

# HYDROGEN INNOVATION

RENEWABLE ENERGY

ENERGY EFFICIENCY

SMART MOBILITY

ZERO CARBON POLICY AGENDA

ELECTRICITY MARKET

CIRCULAR ECONOMY

ZERO CARBON TECHNOLOGY PATHWAYS

DIGITALIZATION & DECARBONIZATION

BIOMETANO

REPORT

20

24

Sfide e azioni concrete per lo sviluppo  
della filiera in Italia



# HYDROGEN INNOVATION

## REPORT 2024

Sfide e azioni concrete per lo sviluppo  
della filiera in Italia





# Presentazione



In un mondo sostenibile e decarbonizzato la gestione innovativa dell'energia e della sostenibilità rappresentano le principali leve strategiche per la crescita e il benessere di imprese, istituzioni e cittadini.

Energy & Strategy supporta imprese, istituzioni e policy maker ad identificare le leve tecnologiche e strategiche in grado di trasformare le imprese in attori protagonisti della transizione ecologica attraverso un'estensiva attività di ricerca applicata e di consulenza strategica e manageriale.

# Partner

agsm aim

*alperia*

cdp 

CESI  
Shaping a Better Energy Future

 EDISON

 ELETTRICITÀ  
FUTURA  
imprese elettriche italiane

eni 

ESSELUNGA  


 bitat

 MARCEGAGLIA

**MOST**  
CENTRO NAZIONALE PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

  
TECHPARK SÜDTIROL / ALTO ADIGE

**RWE**

 snam

**TECNOHIT**   
ANALYZE | DESIGN | IMPROVE





# Team di progetto

## TEAM DI PROGETTO

**Federico Frattini**

Responsabile della ricerca

**Leonardo Mondonico**

Project Manager

## ANALYST

**Alessio Delle Monache**

**Rodolfo Giulivo**

**Davide Guelfi**

## PROGETTO GRAFICO E IMPAGINAZIONE

**Flávia Chornobai**

**Arianna Fietta**

**Nicolás Peña**

## BOARD DI E&S

**Vittorio Chiesa**

**Davide Chiaroni**

**Federico Frattini**

**Josip Kotlar**

**Paolo Mazza**

# 1. Analisi tecnologica e brevettuale

potenziale di produzione dell'Italia tra:

**2,4-8,7**  
Mton/anno



- +** Attrattività:
- decarbonizzazione
  - costi ridotti

- Limiti:**
- ridotta maturità tecnologica
  - competizione con biometano

## Sfide e azioni concrete per lo sviluppo della filiera



# 2. Analisi normativa 2023



schema incentivante della

European Hydrogen Bank

focus sui settori:

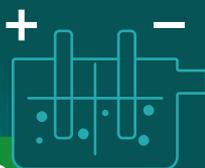
industrie HtA

trasporti pesanti

# 3. Progetti di produzione di idrogeno annunciati

elettrolisi + CCS

**8,9** Mton  
produzione annua  
al 2030



# 4. La filiera dell'idrogeno verde e il potenziale di mercato

3x  
gli obiettivi fotovoltaici al 2030



Necessità di rinnovabili

**250** GW

**7,5** Mton

volume annuo potenziale per industria e trasporto pesante



# Indice

	Executive Summary	12
1	Analisi tecnologica e brevettuale	22
2	Analisi normativa	40
3	I progetti di produzione annunciati	60
4	La filiera dell'idrogeno verde e il potenziale di mercato	76
5	Imprese Partner	94



# Executive summary

L'idrogeno sostenibile rappresenta una componente cruciale nella transizione energetica verso un futuro a basse emissioni di carbonio. Tale vettore offre infatti potenzialità straordinarie per **decarbonizzare industria e trasporti** poiché, a differenza dei combustibili fossili tradizionali, può essere **prodotto da fonti rinnovabili senza emissioni di gas serra**.

Negli ultimi anni, i settori industriali che attualmente consumano le maggiori quantità di idrogeno (**raffinazione e industria chimica**) stanno **convertendo i loro criteri di approvvigionamento**. La

richiesta di idrogeno da combustibili fossili risulta in calo a favore di una **crescente domanda di idrogeno a basse emissioni**, nonostante l'attuale **scarsa convenienza economica** di queste soluzioni, preferendo optare sempre più per un approvvigionamento di **idrogeno low carbon** al fine di ridurre la propria carbon footprint.

Oltre ai consumatori attuali, **anche nuovi settori inizieranno a utilizzare l'idrogeno pulito** nei loro processi produttivi come sostituto di combustibili fossili, soprattutto metano, nonostante la necessità di **ulteriori sviluppi tecnologici**.

# Executive summary

Il 2023 è stato un **anno di svolta per il supporto alle tecnologie e allo sviluppo dell'intera filiera** dell'idrogeno in Europa, grazie a una serie di accordi volti a favorire la diffusione del vettore nel sistema. Le normative, che intervengono tanto sul lato della domanda quanto su quello dell'offerta, si rivolgono al settore industriale, con i vincoli sull'utilizzo di idrogeno rinnovabile imposti dalla **RED III**, e al settore dei trasporti, interessato dalla RED III e da ulteriori provvedimenti specifici come l'**AFIR**, la **FuelEU Maritime** e la **ReFuelEU Aviation**.

Sono state inoltre riviste le norme che **regolano l'infrastruttura e il mercato del gas**, in modo da renderle compatibili con i gas rinnovabili, tra cui il principale protagonista è proprio l'idrogeno.

Il 2023 è stato anche l'anno in cui ha preso ufficialmente il via il nuovo **schema incentivante della European Hydrogen Bank**, attraverso cui la Commissione europea concede un **supporto finanziario ai progetti di produzione da elettrolisi più competitivi**. I risultati della prima asta pilota vedono assegnati **720 milioni di euro**, e seguiranno poi **altre aste** con contingenti maggiori.

Gli accordi raggiunti nel 2023	Settori coinvolti	Tipo di provvedimento
Renewable Energy Directive 3	 	Vincolo su consumo e fornitura di idrogeno
Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)		Vincolo su installazione stazioni di rifornimento
FuelEU Maritime Regulation		Vincolo su consumo di idrogeno
RefuelEU Aviation Regulation		Vincolo su fornitura di idrogeno
Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package		Norme per l'integrazione dei gas rinnovabili in rete

Analizzando la «geografia» della prima asta, emerge evidente che la competitività dei progetti è tanto più alta quanto più abbondanti sono le risorse FER a disposizione.

Per molti paesi risulta quindi **difficile immaginare, almeno nel breve termine, una produzione di idrogeno rinnovabile che riesca a insidiare il massiccio utilizzo di fonti fossili tutt'ora esistente.**

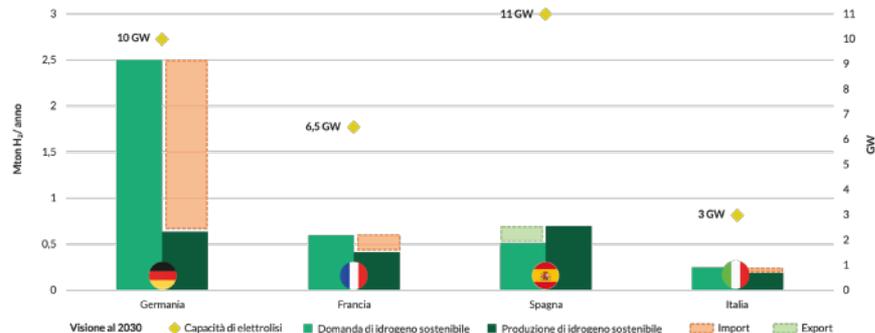
# Executive summary

All'interno del continente europeo **non tutti i paesi stanno però viaggiando verso la stessa direzione**, con strategie e obiettivi differenti di produzione e consumo per i prossimi anni.

**La Germania è il paese più ambizioso in termini di consumo**; gli obiettivi sono stati rivisti al rialzo nel corso del 2023 e gran parte del fabbisogno sarà coperta da idrogeno **importato dall'estero**.

Una strategia diametralmente opposta è quella **francese** che, grazie alla disponibilità di energia nucleare, punta invece a **produrre localmente più dell'80% del suo fabbisogno**.

**La Spagna vuole invece essere il leader europeo per quanto riguarda la produzione**, con l'obiettivo di installare **almeno 11 GW entro fine decennio**, sfruttando il proprio potenziale di disponibilità eolica e fotovoltaica. In particolare, è l'unico fra questi paesi che intenda produrre un quantitativo di idrogeno superiore al fabbisogno interno, si proporrà quindi come **esportatore della «molecola verde»**.



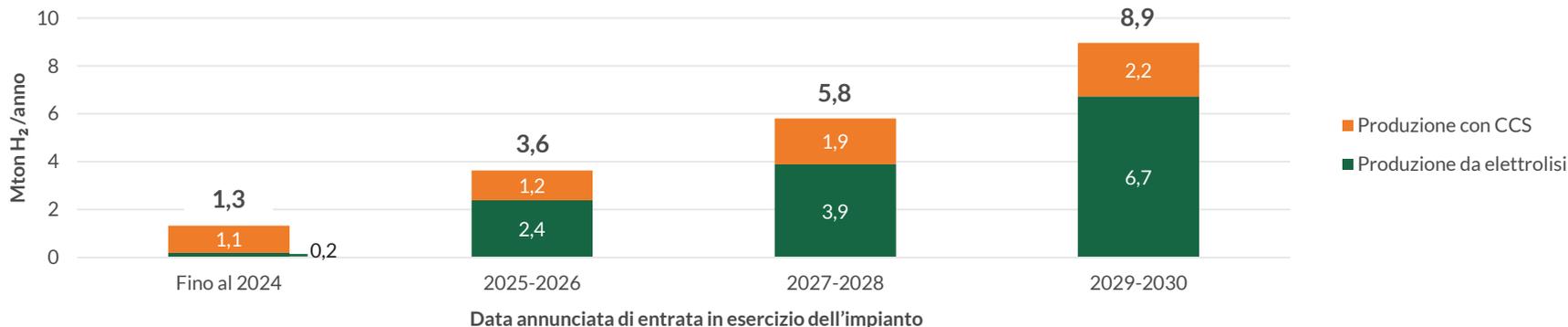
Per ultima, **l'Italia ancora manca di una strategia nazionale per l'idrogeno**. Negli ultimi anni sono state messe a punto misure di sostegno (vedi investimenti PNRR), e altre sono in corso di implementazione (vedi «Decreto idrogeno»), ma resta ancora **sconosciuta la direzione di medio-lungo periodo che si intende percorrere**, un elemento di primaria importanza affinché gli operatori riescano ad elaborare strategie di azione e per dare il via allo sviluppo di una filiera nazionale per l'idrogeno.

# Executive summary

Vengono però effettivamente sviluppati progetti di produzione di idrogeno verde? Secondo i dati dei **progetti con entrata in esercizio ad oggi annunciata**, si vede un alto numero di impianti che diventeranno operativi da qua al 2030. La produzione sarà in particolare associata a due tecnologie: **tradizionale con CCS integrata**, dominante per volume al 2024, ed **elettrolisi**, che avrà nel medio periodo il primato di produzione per arrivare al 2029-2030 ad un volume di produzione da **elettrolisi più del triplo di quanto atteso da CCS**.

Il continente avrà, secondo queste previsioni, a fine decennio una

capacità produttiva di **8,9 Mton annue**, un numero che **si avvicina parecchio all'obiettivo** prefissato dall'Unione Europea di 10 Mton. Sul raggiungimento effettivo di tale capacità produttiva, tuttavia, permangono **molte incertezze**, legate alle difficoltà che molti progetti risconteranno ad entrare in esercizio entro le tempistiche annunciate e all'effettiva implementazione di questi progetti. Nel futuro sarà necessario quindi **agevolare l'effettiva entrata in esercizio** di tali impianti per evitare l'interruzione della costruzione di questi, e **continuare a stimolare l'introduzione di nuovi progetti** per avvicinarsi sempre più al target 2030.



# Executive summary

Per avere un'idea più chiara circa le **reali possibilità di raggiungimento degli obiettivi normativi** e per meglio **posizionare gli sforzi già messi in atto attraverso i progetti annunciati**, è importante individuare **quale potrebbe essere il fabbisogno potenziale massimo di idrogeno sostenibile in Italia** e di che volumi di produzione quindi si parlerebbe. Lo studio stima tale quantità individuando i settori principali di possibile adozione e convertendo l'attuale fabbisogno di altri vettori (ad esempio metano) in fabbisogno di idrogeno.

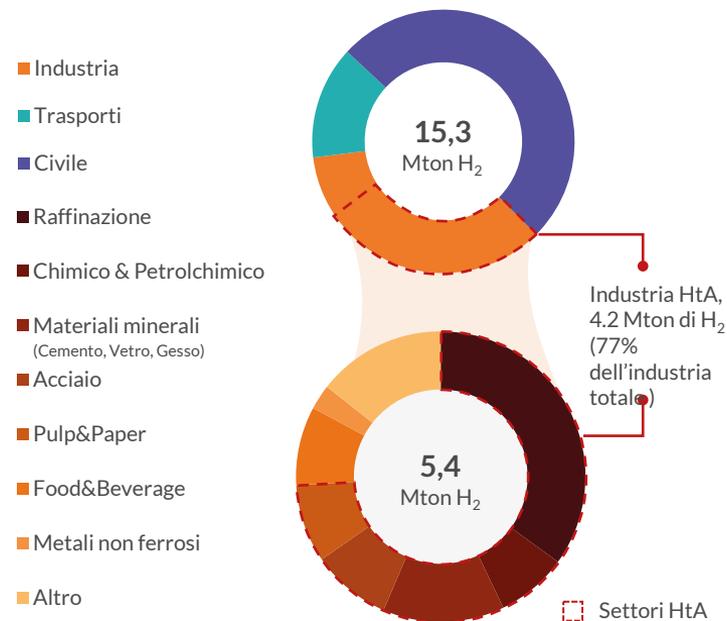
È stimato così un volume di mercato potenziale, considerando una **penetrazione totale del vettore idrogeno**, di **15,3 Mton di idrogeno** per i **settori civile, industriale e dei trasporti**.

Nello specifico, di questa quantità sono previste **5,4 Mton destinate all'industria**. Gli obiettivi PNIEC al 2030 prevedono invece 0,115 Mton per utilizzi industriali, rappresentando quindi una **penetrazione di appena il 2,1%** del potenziale massimo (2,8% per il solo perimetro HtA).

Per i **trasporti** la penetrazione attesa è poco diversa: gli 0,136 Mton previsti dal PNIEC corrispondono al **6,4%** del potenziale massimo di adozione.

Per il settore **civile non sono presenti target specifici** nel PNIEC, vista la facile elettrificazione e le difficoltà tecniche di conversione.

Fabbisogno potenziale di idrogeno in Italia



# Executive summary

Quindi quanto risulta ambizioso il target PNIEC sui potenziali consumi complessivi? E a che punto siamo invece con i progetti annunciati? Considerando tutti i settori d'interesse si osserva che il target PNIEC vale appena l'1,6% del fabbisogno di idrogeno complessivo e il 2,9% della capacità di elettrolisi ad esso associata. Parliamo quindi di obiettivi molto cauti rispetto a quale potrebbe effettivamente essere l'utilizzo di idrogeno sostenibile nella

nostra nazione.

