge of carrying out the interventions, tenders will be held with the following auction prices (total budgetary cost, € 62.580.000,00):

- photovoltaic plant with accumulation system, € 35.000.000,00,
- implementation of the efficiency of the port grid, € 22.530.000,00;
- reduction of port energy needs, € 5.050,000,00

Tenders will be issued in compliance with Directive 2014/24/EU of the European parliament and council of 26.02.2014, which establishes rules on the procedures for procurement by contracting authorities with respect to public contracts as well as design contests; in fact, estimated cost of the short-term program is more than the thresholds laid down in Article 4 of the Directive.

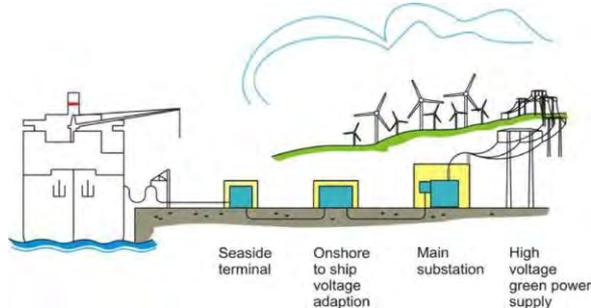


medium-term program

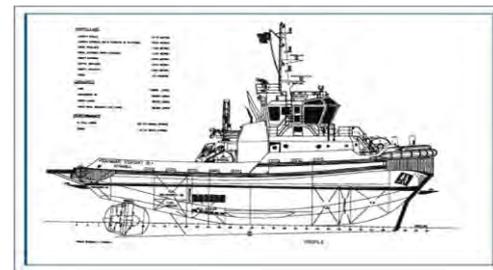
Medium-term program components

The medium-term program involves the:

- installation of traditional Onshore Power Supply (OPS) plants;
- conversion of traditional tugs into hybrid tugs;
- Liquefied Natural Gas (LNG) bunkering;
- Methanol bunkering.



traditional OPS plants (IEC/ISO/IEEE 80005)



conversion of traditional tug



bio-LNG bunkering



methanol bunkering

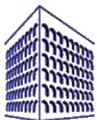


estimated costs

These interventions will be carried out by private operators (ship owners, terminal operators, etc.), and the total budgetary cost is estimated to be up to € 270.000.000,00:

- OPS (only 30% passengers piers), € 80.000.000,00;
- OPS (all piers), € 240.000.000,00;
- conversion of tugs (only 1), € 4.000.000,00;
- conversion of all tugs (#6), € 21.000.000,00;
- bio-LNG bunkering (without storage), € 1.000.000,00;
- bio-LNG bunkering (with storage), € 8.000.000,00;
- methanol bunkering, € 1.000,000,00.

Interventions will be decided by private operators according with Legislative framework and public economic funding (to cut Capex or Opex).



long-term program

Long-term program components

The long-term program involves the:

- **installation of an offshore wind farm;**
- **installation of WaveSax devices in the breakwater wall;**
- **innovative OPS plants, ships will be directly connected with Renewable Plants (PV, Wind and OWC) in continuous current (no connection with electric national grid);**
- **connection to the hydrogen national grid;**
- **production of “green hydrogen” in site (electrolysis plant);**
- **Ammonia bunkering;**
- **“green hydrogen” as port fuel;**
- **installation of Fuel Cells onshore;**
- **bunkering of hydrogen;**
- **electrification of all land activities;**
- **creation of a “smart energy grid”.**

At the moment, WaveSax devices has been developed by Civitavecchia Port Authority with other industrial partners (TRL 7), and it will be industrial ready by 2026.

Port Authority has, also, developed an “integrated energy system” based on “green hydrogen” as anergy vector.

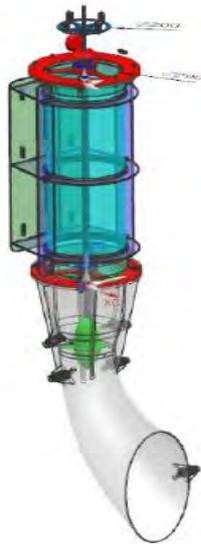


WaveSax technology (mini hydroelectric Oscillating Water Column)

WAVESAX RSE2 - An innovative device to transform wave power into electric energy in ports and harbours



STAGE 3 System validation



- PTO Method Options & Control
- Detailed Power Absorption
- Electricity Production & Quality