Mentre, per quanto concerne la capacità di elettrolisi derivante da progetti ad oggi annunciati (1,5 GW), si evidenzia un raggiungimento al 50% del target PNIEC (3 GW), corrispondente all'1,4% della capacità FER associata al fabbisogno potenziale. Tali valori restano però solo orientativi in quanto sarà opportuno verificare la concreta realizzazione dei progetti annunciati.

	Fabbisogno idrogeno		Capacità elettrolisi			Capacità FER
	Potenziale	Target PNIEC 2030	Potenziale	Target PNIEC 2030	Di progetti annunciati (2030)	Potenziale
 Industriale	5,4 Mton	0,115 Mton	35 GW	-	-	180 GW
 Trasporti	2,1 Mton	0,136 Mton	15 GW	-	-	70 GW
 Civile	7,7 Mton	-	55 GW	-	-	255 GW
<b>Totale</b>	<b>15,3 Mton</b>	<b>0,251 Mton</b>	<b>105 GW</b>	<b>3 GW</b>	<b>1,5 GW</b>	<b>505 GW</b>





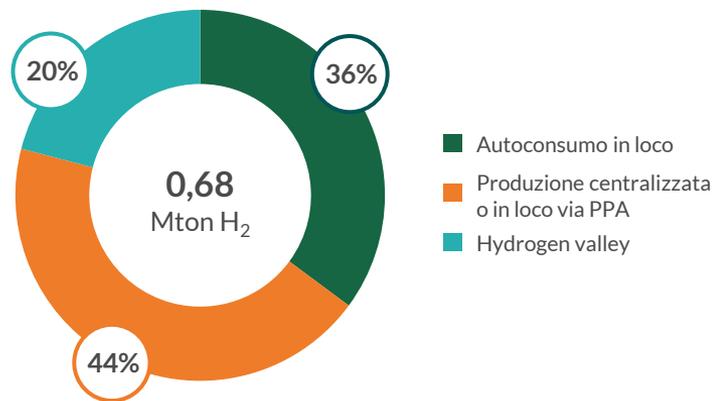
# Executive summary

Una volta individuato il fabbisogno potenziale del paese risulta fondamentale **esaminare e stimolare lo sviluppo dell'intera catena del valore**.

Focalizzandosi sul settore **Hard-to-Abate** di particolare interesse delle **acciaierie**, è possibile calare le caratteristiche dei siti produttivi sul potenziale fabbisogno, identificandone la **configurazione di filiera più appropriata**.

In Italia, al 2022, sono presenti **35 siti** che producono **acciaio**, per un totale di 21,6 Mton di acciaio prodotto e **0,68 Mton di fabbisogno potenziale di idrogeno**. Dall'analisi delle caratteristiche di tali siti, quali posizione geografica e vicinanza ad altri impianti, le configurazioni di filiera che emergono come maggiormente applicabili **non prevedono rinnovabili in loco**, adottando piuttosto **fornitura diretta di idrogeno** o la sua **produzione tramite contratti PPA**, soluzioni utili per il mantenimento di una fornitura stabile di idrogeno e quindi garantire la continuità della produzione dell'acciaio.

Fabbisogno potenziale di idrogeno per configurazione - Acciaio



# Executive summary

Idrogeno sostenibile **non significa però solo elettrolisi e idrogeno verde**. Ad oggi, sono numerosi gli sforzi di ricerca verso tecnologie innovative di produzione, fra cui emergono il **Bio-Hydrogen** e **idrogeno naturale** come particolarmente promettenti.

Il **Bio-Hydrogen** si distingue grazie al suo potenziale **contributo alla decarbonizzazione** e ai possibili **costi di produzione ridotti**. In particolare, l'uso di **fonti biogeniche** come i rifiuti e l'applicazione di **tecnologie di Carbon Capture and Storage (CCS)** rendono il Bio-Hydrogen **l'unica forma di idrogeno con un'impronta carbonica potenzialmente negativa**, fino a un minimo di **-21,9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**. Sebbene i costi di produzione **non siano ancora competitivi rispetto all'idrogeno grigio**, sono **più vantaggiosi rispetto a quelli dell'idrogeno verde**. Nonostante i numerosi punti di forza descritti, ad oggi la **diffusione su larga scala del Bio-Hydrogen è limitata dalla scarsa maturità delle tecnologie di produzione e dalla competizione con la produzione di biometano**.

Parallelamente, **l'idrogeno naturale è una risorsa naturalmente presente nel sottosuolo che si rigenera continuamente** grazie a diversi processi geologici con un **periodo di rigenerazione di circa 10 anni**, considerato per questo una **fonte rinnovabile** da parte del-

-la comunità scientifica. Nonostante **prospettive di costo potenzialmente minime (0,5 - 1 €/kg H<sub>2</sub>)**, questo mondo è ancora caratterizzato da una **forte incertezza normativa** e da **importanti preoccupazioni circa l'effettiva disponibilità ed utilizzabilità dei giacimenti**.

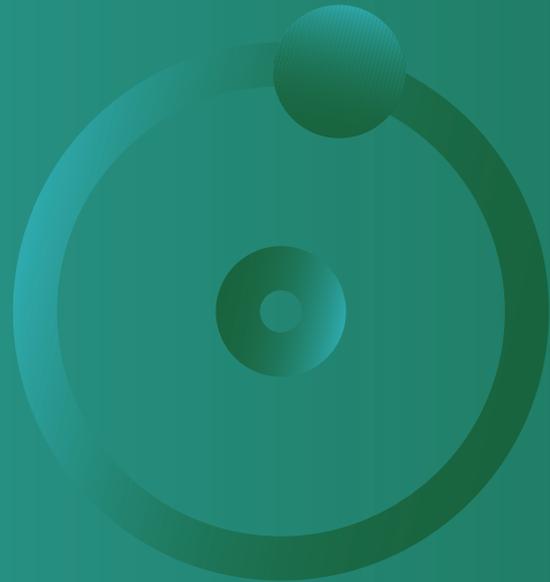
Costi di produzione per le diverse tipologie di idrogeno

Tipologia	Range di costo (€/kg H <sub>2</sub> )	Range di costo (€/kWh H <sub>2</sub> )
Idrogeno grigio	0,46 - 1,80	0,01 - 0,05
Idrogeno blu	1,30 - 2,20	0,04 - 0,07
Idrogeno verde - RFNBO	2,51 - 11,94	0,08 - 0,36
Bio-hydrogen	1,15 - 9,65	0,03 - 0,29
Idrogeno naturale	0,50 - 1,00	0,01 - 0,05





es



# Analisi tecnologica e brevettuale

Le tecnologie emergenti nella filiera dell'idrogeno low-carbon

CAP.

01



# Messaggi chiave

## **Bio-Hydrogen: Un potenziale ancora inespresso**

Il Bio-Hydrogen emerge come **soluzione ad elevata attrattività** tra le forme di idrogeno low carbon grazie al **contributo possibile alla decarbonizzazione** e a **costi di produzione possibilmente ridotti**. Nonostante il **notevole potenziale di produzione in Italia (tra 2,4 e 8,7 Mton/anno)**, la **ridotta maturità delle tecnologie** e la **possibile competizione con la produzione di biometano** hanno finora **frenato la diffusione su larga scala**.

## Il ruolo centrale della Cina nello sviluppo del Bio-Hydrogen

Si evidenzia un crescente interesse per le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen. Il panorama dell'innovazione risulta **piuttosto frammentato** ma con una netta prevalenza di **player cinesi** afferenti al mondo **accademico e della ricerca**. **Sembra affermarsi il ruolo della Cina** come «market-maker» nella **transizione energetica**, dimostrandosi più lungimirante dell'Italia e dell'Europa, dove i brevetti per il Bio-Hydrogen si fermano **appena al 2,6%<sup>(1)</sup> del totale nel triennio 2020-2023**.

(1) Dato relativo ai brevetti EPO, non include i brevetti depositati direttamente presso gli uffici brevetti nazionali (che rappresentano tuttavia una parte marginale e trascurabile).

## Idrogeno naturale: realtà o utopia?

**Il potenziale dell'idrogeno naturale è ancora oggetto di investimento**. I **ridotti impatti ambientali e costi di estrazione** rappresentano i principali **punti di forza** per questa risorsa, ma presenta incognite, quali **l'incertezza normativa e l'effettiva disponibilità ed utilizzabilità dei giacimenti**.



# Analisi tecnologica e brevettuale

## Introduzione

All'interno del panorama dell'idrogeno a basse emissioni si è deciso di focalizzare l'analisi su due tecnologie di produzione emergenti che al giorno d'oggi non risultano ancora pienamente definite e comprese: le tecnologie per la produzione del Bio-Hydrogen e le tecniche di estrazione dell'idrogeno naturale.

L'analisi delle tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen ha permesso di classificare le diverse tipologie di processo produttivo, le fonti di alimentazione richieste e le relazioni con la produzione del biometano. Data la natura emergente del tema tale studio è stato integrato con un'analisi brevettuale su scala globale al fine di descrivere il panorama dell'innovazione nell'ambito del

Bio-Hydrogen in termini di andamento delle brevettazioni e identificazione dei paesi e dei player maggiormente attivi.

Sulla base dei dati ottenuti si è poi provveduto a realizzare una stima del potenziale di produzione di Bio-Hydrogen sul territorio Italiano in base alla disponibilità delle diverse biomasse in grado di alimentarne la produzione.

Infine, l'approfondimento sull'idrogeno naturale ha l'obiettivo di definirne le caratteristiche, i potenziali punti di forza e le sfide da superare per una diffusione su larga scala.



Tecnologie e fonti



Brevetti



Potenziale Italiano



Opportunità e sfide

# Il Bio-Hydrogen

## Introduzione

Pur essendo una scoperta meno recente rispetto all'idrogeno naturale, **nel riferirsi al concetto di Bio-Hydrogen si incontrano delle criticità di natura definitoria e di classificazione.**

Al fine di risolvere il problema di definizione, in mancanza di alternative universalmente riconosciute, si è deciso di adottare la **proposta dell'European Biogas Association (EBA)** secondo la quale il termine «Bio-Hydrogen» si riferisce ad «**idrogeno ottenuto da fonti biogeniche quali la biomassa o il biogas, attraverso una varietà di tecnologie diverse**».

Inoltre, per quanto concerne il tema della classificazione, si è stabilito, **coerentemente con la bozza del «Decreto Idrogeno<sup>(1)</sup>», che il Bio-Hydrogen costituisce una categoria distinta e trasversale rispetto alla scala dei colori dell'idrogeno.**

(1) Decreto in consultazione pubblica dal 18/01/24

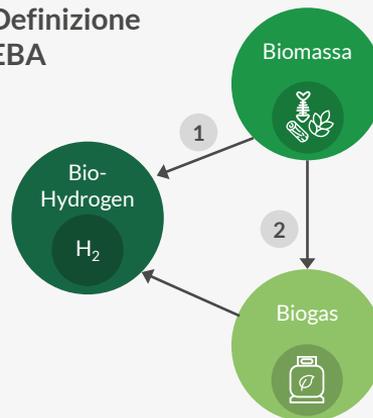


Mancanza di una definizione universale di Bio-Hydrogen

Mancanza di una classificazione univoca del Bio-Hydrogen dovuta a:

- Eterogeneità delle fonti e del loro impiego
- Eterogeneità dei processi produttivi
- Mancanza di una definizione dei vari colori dell'idrogeno

Definizione EBA



DECRETO IDROGENO

Bio-Hydrogen come una categoria distinta e trasversale rispetto alla scala dei colori dell'idrogeno.

# Le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen

## Classificazione e confronto con la produzione del biometano

Le tecnologie per la produzione di Bio-Hydrogen sono molteplici e con caratteristiche molto differenti. Possono essere raggruppate in tre macro-categorie principali, ossia **termochimiche**, **biologiche**, ed **elettrochimiche**, sfruttanti diverse nature del processo produttivo e con versatilità variabile.

Di particolare importanza sono le fonti biogeniche di partenza, principalmente **biomassa** e **biogas**, e la qualità di queste. Si osserva in particolare un forte **rischio di «cannibalizzazione» con la produzione di biometano** che risulta, ad oggi, un impiego più profittevole e immediato della biomassa.

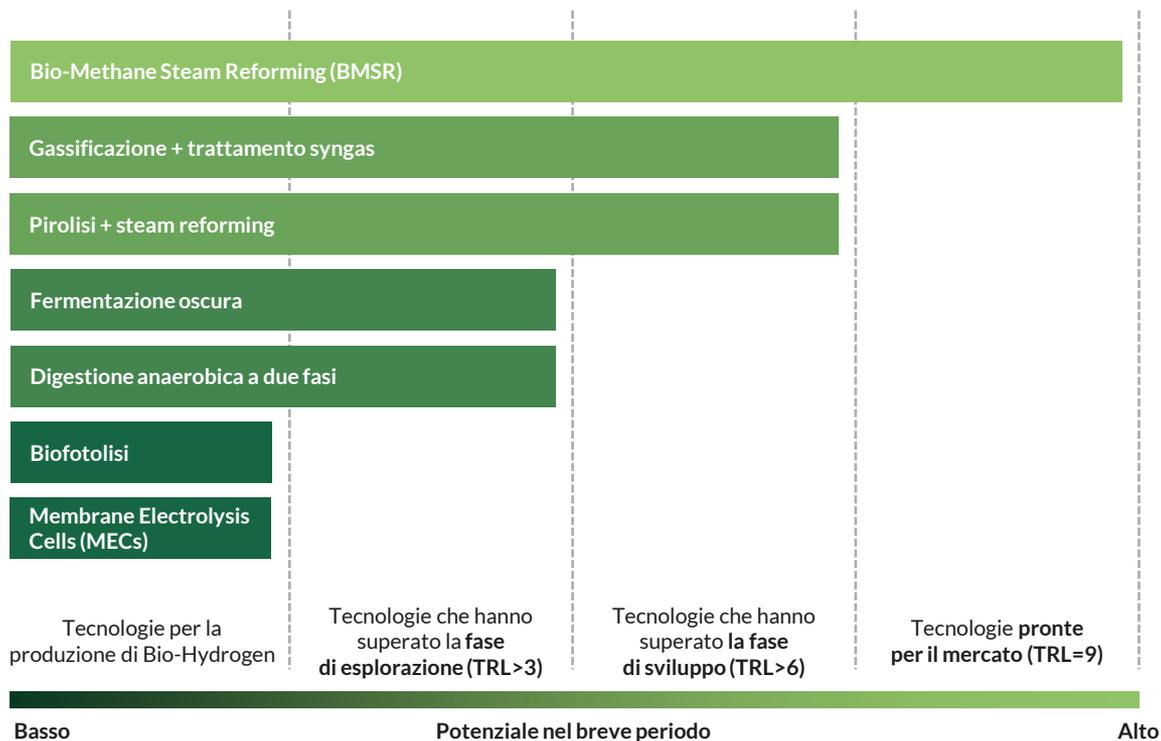
Tecnologie di produzione Bio-Hydrogen

		Termochimiche			Biologiche			Elettrochimiche
		Gassificazione + trattamento syngas	Pirolisi + steam reforming	Reforming del biometano	Fermentazione oscura	Digestione anaerobica a due fasi	Biofotolisi	MECs
Fonti biogeniche	Biomassa	Legnosa	✓ ✓	✓ ✓	✓		✓	✓
		Colture energetiche	✓ ✓	✓ ✓	✓		✓	✓
		Rifiuti biodegradabili	✓ ✓	✓ ✓	✓		✓	✓
		Microrganismi				✓	✓	✓
	Biogas	Biometano			✓			

- Legenda
- ✓ Valido per produzione H<sub>2</sub>
  - ✓ Valido per produzione CH<sub>4</sub>
  - ✓ H<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> simultaneamente

# Le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen

## Il potenziale delle diverse tecnologie



Nonostante la disparità di tecnologie disponibili, **in tutte le alternative il livello di maturità tecnologica attuale risulta insufficiente per uno sfruttamento commerciale.**

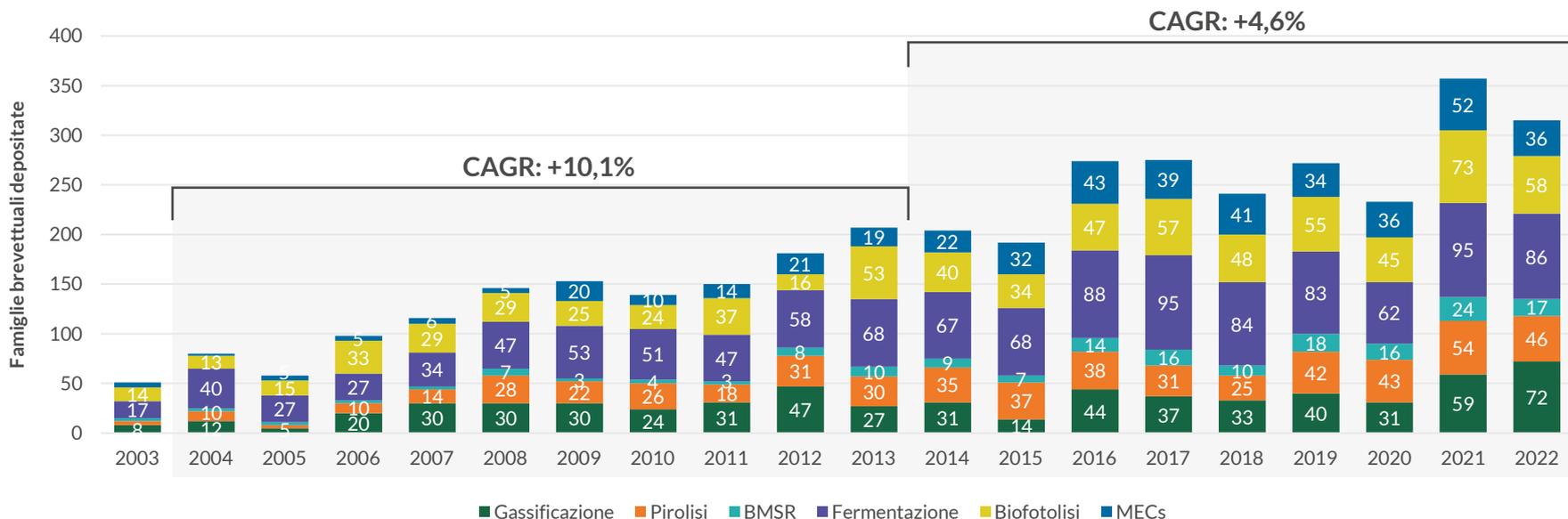
L'unica eccezione è rappresentata dal **Bio-Methane Steam Reforming (BMSR)**, che impiega biometano come fonte di produzione. Questa presenta un **ridotto potenziale di applicazione** visti i numerosi e attualmente più convenienti impieghi alternativi del biometano.

# Le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen

## Il trend dei brevetti dal 2003 - 2022

L'andamento globale delle registrazioni brevettuali risulta caratterizzato da un trend crescente con un CAGR pari al +10,1% nel periodo 2004-2013 e al +4,6% tra il 2014 e il 2022. Si

evidenzia un elevato interesse per le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen ed, in particolare, per i processi di fermentazione, principale campo di brevettazione a partire dal 2007.

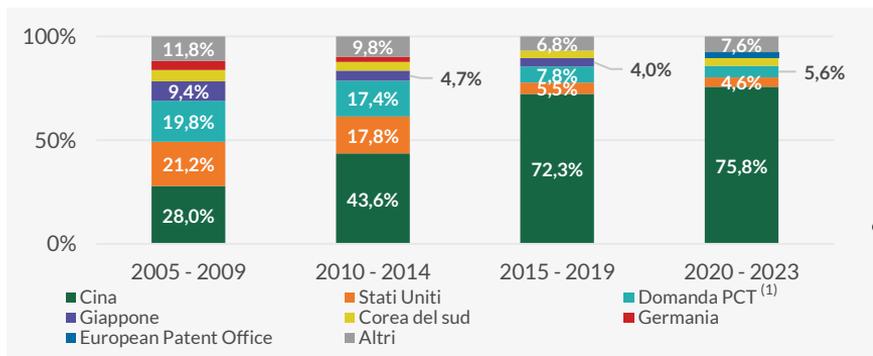


# Le tecnologie di produzione del Bio-Hydrogen

## I paesi e i principali player dei brevetti

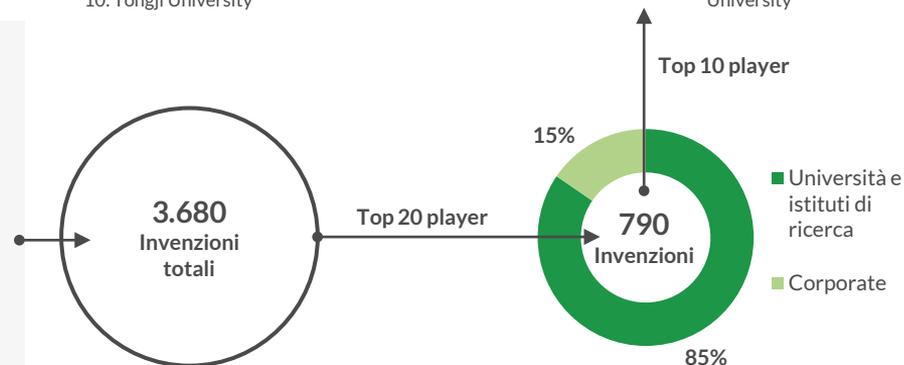
Di seguito i tratti caratteristici del mondo dell'innovazione associato alla produzione di Bio-Hydrogen:

- **Contesto frammentato.** I 20 player con il maggior numero di invenzioni coprono appena il 21,5% dei brevetti.
- **Ruolo primario di università e degli istituti di ricerca.** La mancanza di player aziendali conferma la limitata maturità commerciale di queste soluzioni.
- **Ruolo primario della Cina** a scapito di Stati Uniti e Giappone.



### TOP 10 PLAYER

Rank	Player	Tipologia
1.	Chinese Academy Of Science	Research institution
2.	Harbin Institute Of Technology	University
3.	University Henan Agric	University
4.	Southeast University	University
5.	China Petroleum & Chemical Corp Inc	Oil and gas
6.	Zhejiang University	University
7.	State Grid Corp Of China	Electric utility
8.	Xi'an Jiatong University	University
9.	University Chongqing	University
10.	Tongji University	University



(1) Procedura internazionale per valutare la brevettabilità su scala globale, è utilizzata in contesti ad elevata incertezza tecnologica per i quali non si è grado di definire i paesi nei quali è opportuno proteggere l'invenzione.

# Produzione del Bio-Hydrogen

## I costi di produzione

I costi associati alla produzione di Bio-Hydrogen risultano potenzialmente molto promettenti, raggiungendo livelli addirittura più competitivi dell'idrogeno verde. Questi risultano però fortemente variabili, e influenzati da due principali fattori, ossia maturità tecnologica e reperibilità della materia prima.

La **maturità delle tecnologie di produzione** è ancora molto **limitata**, risultando quasi tutte ancora in fase sperimentale. Questo non solo influenza il costo di produzione determinando un'**efficienza del processo probabilmente ridotta**, ma rende anche **incerta la possibilità effettiva di raggiungimento dei target di costo** stimati.

La **disponibilità delle materie prime** porta altre problematiche, impattando il costo di produzione **in base alla disponibilità di questa sul territorio** determinando costi di approvvigionamento maggiori quanto più **frammentata e distante** la risorsa è dal sito di produzione. È variabile inoltre l'**adeguatezza del feedstock**; questa può comportare infatti **costi di pretrattamento** della biomassa (maggiori quanto più bassa è la qualità della fonte).

Fonte: Decarbonising Europe's hydrogen production through Biohydrogen, European Biogas Association (EBA) 2023

### Costi di produzione per le diverse tipologie di idrogeno

Tipologia	Range di costo (€/kg H <sub>2</sub> )	Range di costo (€/kWh H <sub>2</sub> )
Idrogeno grigio	0,46 - 1,80	0,01 - 0,05
Idrogeno blu	1,30 - 2,20	0,04 - 0,07
Idrogeno verde - RFNBO	2,51 - 11,94	0,08 - 0,36
Bio-Hydrogen	1,15 - 9,65	0,03 - 0,29

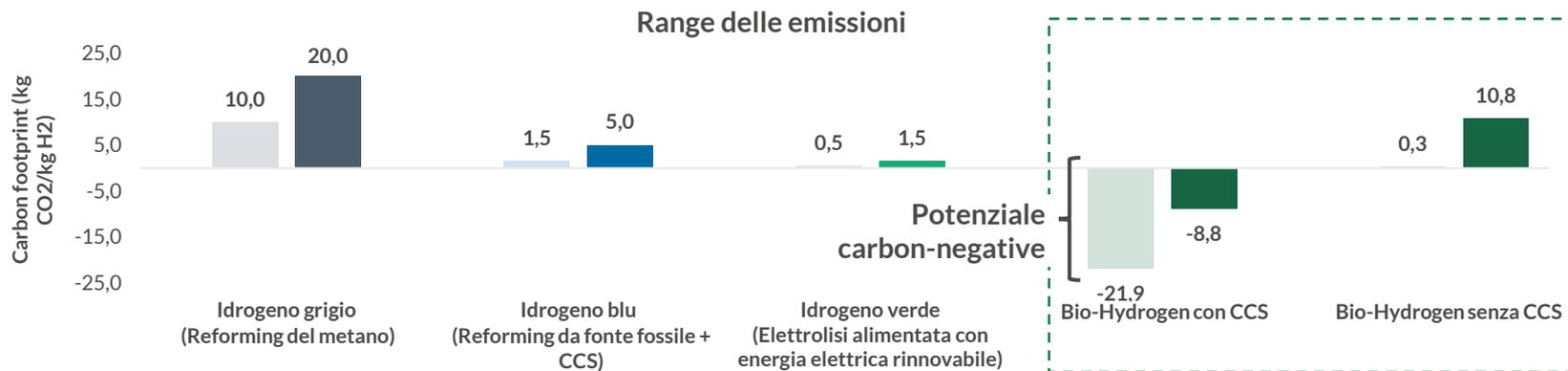
I potenziali costi del Bio-Hydrogen sono generalmente **superiori** a quelli dell'idrogeno da combustibili fossili, ma risultano più competitivi rispetto alle RFNBO.

# Produzione del Bio-Hydrogen

## Le emissioni

Le emissioni associate alla produzione di Bio-Hydrogen dipendono fortemente dalla biomassa e dalla tecnologia di produzione adottata. Di seguito vengono confrontati i range emissivi dei diversi colori dell'idrogeno, nel caso del Bio-Hydrogen il range è costruito considerando le diverse combinazioni tra tecnologie di produzione e fonti di alimentazione con e senza l'integrazione di sistemi di Carbon Capture and Storage (CCS).

Avendo l'impiego di fonti biogeniche bilancio di emissioni nullo, nel caso si riescano a contenere le emissioni legate a raccolta, consolidamento e trasporto di queste, l'associazione di sistemi CCS a processi di produzione di Bio-Hydrogen consente di ottenere un'impronta carbonica netta negativa. Ciò rappresenta senz'altro il principale punto di forza associato a questa particolare forma di idrogeno anche rispetto al già pulito «idrogeno verde».



Fonte: Decarbonising Europe's hydrogen production through Biohydrogen, European Biogas Association (EBA) 2023

# Il Bio-Hydrogen in Italia

## Potenziale di produzione massimo teorico

Partendo dalla disponibilità delle fonti biogeniche sul territorio, è possibile stimare il **potenziale di produzione massimo teorico di Bio-Hydrogen** in Italia, compreso tra **2,4 e 8,7 Mton all'anno**. Tale quantità è calcolata considerando l'utilizzo della totalità di biomassa in Italia per la produzione di Bio-Hydrogen, e permetterebbe una **produzione ben superiore ai target PNIEC** dell'idrogeno (0,251 Mton/anno).

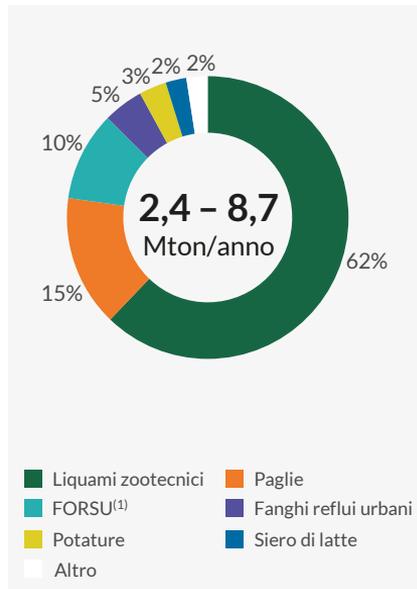
Le **materie prime per la produzione abbondano in Italia**, specialmente concentrate nelle **regioni del nord** (Lombardia, Veneto e Piemonte). Si ha grande disponibilità in particolare di liquami zootecnici e paglie.

L'effettiva produzione possibile presenta però molte variabili. Risulta di forte impatto la **tecnologia di produzione impiegata**, la **qualità e il contenuto energetico** delle materie prime disponibili. Soprattutto la disponibilità reale di queste potrebbe essere il **fattore limitante**, anche visti gli **utilizzi alternativi** e spesso più convenienti che si hanno per le materie prime, come il **biometano**.

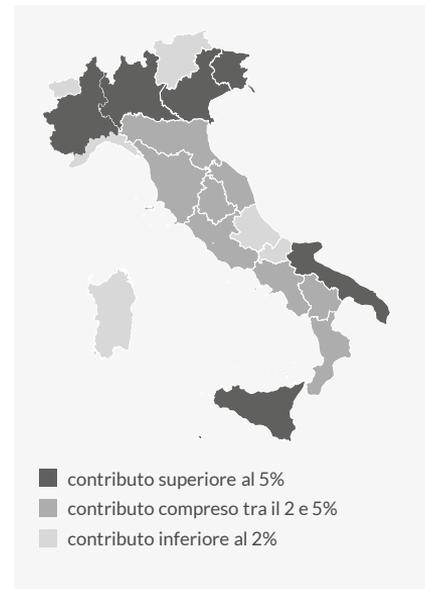
(1) Frazione Organica Residui Solidi Urbani

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati ENEA

### Potenziale di produzione



### Potenziale di produzione regionale



# L'idrogeno naturale

## Definizione e caratteristiche principali

Insieme al Bio-Hydrogen, una seconda tecnologia innovativa di produzione di idrogeno sostenibile emerge come a particolare potenziale impatto futuro: **l'idrogeno naturale**.

**L'idrogeno naturale** (o **idrogeno geologico**), è l'idrogeno **naturalmente presente nel sottosuolo**, estraibile tramite tecnologie già pressoché consolidate nel settore del gas naturale.