Marine Technology Research Institute

INSEAN

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui

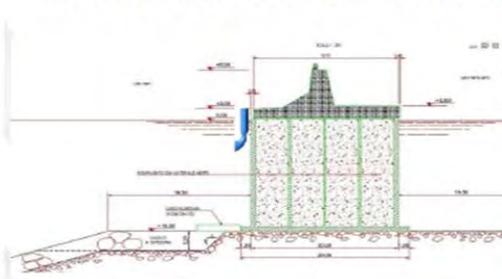


Installation of the prototype (TRL7) (tested since 2018, only in Civitavecchia)

WAVESAX RSE2 - An innovative device to transform wave power into electric energy in ports and harbours



WAVESAX installation at the Port of Civitavecchia breakwater



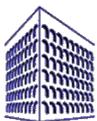
Sea side



Port side

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

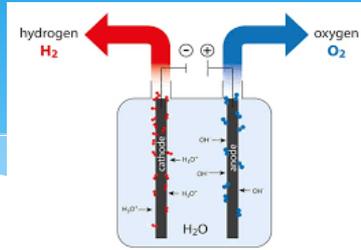
L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



Integrated Energy System



offshore wind farm



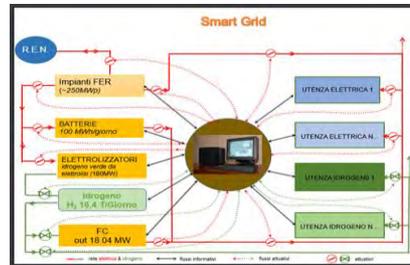
electrolysis plants



hydrogen national grid



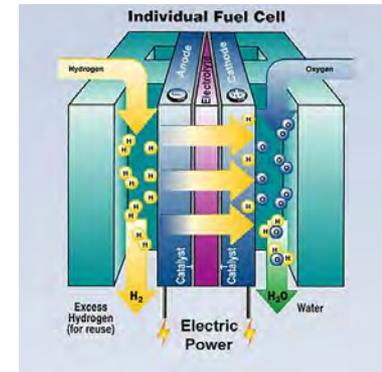
OPS directly from RES



smart energy grid



Ammonia bunkering



port fuel cell grid

Relatore: Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
 Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



Progetto "ZEPHyRO"

L'idea progettuale è quella di fare di Civitavecchia un esempio di porto verde, realizzando su scala reale una serie di impianti mirati ad inserire nel bilancio energetico quantità di energie rinnovabili e di idrogeno verde che consentano una dimostrazione su scala significativa delle tecnologie della catena dell'idrogeno.

In particolare, il progetto vedrà le seguenti azioni principali:

- Realizzazione di un impianto fotovoltaico da 15 MWp finanziato da Enel e di un impianto per la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno, con un idrogenodotto che porti l'idrogeno all'interno del porto dove sarà in parte smistato ad una stazione di distribuzione dell'idrogeno ed in parte fornito ad un generatore elettrico per produrre elettricità che verrà fornita a due navi Grimaldi e a utenze portuali.
- Realizzazione di un punto di ricarica "shore connection" alimentato a idrogeno verde, per navi Grimaldi sulla tratta Civitavecchia-Barcellona, per caricare le batterie a bordo di tali navi e quindi per evitare la produzione di elettricità a con i generatori diesel di bordo mentre la nave è ferma.
- Realizzazione di tre "ralle" per Grimaldi e cinque muletti ad idrogeno per Cfft.
- Analisi costi benefici e progettazione esecutiva di diverse soluzioni riguardanti la trasformazione di un rimorchiatore Cafimar in servizio nel porto di Civitavecchia da diesel a ibrido (diesel + batterie e/o idrogeno, o solo elettrico (batterie + idrogeno).



Progetto "LIFE3H"

Entro i prossimi due anni nel porto di Civitavecchia circoleranno autobus alimentati a idrogeno, a emissioni zero.

Questo grazie al progetto Life3H, che vede la Regione Abruzzo capofila nell'ambito di un'iniziativa che porterà alla realizzazione di tre "Hydrogen valley", di cui quella del Porto di Roma sarà la prima "Hydrogen valley portuale" italiana.