Caratteristica peculiare di questa risorsa è la **rigenerazione continua** tramite diversi **processi geologici** che non richiedono intervento umano, con tempistiche di rigenerazione di circa dieci anni. Proprio tale elemento porta spesso alla classificazione di questo come **fonte rinnovabile**, per quanto nozione non ancora consolidata.

### Come si classifica

#### Idrogeno bianco

Se direttamente estratto dalle riserve sotterranee.

#### Idrogeno arancione

Se l'estrazione è stimolata con l'iniezione di acqua nelle riserve.

### Alcuni numeri

40

**Aziende attive**  
(a livello globale 3 aziende nel 2020)

5

**Paesi con licenze attive**  
(Mali, USA, Australia, Francia, Spagna)

0.5-1.0 \$/kg

**Costo di produzione**  
(più economico di qualsiasi altro colore dell'idrogeno)

0

**Pozzi commercialmente attivi**

?

**Volume globale**

# L'idrogeno naturale

## La distribuzione geografica dei cantieri

Nebraska:  
**HyTerra**  
Scavo completato,  
inizio produzione  
previsto per il 2023

Arizona:  
**Desert Mountain  
Energy**  
Permesso inviato

Kansas:  
**Natural Hydrogen  
Energy**  
Scavi di esplorazione  
completati nel 2019

Lorraine Basin:  
**La Française d'Énergie**  
Permesso inviato

Bourakébougou:  
**Hydroma**  
Operativo dal 2012  
a scopo dimostrativo

A causa anche della forte incertezza nell'ambito, lo sviluppo dei progetti di estrazione è ancora agli inizi. Per quanto siano già sviluppati **9 cantieri** nel mondo, **solo uno risulta operativo** (seppur a scopo dimostrativo) e altri tre hanno solo completato la fase esplorativa.



Legenda    ■ Permesso inviato    ■ Permesso concesso    ■ Scavo completato    ■ Operativo

Pyrenei:  
**Helios Aragon**  
Permesso concesso,  
scavi di esplorazione  
previsti a partire dal  
2024

Amadeus Basin:  
**Santos**  
Scavi in corso per  
valutazione potenziale  
produttivo

Eyre Peninsula:  
**H2EX**  
Permesso concesso

Yorke Peninsula:  
**Gold Hydrogen**  
Permesso concesso,  
scavi di esplorazione  
previsti a partire dal  
2023

# L'idrogeno naturale

## I meccanismi di estrazione

In seguito al **monitoraggio** del giacimento attraverso **tecniche sismiche**, l'idrogeno naturale può essere estratto attraverso **tre principali meccanismi di estrazione**:

- 1 Hydrogen traps** 

Consiste in una **attività di perforazione con tecniche analoghe a quelle già utilizzate per l'estrazione del gas naturale**. Un aspetto cruciale è la **corretta circolazione dei fanghi durante la perforazione**, questi possono infatti determinare **problematiche in termini di temperatura e pressione oltre che l'intasamento o la contaminazione dei condotti che trasportano l'idrogeno estratto**. A tale scopo, si utilizzano **tubi rivestiti con cemento ad elevata densità e valvole ad alta pressione (oltre 500 bar)**, risulta inoltre fondamentale **l'identificazione del percorso di perforazione ottimale**.
- 2 Cattura diretta** 

L'idrogeno viene **catturato direttamente dalle rocce ricche di ferro**. Questa tecnica è fattibile solo se le rocce sono **in superficie** e risultano **sufficientemente fratturate** da consentire la fuoriuscita dell'idrogeno.
- 3 Estrazione stimolata** 

Consiste nell'**estrazione di idrogeno prodotto stimolando la reazione tra acqua e rocce ricche di ferro nel sottosuolo**. La stimolazione può avvenire **In Situ con l'iniezione di acqua nelle zone reattive del sottosuolo e la successiva estrazione di acqua ricca di idrogeno tramite appositi pozzi**, oppure può essere **Ex Situ con la miscelazione di acqua e rifiuti minerali in un reattore costruito a terra**. **L'approccio In Situ è considerato più promettente** in quanto **le zone reattive adatte alla generazione di idrogeno soddisfano anche i requisiti per lo stoccaggio del carbonio e potrebbero quindi essere sfruttate per questo duplice scopo**.

# L'idrogeno naturale

## Punti di forza e di debolezza

Di seguito vengono riassunti i **principali punti di forza e punti di debolezza** che caratterizzano l'idrogeno naturale:



### Punti di forza

- **Considerata fonte rinnovabile** da buona parte della comunità scientifica (periodo di rigenerazione pari a circa 10 anni).
- **Potenziale disponibilità** nel sottosuolo superiore agli attuali livelli di consumo.
- Possibilità di **produzione senza intermittenza**.
- **Ridotte emissioni di CO<sub>2</sub>**.
- **Nessuna necessità di stoccare la CO<sub>2</sub> generata** durante il processo produttivo.



### Punti di debolezza

- **Mancanza di legislazione** in materia, che porta a considerare tale fonte come fossile.
- **Elevata variabilità nel tempo della qualità** dell'idrogeno estratto.
- **Concentrazione di idrogeno variabile** (in base a localizzazione, tipologia e profondità del giacimento).
- **Fattibilità economica** dell'estrazione a scopo commerciale (i giacimenti potrebbero essere troppo frammentati).
- **Lunghe distanze fra pozzi di estrazione e centri di consumo**, richiedendo così infrastrutture di trasporto complesse e costose.
- **Poche aziende attualmente operative** nel settore, limitandone lo sviluppo.



# Analisi normativa

L'aggiornamento della normativa europea  
e le strategie dei singoli paesi

CAP.

02



# Messaggi chiave

## L'Europa tira dritto

**Il 2023 è stato un anno di svolta per il nostro continente**, con l'adozione da parte dell'Unione Europea di numerose normative finalizzate a favorire la penetrazione dell'idrogeno principalmente nei **settori di difficile decarbonizzazione**, come le **industrie Hard-to-Abate** e i **trasporti pesanti**. È stato inoltre **ufficialmente avviato lo schema incentivante della European Hydrogen Bank**.

## Lo «strano» caso italiano

Nel 2020 il governo italiano ha pubblicato le linee guida per la **strategia nazionale** sull'idrogeno, quest'ultima tuttavia **non ha ancora visto la luce**. Non manca, seppur limitato, il supporto agli operatori di mercato con diversi contributi (vedi investimenti PNRR e Decreto idrogeno in arrivo), **ma manca ancora una visione del cammino di lungo periodo che il paese intende percorrere**.

## Il resto del mondo non sta a guardare

Negli ultimi anni **Germania, Francia e Spagna** hanno iniziato ad attuare quanto previsto dalle loro strategie nazionali e **hanno rivisto al rialzo gli obiettivi per il prossimo decennio**. Di particolare interesse è la prospettiva africana; **diversi paesi** del continente hanno infatti **annunciato il loro impegno** e vogliono proporsi come **esportatori netti** nel mercato della «molecola verde».



# Quadro regolatorio europeo



## La timeline

Il 2023 è stato un anno di svolta per il settore dell'idrogeno, con il raggiungimento di una serie di accordi in sede europea con cui si pongono le basi per un **importante sviluppo della filiera**. Il report di quest'anno analizza i principali accordi raggiunti in sede europea nel corso del 2023, fornendone un'interpretazione critica e discutendo, se presenti, le **potenziali criticità** ad essi associate.

I settori interessati dalle normative sono essenzialmente quello **industriale**, impattato dalla RED III, e quello dei **trasporti**, che, oltre

che essere impattato dalla **RED III** (lato offerta), è anche oggetto di altre normative, come la **FuelEU Maritime** e **ReFuelEU Aviation** (lato domanda) e come la **AFIR** (lato infrastruttura di ricarica).

Si riportano inoltre le novità introdotte dal **Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package**, il cui obiettivo è quello di adattare l'infrastruttura e il mercato del gas per essere compatibili con i gas rinnovabili che stanno emergendo (tra cui spicca l'idrogeno).



# Visione d'insieme

## Le caratteristiche degli accordi



	Settori coinvolti	Tipo di provvedimento	Gli obiettivi
1	Renewable Energy Directive 3	 	Vincolo su consumo e fornitura di idrogeno  2030 → almeno il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria <sup>(1)</sup> deve essere RFNBO (60% al 2035). 2030 → >1% delle forniture ai trasporti da RFNBO.
2	Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)		Vincolo su installazione stazioni di rifornimento  2030 → installazione di un numero minimo di stazioni di rifornimento di idrogeno per il trasporto stradale (70 in Italia).
3	FuelEU Maritime Regulation		Vincolo su consumo di idrogeno  Diminuzione graduale dell'intensità emissiva del settore marittimo (2033 → possibile vincolo sul consumo di RFNBO).
4	RefuelEU Aviation Regulation		Vincolo su fornitura di idrogeno  Aumento graduale della quota di forniture coperta da SAFs (e sotto-obiettivo su quota coperta da RFNBO).
5	Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package		Norme per l'integrazione dei gas rinnovabili in rete  Norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio dei gas rinnovabili e low-carbon (in particolare dell'idrogeno).

Legenda



Infrastruttura



Industria



Marittimo



Aviazione



Trasporti

(1) Escluso l'idrogeno utilizzato per la produzione di combustibili dedicati al trasporto

# La European Hydrogen Bank



## Il nuovo schema incentivante europeo

«La European Hydrogen Bank è uno strumento finanziario per accelerare la creazione di un'intera catena del valore dell'idrogeno in Europa»

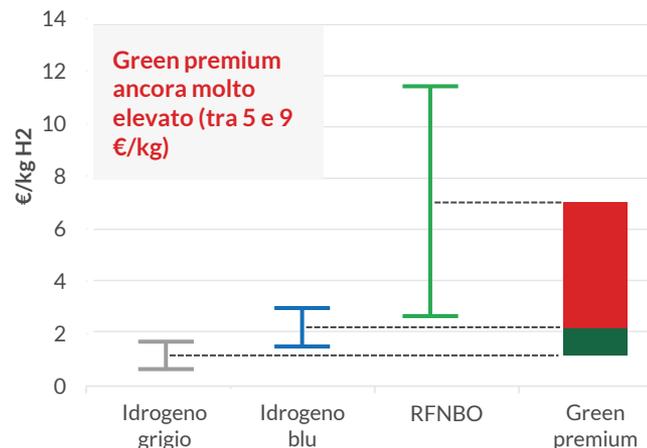
Nel 2022 la Commissione Europea ha lanciato la **European Hydrogen Bank**, uno strumento finanziario che mira a sbloccare gli investimenti privati nelle catene del valore dell'idrogeno, **creando un mercato iniziale e offrendo nuovi posti di lavoro.**

La sua creazione si è resa necessaria in quanto **i costi per produrre RFNBO sono ancora troppo elevati** se comparati con fonti alternative; la strategia che sottende la Banca è quindi quella di offrire un **supporto finanziario** ai produttori affinché si raggiunga un **green premium<sup>(1)</sup>** adeguato.

Per fare ciò, la Banca si serve di procedure competitive organizzate con un meccanismo pay-as-bid, **grazie a cui i progetti vincitori si aggiudicano un premio fisso (€/kg) della durata di 10 anni**; in primavera è stata conclusa la prima asta pilota che ha messo a disposizione un contingente di 800 milioni di euro, **ed è già stata annunciata una seconda asta che si svolgerà in autunno con ulteriori 1,1 miliardi di euro messi a gara.**

(1) Il costo aggiuntivo da sostenere per passare ad una soluzione «green» (2) Fonte: Decarbonising Europe's hydrogen production through Biohydrogen, European Biogas Association (EBA) 2023

Confronto tra i costi di produzione dei diversi tipi di idrogeno<sup>(2)</sup>



# La European Hydrogen Bank



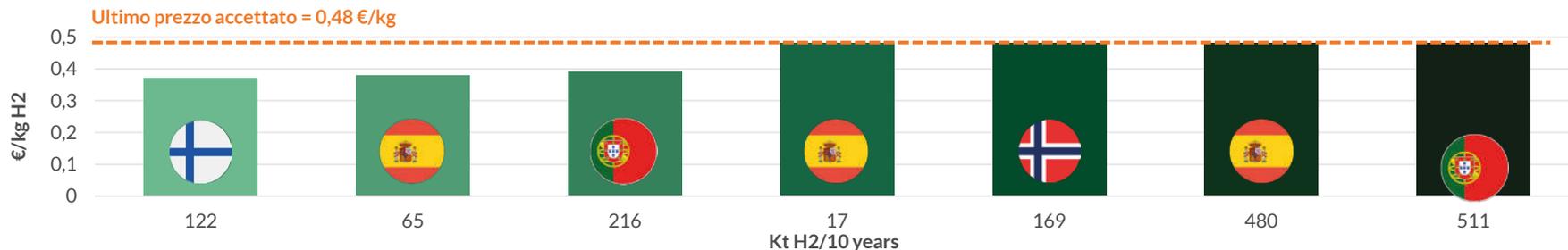
## I risultati della prima asta pilota

La prima asta pilota ha ricevuto un totale di 132 offerte, ma data l'elevata competizione soltanto 7 di esse si sono aggiudicate l'incentivo, saturando il contingente che era stato messo a disposizione. I progetti vincitori (3 spagnoli, 2 portoghesi e 2 scandinavi) produrranno, nel corso di 10 anni, un totale di **1,58 Mton di idrogeno rinnovabile**, evitando l'emissione di circa 11 Mton CO<sub>2</sub>.

I prezzi d'asta sono stati ampiamente inferiori rispetto alle aspettative, con l'ultima offerta accettata che si è fermata a **0,48**

€/kg<sup>(1)</sup>. Se da una parte questo dato può essere ricondotto alla natura sperimentale dell'asta<sup>(2)</sup>, ci sono ulteriori aspetti che possono spiegare prezzi così bassi. In primo luogo, dal 2025 i produttori di RFNBO entreranno a far parte del sistema ETS, potendo così vendere le «free carbon allowances» sul mercato e ottenendo ricavi aggiuntivi. Inoltre, i 7 progetti dovranno essere operativi entro il 2028 e saranno quindi esentate per 10 anni dall'obbligo di rispettare il principio di «addizionalità» per la produzione di energia rinnovabile.

I 7 progetti che si sono aggiudicati il fixed premium della EHB



(1) La Banca aveva fissato un prezzo d'asta massimo pari a 4,5 €/kg (2) L'asta potrebbe essere stata sfruttata dagli operatori per attivare dei «progetti pilota»

# La European Hydrogen Bank



## I risultati della prima asta pilota

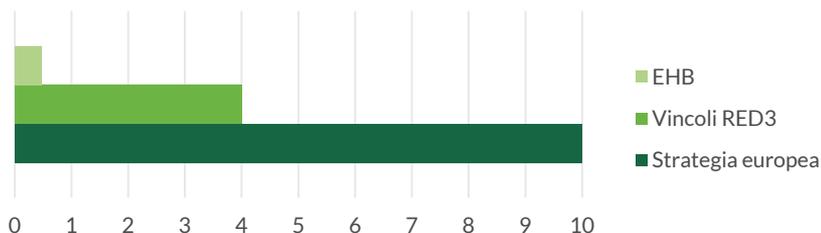
La European Hydrogen Bank è uno **strumento interessante**, e sicuramente necessario, in questa prima fase di avviamento del mercato, in cui i costi di produzione di RFNBO sono ancora elevati. La prima asta, a cui seguirà una seconda in autunno, ha registrato una **grande partecipazione**, e ha mostrato un grande fermento tra gli operatori di mercato. Tuttavia, è necessario sottolineare e discutere **alcune criticità** connesse allo schema implementato dalla Commissione.

Un elemento critico è quello legato ai **volumi che la Banca sta mettendo a gara**; supponendo infatti che offerte simili vengano

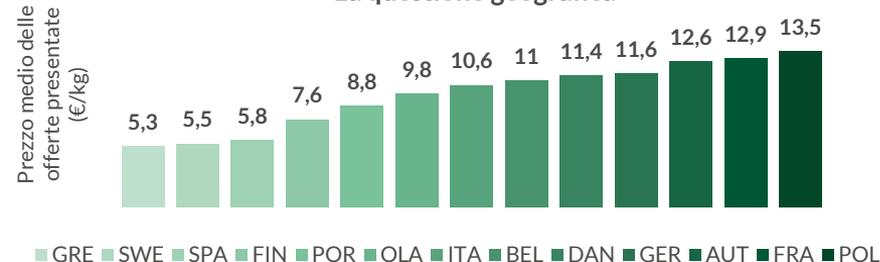
presentate nella seconda asta, la dotazione messa a gara dalla EHB dovrebbe tradursi in una produzione annua di **solamente 0,5 Mton al 2030**, a fronte di obiettivi ben superiori.

Un secondo elemento è la **questione geografica**; le offerte pervenute nella prima asta mostrano che i progetti più competitivi sono quelli ubicati in aree geografiche con **energia rinnovabile a basso costo**. Di conseguenza, è facile immaginare che il meccanismo della EHB porterà ad un **grado di concentrazione della produzione sempre più elevato** nei prossimi anni<sup>(1)</sup>.

Confronto tra i volumi in gioco [Mton/anno]



La questione geografica



(1) Al fine di attenuare questo fenomeno la EHB ha anche implementato il meccanismo Auction-as-a-Service attraverso il quale uno Stato Membro può servirsi dell'asta organizzata dalla Banca per finanziare (con risorse proprie) i progetti nazionali più competitivi

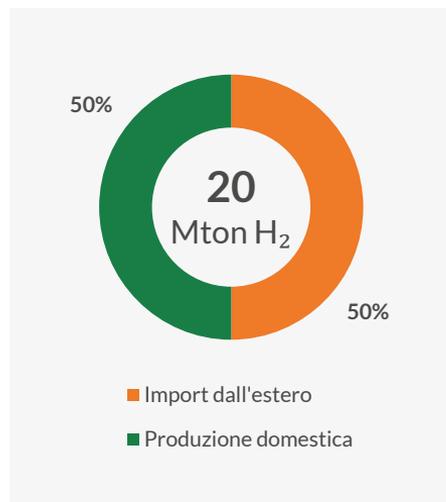
# La strategia europea



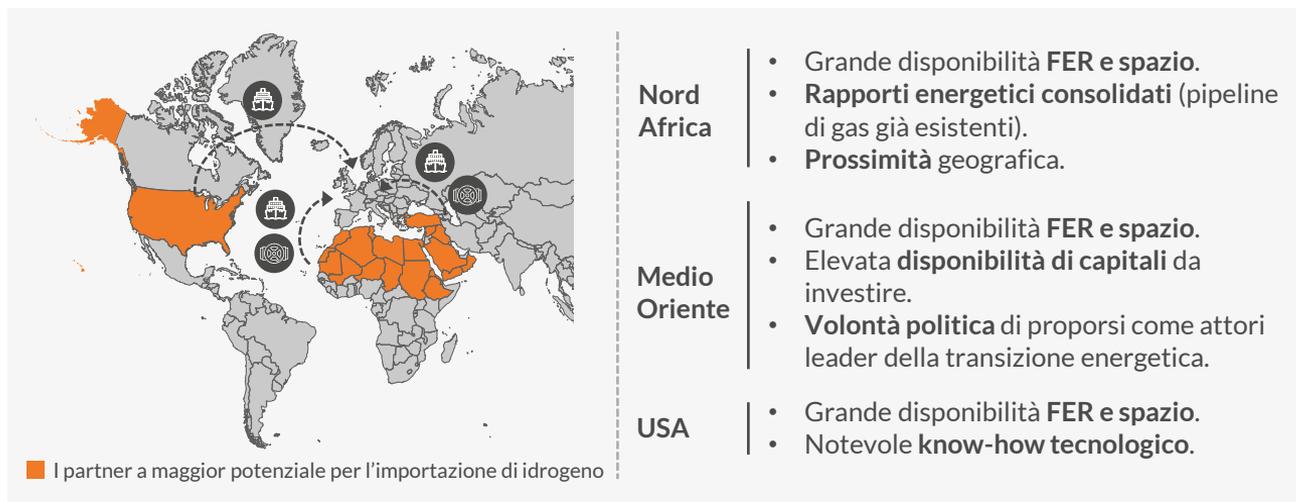
## Il ruolo delle importazioni

L'obiettivo europeo al 2030 è quello di consumare una quantità di idrogeno rinnovabile pari a 20 Mton H<sub>2</sub> all'anno<sup>(1)</sup>; questo fabbisogno sarà soddisfatto **per metà dalla produzione interna e per metà dalle importazioni da paesi terzi.**

### Gli obiettivi al 2030



### Quale strategia per l'import di idrogeno rinnovabile?



(1) Obiettivo contenuto all'interno del RepowerEU

# L'Africa per l'idrogeno

## Chi si sta muovendo?

Il continente africano vuole proporsi come **principale esportatore di idrogeno rinnovabile verso l'Europa**; per raggiungere questo obiettivo diversi paesi hanno elaborato una propria **strategia nazionale**, partecipato a **progetti di collaborazione intra-continentale** (AGHA<sup>(1)</sup>) e istituito **accordi di partnership con singoli paesi europei**<sup>(2)</sup>.

Algeria	2030 → Il focus sarà rivolto ai progetti pilota, data la necessità di avviare completamente il nuovo settore. 2040 → Obiettivo di produrre ed esportare 30-40 TWh tra idrogeno e combustibili a base di idrogeno.
Kenya	2032 → Obiettivo di installare 150-250 MW di elettrolizzatori e produrre 300-400 kton di fertilizzanti a base d'azoto per sviluppare un'industria locale di fertilizzanti "verdi" e ridurre così la dipendenza dai fertilizzanti importati.
Namibia	2030 → Obiettivo di produrre 1-2 Mton di idrogeno «verde». Nei primi anni si mira a sviluppare tre Hydrogen valley, per avere casi studio di produzione e consumo. 2050 → Obiettivo di produrre 10-15 Mton di idrogeno «verde».
Marocco	2030 → Obiettivo di produrre 14 TWh di idrogeno, di cui il 30% per la domanda interna di fertilizzanti e il 70% per export.
Sudafrica	2030 → Obiettivo di installare 10 GW di capacità di elettrolisi. 2040 → Installare 15 GW per diventare uno dei principali esportatori globali.

(1) African Green Hydrogen Alliance, consorzio fondato da sei paesi che mira ad intensificare la collaborazione per lo sviluppo della filiera africana dell'idrogeno (2) Ad esempio l'accordo per il SouthH2Corridor, che prevede la realizzazione di una pipeline che conetterà nord Africa ed Europa (3) Rientrano in questa definizione i paesi che hanno annunciato progetti con considerevoli valori di capacità



- Paesi con strategia nazionale
- Altri paesi particolarmente attivi<sup>(3)</sup>

# I singoli paesi europei

## Chi si sta muovendo... e chi è ancora al punto di partenza

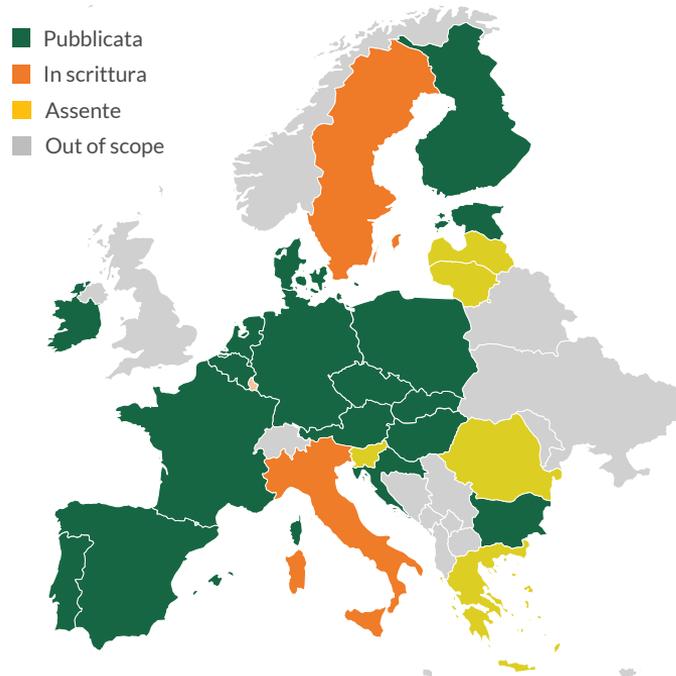
Nel 2020 l'Unione Europea ha pubblicato la **strategia per l'idrogeno**, fissando gli **obiettivi di medio-lungo termine** del vecchio continente, e nei successivi anni ha adottato una serie di misure per sviluppare la relativa filiera (sono già state discusse le normative adottate nel 2023).

D'altra parte, è stata lasciata ai **singoli paesi europei la definizione di una propria strategia nazionale**, affinché ciascuno di essi avesse la possibilità di elaborare un piano d'azione coerente allo specifico contesto di applicazione (territoriale, economico...).

**La maggior parte dei paesi ha pubblicato la propria strategia**, indicando gli obiettivi nazionali in termini di consumo e produzione e fornendo indicazioni chiare agli operatori di mercato. **Altri paesi, invece, sono rimaste indietro** e, dopo ormai 4 anni dalla pubblicazione della strategia europea, non hanno ancora elaborato un proprio piano d'azione. Tra i paesi ritardatari c'è anche l'Italia, la cui strategia dovrebbe (da annunci) essere pubblicata nel corso dell'estate 2024.

Nelle seguenti pagine si discuteranno gli elementi salienti contenuti nelle strategie di Germania, Francia e Spagna, tre paesi che, vista la prossimità geografica e le caratteristiche di contesto, sono considerati comparabili al Belpaese. Inoltre, si mostreranno gli unici dati che il governo italiano ha fornito relativamente all'idrogeno, ovvero quelli contenuti nel PNIEC.

## Quali paesi europei hanno una strategia nazionale?



# La Germania per l'idrogeno

## L'aggiornamento della strategia



### La timeline dei provvedimenti

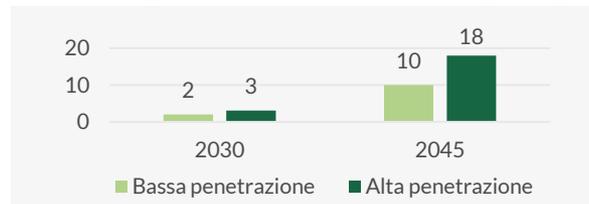


Con l'aggiornamento della strategia il governo tedesco **ha rivisto al rialzo i precedenti obiettivi**<sup>(1)</sup> in termini di fabbisogno, elaborando due diversi scenari: nel primo («bassa penetrazione») si prevede un fabbisogno di **2 Mton al 2030 e 10 Mton al 2045**; nel secondo («alta penetrazione») le stime sono addirittura più ottimistiche, pari a **3 Mton al 2030 e 18 Mton al 2045**.

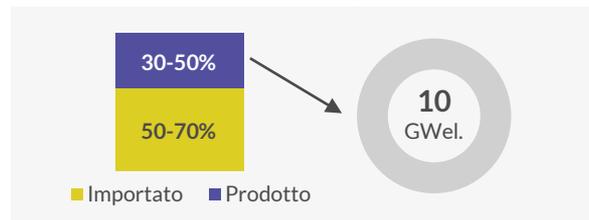
Nello stesso documento, il governo definisce lo **schema di approvvigionamento**, dichiarando di volere **importare** una quota compresa **tra il 50 e il 70%** e produrre localmente la restante parte. Il paese intende quindi proporsi come importatore netto di idrogeno, e a tal fine ha comunicato che pubblicherà nei prossimi mesi una strategia a parte. Per la produzione domestica, invece, il governo ha dichiarato che sarà necessario installare una capacità elettrolitica di **10 GW al 2030**, raddoppiando quindi i precedenti obiettivi che erano stati fissati nel 2020.

Nell'aggiornamento della strategia, ci sono anche indicazioni relative ai settori di applicazione, con **l'industria che giocherà un ruolo di primaria importanza** rappresentando circa il 50% della domanda, seguita dal settore dei trasporti e, in misura minore, dalla generazione elettrica<sup>(2)</sup>.

### Fabbisogno atteso in diversi scenari [Mton]



### Schema di approvvigionamento



(1) Contenuti all'interno della Strategia pubblicata nel 2020 (2) Sia con fuel cell sia con turbine a idrogeno

# La Francia per l'idrogeno

## L'aggiornamento della strategia



### La timeline dei provvedimenti



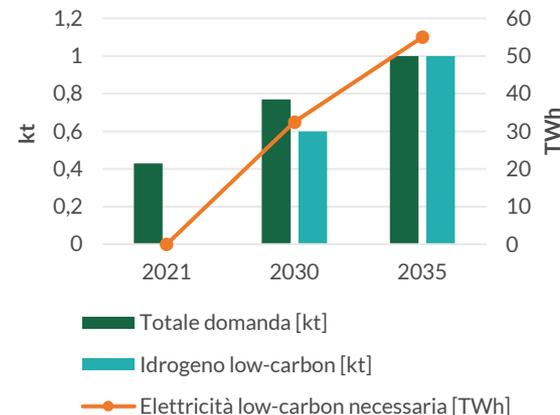
Nel corso del 2023 la Francia ha proposto l'aggiornamento della propria strategia (si attende la pubblicazione), **rivedendo al rialzo gli obiettivi per i prossimi anni in termini di idrogeno low-carbon.**

Per quanto riguarda il consumo, il governo si è prefissato l'obiettivo di consumare **600 kt al 2030** (pari al 78% di tutto l'idrogeno consumato) e **1 Mton al 2035** (equivalente all'intera domanda nazionale di idrogeno); per soddisfare questa domanda il governo intende puntare sulla produzione locale<sup>(1)</sup>, forte di una **rete elettrica nazionale con un'intensità emissiva estremamente bassa**. A tal fine, l'elettricità low-carbon necessaria sarà **32,5 TWh al 2030** e **55 TWh al 2035**, e dovrà alimentare una **capacità elettrolitica rispettivamente di 6,5 GW (2030) e 10 GW (2035)**.

Oltre a definire gli obiettivi di consumo e produzione, il documento fornisce anche un dettagliato **piano d'azione** che il governo intende implementare nei prossimi anni. Sono stati identificati **3 hub dell'idrogeno**, all'interno dei quali sono presenti i principali centri di consumo<sup>(2)</sup>, e **una serie di siti adatti allo stoccaggio naturale** della molecola; partendo da queste informazioni, il documento fornisce una panoramica sulla futura **infrastruttura** per l'idrogeno che sarà realizzata.