Il progetto, cofinanziato dal programma Life dell'Unione Europea, ha una durata di quattro anni e prevede un budget complessivo di 6.339.853 euro. Oltre alla Regione Abruzzo, che è coordinatore, ci sono numerosi partner, tra i quali figurano l'Adsp del Mar Tirreno Centro Settentrionale e Port Mobility, oltre poi a Società Chimica Bussi, Spa, Citrams (Centro Interdipartimentale Trasporti e Mobilità sostenibile – Università dell'Aquila), Rampini Spa, Snam 4 Mobility Spa, Comune di Terni, Tua Spa, UNeed.it Srl, Università di Perugia e Università degli Studi Guglielmo Marconi di Roma.



auction base prices

To select companies in charge of carrying out the interventions, tenders will be held with the following auction prices (total budgetary cost, € 506.000.000,00):

- conversion waves into electricity (WaveSax, 7MW), € 6.000.000,00,
- offshore wind farm (250 MW), € 195.000.000,00;
- electrolysis plant (PEM, 180MW), € 90.000.000,00;
- “green hydrogen” storage (cylinders, 33.000 kgH₂), € 20.000.000,00;
- upgrade accumulation system (LPF batteries, 100MWh), € 50.000.000,00;
- fuel cell main plant (PEM, 36MW), € 50.000.000,00;
- connection national hydrogen grid, €25.000.000;
- upgrade port grid (management electric and hydrogen needs), € 70.000.000,00.

The costs and determinations indicated derive from a conservative approach to the initiative (and take into account the costs associated with the correct administrative action of Port Authority), which does not take into account certain technological improvements (and the consequent cost reduction) that the development of technologies will determine in the near future.



economical sustainability

REGULATION (EU) 2021/523

Regulation (EU) 2021/523 of the European Parliament and of the Council of 24.03.2021, has introduced the “InvestEU Program”.

The “Technical guidance on sustainability proofing for the InvestEU Fund” recommends the use of the shadow cost of carbon recently set out by the EIB as the best available evidence on the shadow cost of meeting the temperature goal of the Paris Agreement (i.e. the 1.5°C target).

Civitavecchia Port Authority to verify the economic sustainability of the program takes into account the “shadow cost of carbon” recommended by European Commission.

Official Journal of the European Union

L 107



English edition

Legislation

Volume 64

26 March 2021

Contents:

I Legislative acts

REGULATIONS

- * Regulation (EU) 2021/522 of the European Parliament and of the Council of 24 March 2021 establishing a Programme for the Union's action in the field of health (EU4Health Programme) for the period 2021-2027, and repealing Regulation (EU) No 282/2014 (1) 1
- * Regulation (EU) 2021/523 of the European Parliament and of the Council of 24 March 2021 establishing the InvestEU Programme and amending Regulation (EU) 2015/1017 50

Relatore: *Ing. Calogero Giuseppe BURGIO - Head of Department of State property, Real estate, Environment & Energy
Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale*

L'idrogeno: l'energia futura passa di qui



“real cost” of the program

The social and environmental sustainability of the program is evident, as well as the economic one if the shadow cost of carbon is taken into account. In this way it is possible to verify (economical) externalities of the program.

In fact, the guidelines on the basis of which to achieve the complete decarbonization of traffic are two:

- the increase in the efficiency of the port energy system (measured through the energy efficiency indicator);
- the replacement of fossil energy sources with other renewables (measured through the carbon foot-print).

To verify the positive externalities of the program is necessary monitor the process for a long time (more than 5 years, for the port of Civitavecchia), to determine the two necessary indicators, that combined with the shadow cost of carbon support Port Authority to verify economical sustainability of the program (and to determine the “real cost” of the program.



“real cost” of the short-term program

In the document approved on 28.05.2021 it is fixed the real cost of the short-term program, considering two different scenarios.

- direct connection with the port grid of the solar plant (scenario 1);
- connection of the solar plant with the national grid (scenario 2).

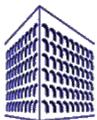
In fact, at the moment, is forbidden by Italian Law connect the solar plant with the port grid, the amendment of this rule is underway and could be prolonged without the Commission's support. Below, the results of the economic check (for the less uncertain program: short term) contained in the document approved on 28.05.2021 are summarized:

Estimations, for Scenario 1:

- total budgetary cost, €. 62.580.000,00
- cost savings for port community, more than €. 26.867.025,00
- economical revenue for Port Authority, up to €. 22.790.000,00
- direct externalities (shadow cost of carbon), €. 16.150.621,78

Estimations, for Scenario 2:

- total budgetary cost, €. 62.580.000,00
- economical revenue for Port Authority, up to €. 38.000.000,00
- direct externalities (shadow cost of carbon), €. 16.150.621,78



Any questions?



Autorità di Sistema Portuale
del Mar Tirreno Centro Settentrionale

Ing. Calogero G. BURGIO
burgio@portidiroma.it
tel. +39.0766.366293