(1) Strategia opposta a quella tedesca (2) Ubicati in corrispondenza dei principali siti industriali, nel sud-est e nel nord del paese

### Obiettivi in termini di consumo di idrogeno low-carbon ed elettricità necessaria

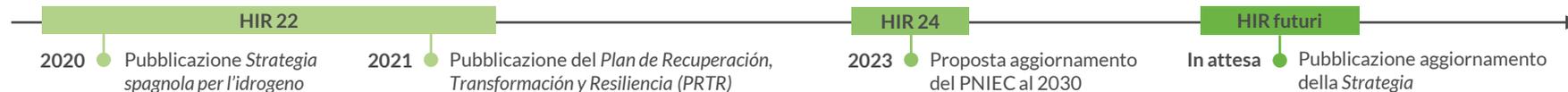


# La Spagna per l'idrogeno

## In attesa dell'aggiornamento della strategia



### La timeline dei provvedimenti

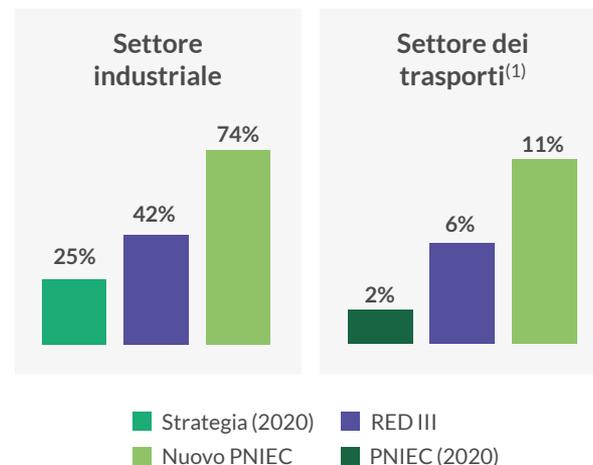


A differenza di Francia e Germania, la Spagna non ha ancora elaborato un aggiornamento della propria strategia; tuttavia, all'interno del nuovo PNIEC, pubblicato nel corso del 2023, ha rivisto al rialzo i propri obiettivi in termini di consumo e produzione di idrogeno rinnovabile.

Sono due i settori in cui il governo promuove la penetrazione del vettore: **quello industriale e quello dei trasporti**. Per il primo, il PNIEC fissa al **74%** (con orizzonte temporale al 2030) la quota di idrogeno rinnovabile sul totale di idrogeno consumato; un numero molto **più ambizioso** rispetto al 42% imposto dalla RED III e al 25% definito 3 anni fa all'interno della Strategia. Quanto al settore dei trasporti, anche qui gli obiettivi sono estremamente ambiziosi, con l'**11%** della domanda energetica del settore che dovrà essere coperta dalla quota combinata di biocarburanti avanzati e RFNBO.

Sul lato della produzione, il nuovo PNIEC fissa a **11 GW** l'obiettivo di capacità elettrolitica installata al 2030. Questo valore di capacità consente di **produrre più idrogeno di quello necessario** per gli obiettivi appena descritti: da questo confronto emerge quindi la volontà della Spagna di proporsi come **esportatore netto della molecola verso i principali centri di consumo europei**.

(1) Le percentuali si riferiscono alla quota combinata di biocarburanti avanzati e RFNBO sull'energia totale fornita al settore dei trasporti



# L'Italia per l'idrogeno

## In attesa di una strategia nazionale



### La timeline dei provvedimenti



A differenza di quanto visto per i principali paesi europei (Germania, Francia e Spagna) e di tanti altri paesi «minori», **l'Italia non ha ancora pubblicato la sua Strategia per l'idrogeno**<sup>(1)</sup>.

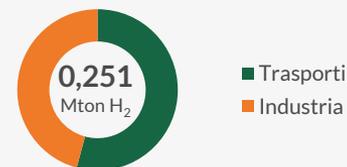
Gli unici obiettivi nazionali in termini di consumo e produzione di idrogeno rinnovabile sono quelli contenuti all'interno del nuovo PNIEC; il documento, tuttavia, **si limita a declinare nel contesto nazionale i vincoli imposti in sede europea**, senza definire ulteriori obiettivi più ambiziosi.

Il PNIEC dichiara che **il consumo di idrogeno rinnovabile al 2030** si attesterà intorno ai **251 kt**, di cui il **46% fa riferimento al settore industriale**, mentre il **54% al settore dei trasporti**. Questo fabbisogno sarà soddisfatto in quota maggioritaria dalla **produzione domestica (80%)**, mentre per la restante parte si ricorrerà ad importazioni da paesi esteri.

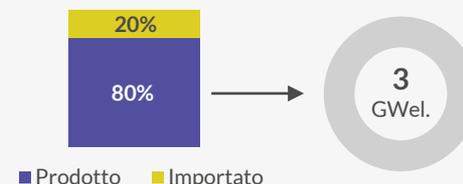
Ipotizzando un load factor pari al 40%, il PNIEC fornisce inoltre un'indicazione circa la capacità elettrolitica necessaria per produrre la quantità di idrogeno citata precedentemente, attestandosi su un valore di circa **3 GW**. Dalla nuova strategia si attende che tali valori siano rivisti al rialzo.

(1) Da annunci dovrebbe essere pubblicata nel corso dell'estate

### Fabbisogno atteso al 2030



### Schema di approvvigionamento



# Box: «decreto idrogeno»

## Lo schema incentivante nazionale



Analogamente a ciò che è stato implementato in ambito europeo attraverso la European Hydrogen Bank, anche il governo italiano definirà uno **schema incentivante** con l'obiettivo di concedere un **contributo in conto esercizio** e coprire una parte degli elevati costi di produzione dell'idrogeno rinnovabile, dando così attuazione a quanto previsto dal Dlgs 199/2021. In primavera si è concluso il periodo di consultazione<sup>(1)</sup>; stando a quanto annunciato, il decreto sarà pubblicato nel corso dell'estate.

Con il decreto si intende istituire un **incentivo alla produzione di idrogeno** per il periodo 2024-2027. Nel corso dei prossimi anni sarà tuttavia valutata l'eventuale estensione dello schema,

modificando, se necessario, alcune sue componenti. Potranno accedere all'incentivo i **produttori di idrogeno rinnovabile ottenuto mediante processo elettrolitico** e i **produttori di Bio-Hydrogen**. Gli incentivi saranno assegnati attraverso **procedure competitive ad asta**, caratterizzate da specifici contingenti, definiti in modo tale che siano raggiunti gli obiettivi di penetrazione indicati dal PNIEC. Detto che il Bio-Hydrogen non concorre al raggiungimento di tali obiettivi, sarà dedicato un contingente per una produzione annua di **250 kt per l'idrogeno rinnovabile** (equivalente agli obiettivi PNIEC), mentre al **Bio-Hydrogen** sarà dedicato un contingente a parte di **50 kt**.

### Quale idrogeno può accedere all'incentivo?

#### Idrogeno rinnovabile

Ottenuto con **elettrolisi** nel caso in cui l'energia elettrica impiegata soddisfi i requisiti contenuti nel **Primo Atto Delegato alla REDII**.

#### Bio-Hydrogen

Prodotto attraverso processi **biologici, termochimici e biotermochimici** o con elettrolisi (elettricità da impianti che sfruttano fonti biogeniche).

### Quali i contingenti a disposizione?

#### Idrogeno rinnovabile



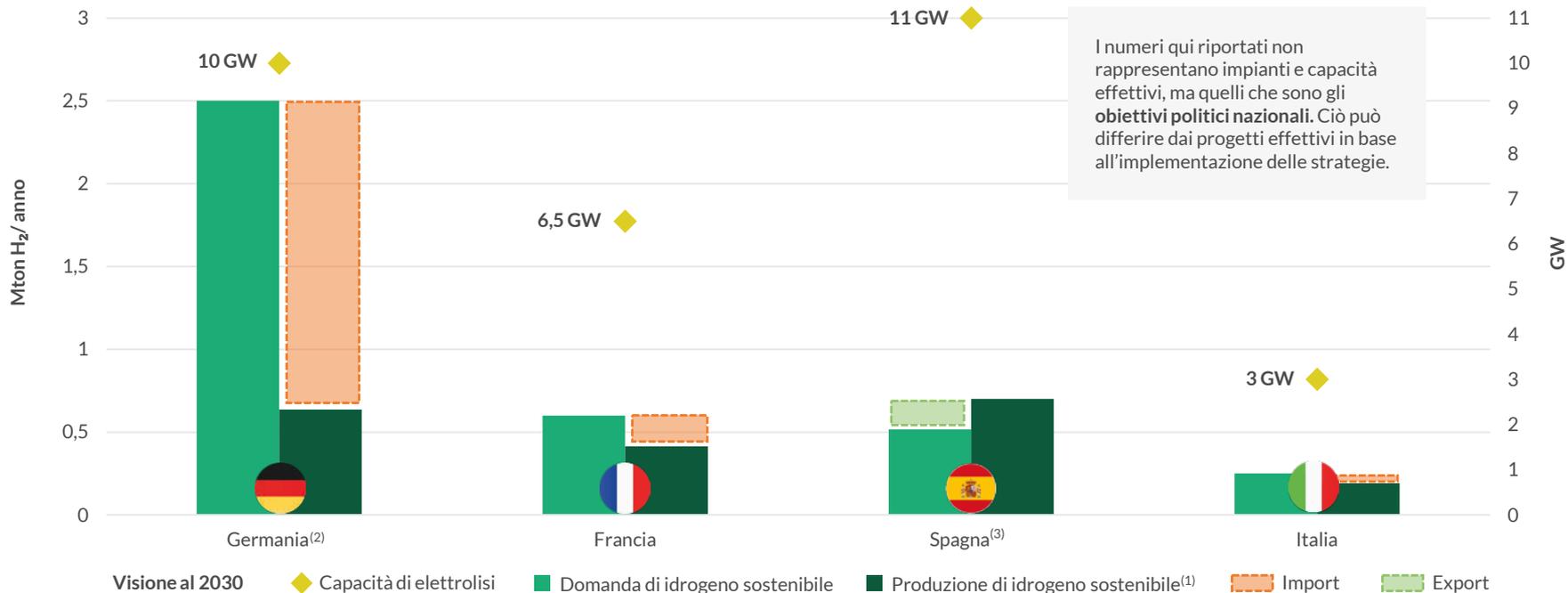
#### Bio-Hydrogen



(1) Periodo per raccogliere contributi dagli operatori in riferimento allo schema di decreto proposto

# Strategie nazionali a confronto

## Obiettivi dei principali paesi europei al 2030



I numeri qui riportati non rappresentano impianti e capacità effettivi, ma quelli che sono gli obiettivi politici nazionali. Ciò può differire dai progetti effettivi in base all'implementazione delle strategie.

(1) Per il rapporto capacità-produzione si è tenuto costante per tutti i paesi un load factor del 40% (2) Per la domanda tedesca è stato considerato lo scenario «medio» di penetrazione (3) Per la domanda nel settore dei trasporti è stato assunto che solo 1/5 della «quota combinata» proviene da RFNBO (la restante parte proviene da biocarburanti avanzati)

# Strategie nazionali a confronto

## Confronto con gli obiettivi comunitari

Confrontando le **strategie nazionali dei principali paesi europei** con gli **obiettivi comunitari** è possibile trarre le seguenti considerazioni:

- Guardando al fabbisogno stimato al 2030, le **strategie nazionali risultano poco ambiziose**; i principali stati europei considerati portano ad un **raggiungimento del 19% del target** comunitario (20 Mt/anno) e **inferiore al 4% per tutti i paesi considerati, ad eccezione della Germania (13%)**.
- **Nessun paese presenta una quota di produzione interna rilevante e superiore al 7% dell'obiettivo Europeo (10 Mt/anno)**, il raggiungimento complessivo di questo si assesta appena al **19%**.
- **La quota complessiva di import risulta piuttosto bilanciata (47%)** e in linea con i target comunitari del 50%. Si evidenzia il **ruolo di importatore della Germania** (import del 75% del consumo) e di **esportatore della Spagna** (export del 50% della produzione).
- **L'Italia resta fanalino di coda tra i paesi considerati sia in termini di domanda attesa che di produzione interna**, con import al 24%.

		Domanda		Produzione interna <sup>(1)</sup>		Import <sup>(2)</sup>		Import percentuale	
		(Mton/anno)	Peso sul target EU	(Mton/anno)	Peso sul target EU	(Mton/anno)	Peso sul target EU	%	Target EU
	Germania	2,50	13%	0,64	6%	1,86	19%	75%	50%
	Francia	0,60	3%	0,41	4%	0,19	2%	31%	
	Spagna	0,35	2%	0,70	7%	-	0%	-	
	Italia	0,25	1%	0,19	2%	0,06	1%	24%	
Totale		3,70	19%	1,94	19%	1,76	18%	47%	

(1) Stimata assumendo un load factor del 40% per tutti i paesi (2) Calcolato come differenza tra domanda e produzione interna



# I progetti di produzione annunciati

Analisi del contesto europeo ed internazionale

CAP.

03



# Messaggi chiave

## I progetti annunciati in Europa: realtà o utopia?

Stando a quanto annunciato dagli investitori, l'Europa avrà **al 2030 una capacità produttiva di circa 9 Mton annue**. Il numero, vicino al target fissato dall'Unione (10 Mton), è tuttavia inconsistente con le strategie nazionali e c'è il rischio che nei prossimi anni molti di questi progetti annunciati si scontreranno con una serie di **problematiche** (fra tutte, l'inadeguatezza della rete infrastrutturale).

## L'Europa punta sulla tecnologia elettrolitica

L'Europa è l'area geografica in cui è stata annunciata la **maggior capacità elettrolitica**. Tra i paesi europei, la **Spagna ha il primato** (oltre 25 GW), seguita da Danimarca, Paesi Bassi e Germania, mentre oltreconfine **Australia e Cile** sono i più attivi. Per i progetti con **CCS** sono invece gli **USA** il paese con più capacità annunciata, con un ruolo importante giocato anche da **UK**.

## I principali trend tecnologici

Da quanto è stato annunciato, nel mondo dell'elettrolisi le **tecnologie PEM e ALK** saranno quelle preferite dagli operatori, con l'approvvigionamento elettrico che avverrà nella quasi totalità dei casi attraverso **impianti FER** dedicati. Per la produzione con **CCS**, emerge invece il ruolo da protagonista che continuerà a giocare il gas naturale, anche se in maniera più sostenibile di quella attuale.



# Analisi dei progetti di produzione

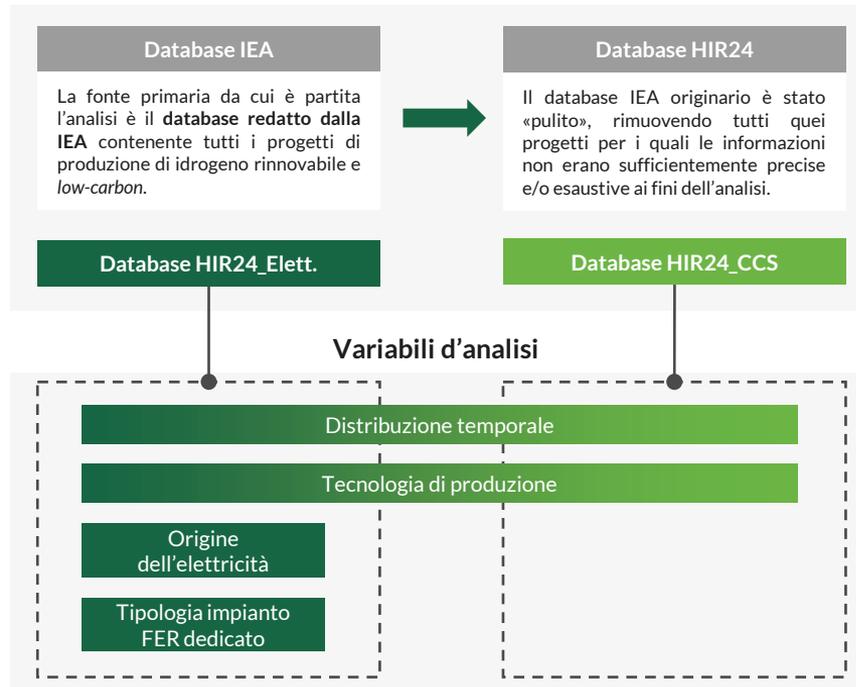
## La metodologia adottata

Nel capitolo precedente è stato discusso il quadro regolatorio europeo relativo al settore dell'idrogeno e sono state analizzate le strategie nazionali che alcuni paesi, considerati particolarmente interessanti, hanno implementato nel recente passato. Rimane tuttavia da misurare il «termometro del mercato» e **verificare se effettivamente gli operatori, e più in generale tutto il sistema, si stiano muovendo verso la direzione indicata dal policy maker.** A tal fine, il capitolo 3 si propone di **mappare tutti i progetti di produzione di idrogeno rinnovabile e low-carbon che sono stati annunciati a livello globale**, analizzandone le caratteristiche più salienti, e fornendo un'interpretazione critica dei risultati raccolti.

L'analisi è stata effettuata utilizzando come fonte primaria i dati della **International Energy Agency (IEA)**. Il capitolo è stato suddiviso in due sezioni: la prima per i progetti che utilizzano la tecnologia **elettrolitica**, la seconda per i progetti che utilizzano **fonti tradizionali accoppiate alla tecnologia CCS<sup>(1)</sup>**. L'analisi è stata effettuata per aree geografiche. È stato inoltre selezionato un set di variabili, attraverso cui caratterizzare ciascun progetto.

(1) Senza la tecnologia CCS l'idrogeno prodotto non sarebbe low-carbon per via di un'impronta carbonica troppo elevata.

### Selezione delle fonti

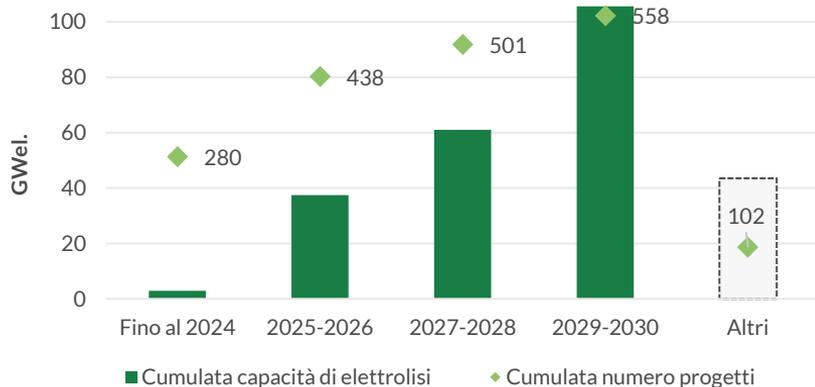


# La produzione da elettrolisi



## I progetti sviluppati in EU27

- Considerando i paesi che fanno parte dell'area EU27, al 2024 risultano già operativi 280 progetti di produzione di idrogeno da elettrolisi per una capacità elettrolitica complessiva pari a 2,9 GW.
- Il numero di installazioni crescerà notevolmente nei prossimi anni arrivando al 2030 con 558 progetti operativi (CAGR = 12%) e una capacità pari a 106 GW (CAGR = 82%).
- Per 102 progetti e 43,5 GW non sono fornite informazioni o, se fornite, hanno la data di entrata in esercizio successiva al 2030.



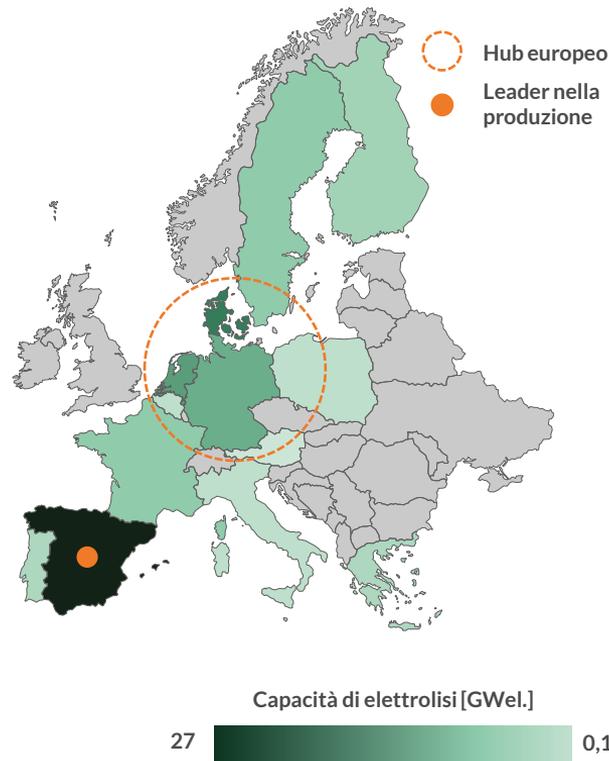
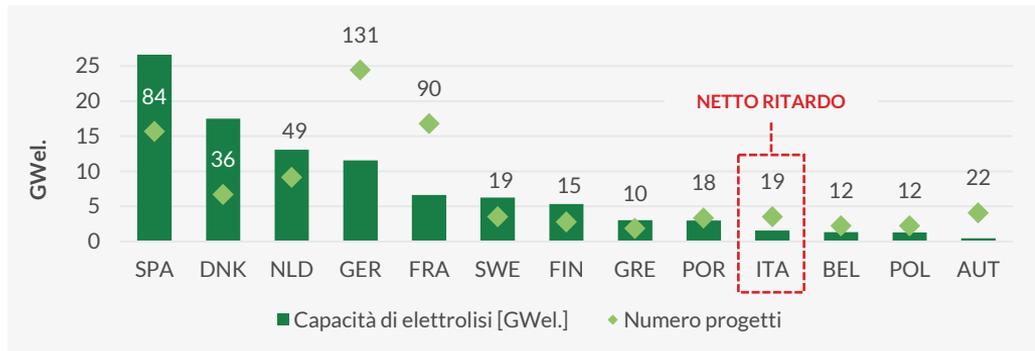
### Cosa emerge

- 1 La taglia media dei progetti crescerà notevolmente nel corso degli anni passando da 10 MW/progetto nel 2024 a 190 MW/progetto nel 2030; si passerà quindi da una stagione caratterizzata da progetti sperimentali ad una dominata da progetti utility-scale.
- 2 Il prossimo biennio sarà il periodo di maggiore crescita per le installazioni, anche grazie all'attivazione di diversi schemi incentivanti e alla (quasi) conclusione del processo di definizione del quadro normativo a livello comunitario.

# La produzione da elettrolisi

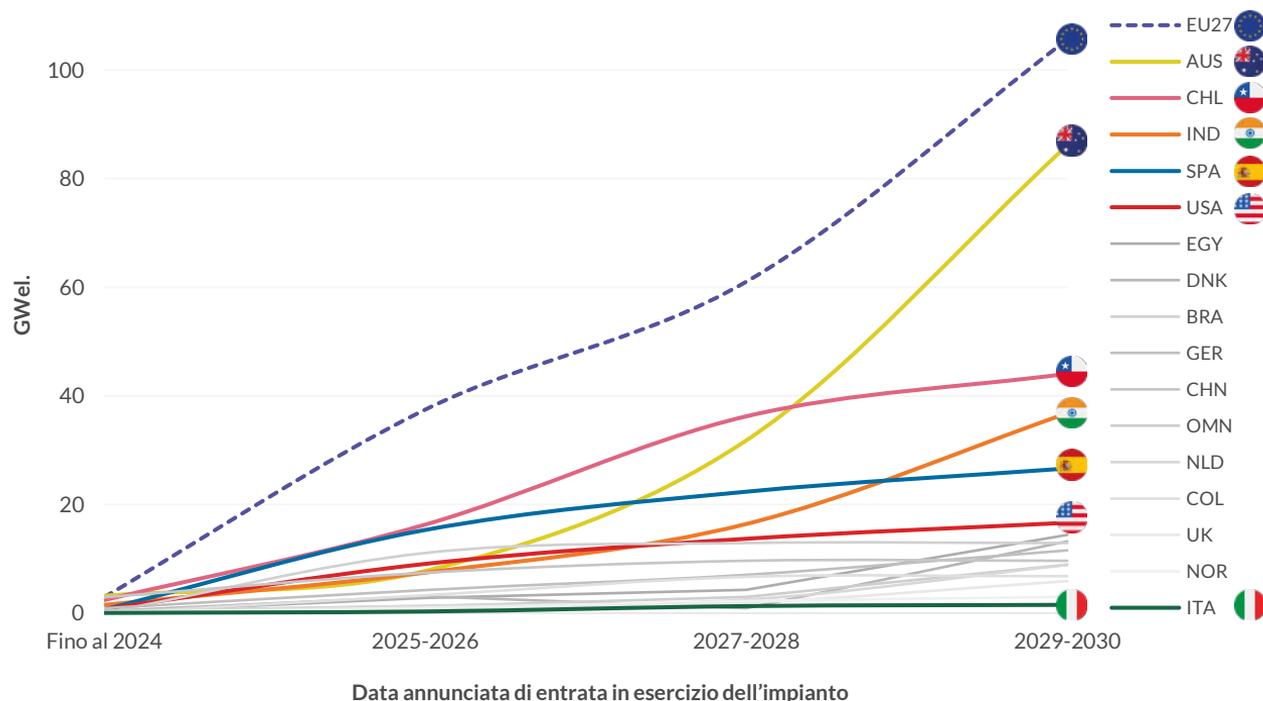
## Il dettaglio dei singoli paesi

- Il numero di progetti e la capacità di elettrolisi presente nell'area EU27 al 2030 **non sarà uniformemente distribuita tra i singoli paesi**. La Germania sarà il paese con **più progetti** (131) ma spetterà alla **Spagna il primato in termini di capacità elettrolitica** (quasi 27 GW).
- Dalla mappa si coglie l'importanza che rivestirà il centro-nord europeo (Danimarca, Olanda, Germania) che rappresenterà a tutti gli effetti un vero e proprio **hub europeo per l'idrogeno**.
- È invece in **notevole ritardo lo sviluppo di progetti nel territorio italiano**.



# La produzione da elettrolisi

## Il percorso al 2030



### Cosa emerge

1 Se tutti i progetti annunciati venissero effettivamente realizzati nei modi e nei tempi previsti, **l'area EU27 diventerebbe leader globale in termini di capacità elettrolitica al 2030 (105 GW)**. Potrebbe inoltre configurarsi di rilievo il ruolo dell'**Australia (86 GW)** la quale, considerato il fabbisogno interno, diventerebbe un **importante esportatore su scala globale**.

2 Considerevoli valori di **capacità elettrolitica** dovrebbero essere installati anche in **Cile (44 GW)** e **India (37 GW)**. La **Spagna (27 GW)** diventerebbe il **singolo paese europeo più attivo**<sup>(1)</sup>. Tra questi paesi l'**Italia sembra destinata a resta fanalino di coda**, confermando la propria difficoltà strutturale nello sviluppo di capacità.

3 Questi dati risultano comunque **ottimisti**. Nonostante l'interesse verso la costruzione di impianti sembra alto, è **incerta l'effettiva entrata in esercizio** degli impianti annunciati.

(1) Da annunci, la Spagna avrebbe a fine decennio addirittura il doppio del suo obiettivo nazionale (pari a 11 GW).

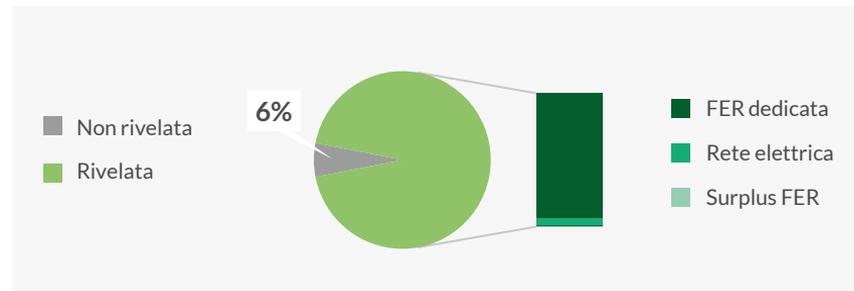
# La produzione da elettrolisi

## Tecnologia di elettrolisi e approvvigionamento elettrico

Tecnologia degli elettrolizzatori<sup>(1)</sup>



Approvvigionamento elettrico<sup>(1)</sup>



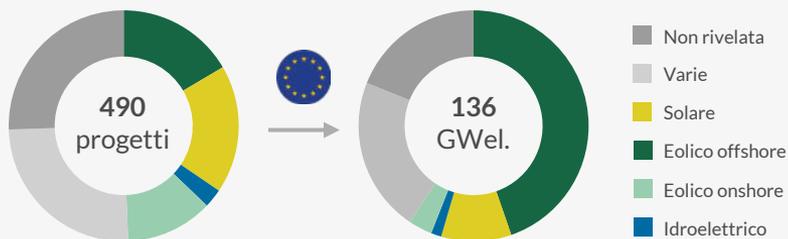
- È ancora alta l'incertezza tecnologica per i progetti di elettrolisi annunciati al 2030: per il 90% della capacità non è stata fornita alcuna informazione circa la tecnologia sfruttata.
- Tra i progetti per cui è stata invece annunciata, la tecnologia polimerica (PEM) è quella preferita, coprendo il 55% del mercato, seguita da quella alcalina (ALK), che invece copre il 37%.
- La tecnologia SOEC (Solid Oxide Electrolyzers) risulta invece ancora poco adottata soprattutto a causa degli alti costi di investimento richiesti.
- Per il 94% della capacità è stata fatta disclosure circa l'approvvigionamento elettrico, con la soluzione «FER dedicata» che domina ampiamente sulle altre (95%).
- Per una ridotta quota di capacità (4%) è stato invece scelto di utilizzare la rete elettrica esistente, una soluzione poco adottata a causa dei vincoli stringenti (specialmente in Europa<sup>(2)</sup>).
- Rimane invece estremamente di nicchia la soluzione «surplus FER», principalmente a causa dei bassi valori di load factor che si raggiungono per l'elettrolizzatore.

(1) L'analisi è effettuata sulla capacità elettrolitica e non sul numero di progetti (2) Per dimostrare che l'energia prelevata è rinnovabile devono essere rispettati i 3 principi (vedi Primo Atto Delegato alla RED2)

# La produzione da elettrolisi

## Le fonti FER negli impianti dedicati

### Le fonti FER nei progetti europei

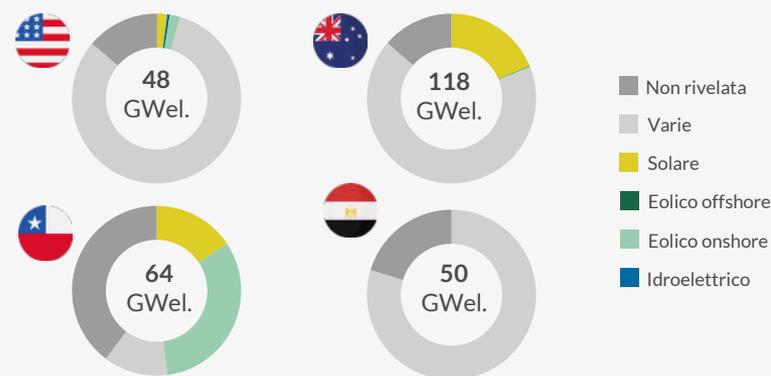


- La maggior parte dei progetti opta per un **pool di diversi impianti** («Varie»), così da **superare il problema dell'intermittenza** ed aumentare il **load factor** dell'elettrolizzatore; in **termini di capacità**, tuttavia, è **l'eolico offshore la soluzione più gettonata per via** delle grandi dimensioni di questo tipo di impianti (vedi soprattutto i grandi parchi eolici nel Mare del Nord).
- Ovviamente questi risultati sono diversi a seconda del singolo paese dell'area EU27 considerato (vedi esempio sotto).

Esempio: differenza delle fonti FER sfruttate per i progetti in Spagna e Olanda



### Le fonti FER nei progetti di altri paesi



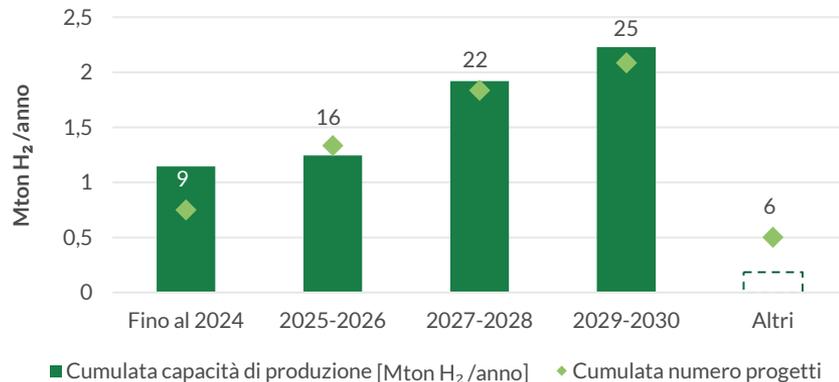
- Considerando 4 paesi extra EU27, il **pool di diversi impianti («Varie»)** rimane la **soluzione maggiormente adottata**, ad eccezione del Cile che, per via delle caratteristiche del suo territorio, predilige soluzioni «mono FER» o con il solare o con l'eolico onshore.
- Si sottolinea inoltre il **grande contributo dato dal solare nel caso australiano**: il paese ha annunciato che al 2030 ci saranno circa 22 GW di capacità elettrolitica alimentati unicamente da impianti solari.

# La produzione con CCS

## I progetti sviluppati in EU27



- Considerando i paesi che fanno parte dell'area EU27, al 2024 risultano già operativi **9 progetti di produzione di idrogeno con CCS per una capacità complessiva di produzione pari a 1,1 milioni di tonnellate di idrogeno all'anno.**
- Il numero è destinato a crescere nei prossimi anni arrivando al **2030 con 25 progetti operativi per una capacità di produzione pari a 2,2 milioni di tonnellate di idrogeno all'anno.**
- Sono 6 i progetti che diventeranno operativi dopo il 2030 o per cui è ancora sconosciuto l'inizio delle attività.



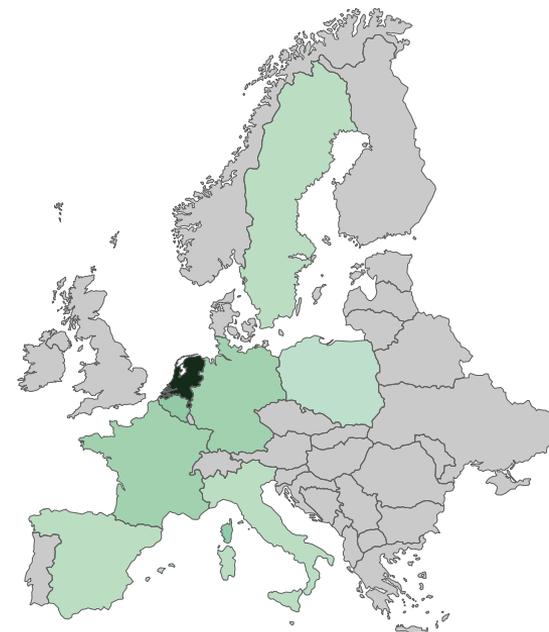
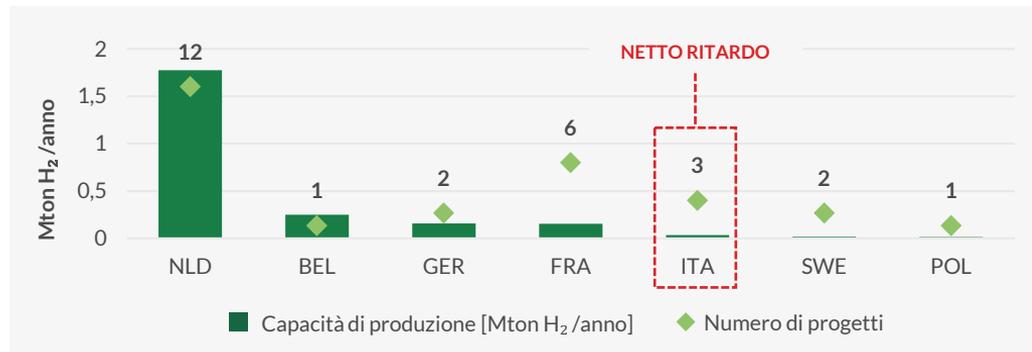
### Cosa emerge

- 1 La taglia media dei progetti passerà da 128 Mton H<sub>2</sub> /anno nel 2024 a 90 Mton H<sub>2</sub> /anno nel 2030; a differenza di quanto visto per i progetti di elettrolisi, non si prevede quindi un aumento nella dimensione degli impianti nei prossimi anni.
- 2 Il numero di progetti che saranno sviluppati nei prossimi anni sarà nell'ordine delle decine, e non delle centinaia come visto per i progetti di elettrolisi; **la produzione sarà meno distribuita e maggiormente concentrata in pochi (ma grandi) impianti.**

# La produzione con CCS

## Il dettaglio dei singoli paesi

- Così come visto per i progetti di elettrolisi, anche in questo caso la capacità al 2030 nell'area EU27 **non sarà uniformemente distribuita tra i singoli paesi.**
- Il paese che ha annunciato il maggior numero di progetti è l'**Olanda** che con **12 progetti e una produzione di 1,8 Mton di idrogeno** rappresenterà al 2030 circa la metà del mercato europeo.
- Altri progetti sono stati annunciati in Belgio, Germania, Francia e Italia, ma la produzione al 2030 in questi paesi dovrebbe attestarsi su valori relativamente bassi.

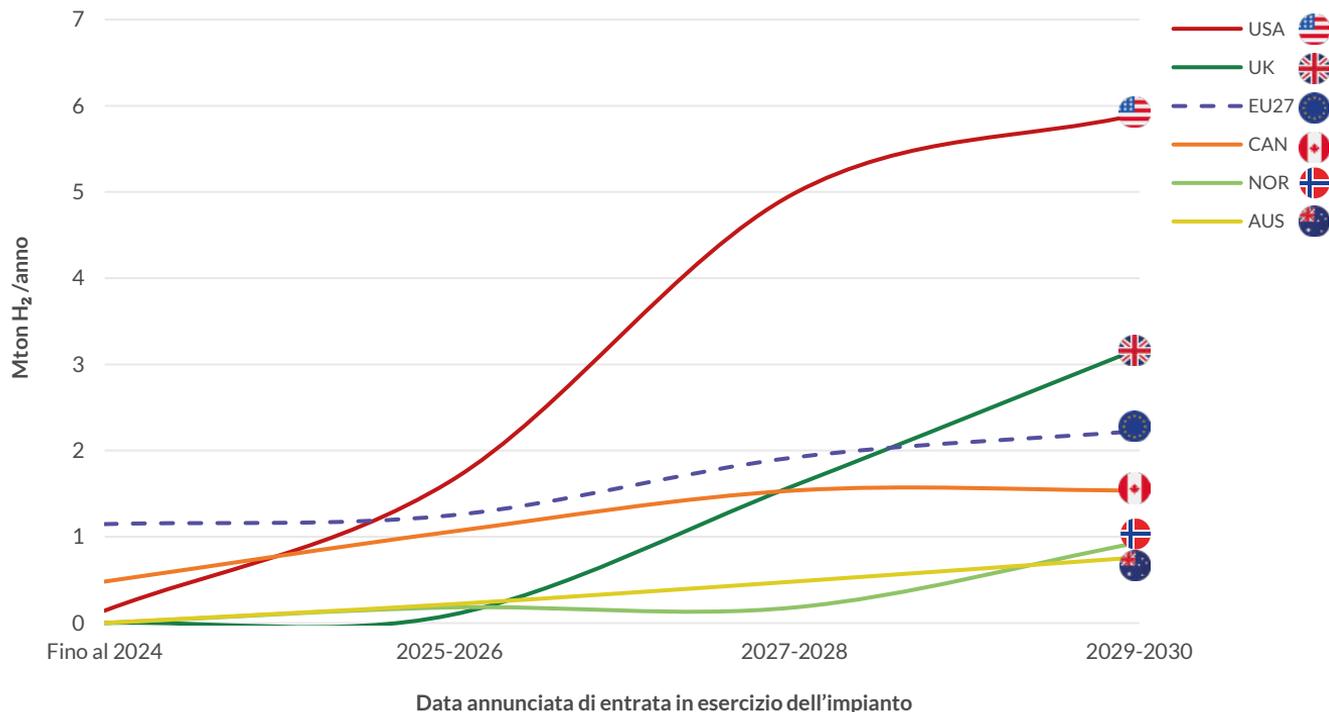


Capacità di produzione [Mton H<sub>2</sub>/anno]

1,8 0,05

# La produzione con CCS

## Il percorso al 2030



### Cosa emerge

1 Se tutti i progetti annunciati venissero effettivamente realizzati nei modi e nei tempi previsti, al 2030 gli USA sarebbero leader globali nella produzione di idrogeno con tecnologie CCS (6 Mton). Altri paesi interessanti potrebbero essere UK (3 Mton) e Canada (1,5 Mton) che, a differenza di quanto visto per la produzione da elettrolisi, sembra vogliano giocare un ruolo di primaria importanza in questo settore.

2 Da annunci, anche l'Europa avrebbe una discreta capacità di produzione (2,2 Mton); appare tuttavia evidente la volontà del policy maker di puntare maggiormente sull'elettrolisi.

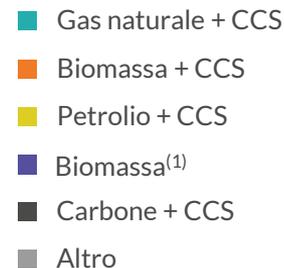
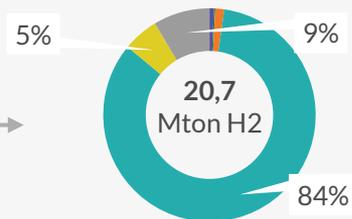
# La produzione con CCS

## Tecnologia di produzione

Distribuzione del numero di progetti



Distribuzione della capacità di produzione



- La soluzione tecnologica maggiormente adottata è quella di **produrre idrogeno attraverso il reforming del gas naturale** (steam reforming, autothermal reforming o altre tecnologie avanzate di reforming); adotta questa soluzione **il 62% dei progetti, che corrispondono al 84% della produzione complessiva annunciata.**
- Il 21% dei progetti produrrà idrogeno a partire **dalla biomassa**; se si guarda tuttavia alla distribuzione della capacità questi

progetti corrispondono ad una quota marginale (1%), conseguenza del fatto che saranno **progetti con valori di produzione limitati.**

- Ruoli di secondaria importanza giocheranno invece le tecnologie di produzione che sfruttano gli altri tipi di fonti fossili, come il petrolio e il carbone.

(1) I progetti che rientrano in questa categoria tecnologica non utilizzano CCS, ma hanno un'intensità emissiva che permette loro di essere considerati «low-carbon».

# Il potenziale di produzione europeo

## C'è coerenza con la strategia?

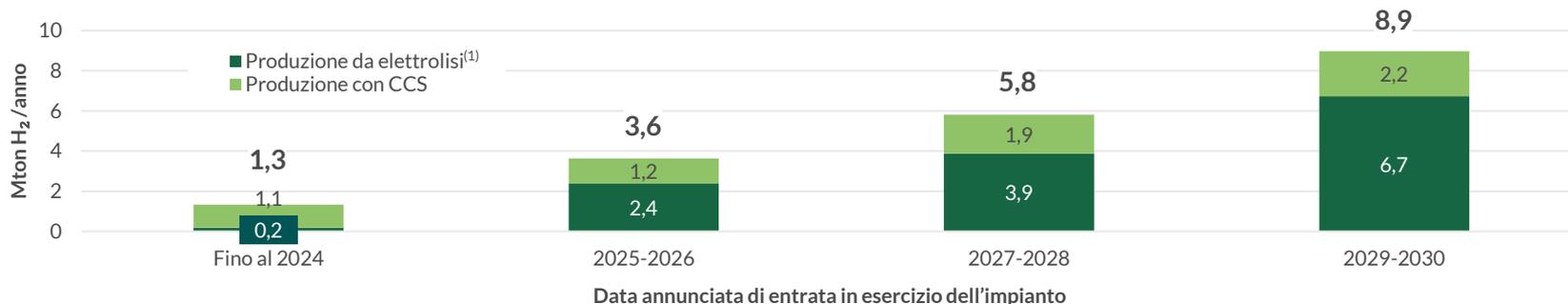


Secondo quindi le **capacità produttive dei progetti con entrata in esercizio ad oggi annunciata**, si vede che la produzione con CCS integrata, dominante per volume al 2024, verrà superata dall'elettrolisi già nel biennio 2025-2026, per arrivare al 2029-2030 ad un volume di produzione da elettrolisi **più del triplo di quanto atteso da CCS**.

Il continente avrà, in questa situazione, a fine decennio una capacità produttiva di **8,9 Mton annue**, un numero che **si avvicina parecchio all'obiettivo** prefissato dall'Unione Europea di 10 Mton.

Sul raggiungimento effettivo di tale capacità produttiva, tuttavia, permangono **molte incertezze**, legate alle difficoltà che molti progetti risconteranno ad entrare in esercizio entro le tempistiche annunciate e all'effettiva implementazione di questi progetti.

Nel futuro sarà necessario quindi **agevolare l'effettiva entrata in esercizio** di tali impianti per evitare l'interruzione della costruzione di questi, e **continuare a stimolare l'introduzione di nuovi progetti** per avvicinarsi sempre più al target 2030.



(1) Per i progetti da elettrolisi il passaggio da capacità installata a produzione attesa è stato effettuato ipotizzando un load factor degli elettrolizzatori del 40% e un consumo energetico di 55 kWh per ogni kg di idrogeno prodotto.



es



# La filiera dell'idrogeno verde e il potenziale di mercato

I numeri possibili dell'idrogeno verde e le configurazioni di filiera

CAP.

04



# Messaggi chiave

## Fabbisogno di FER eccessivo per una piena penetrazione

Per consentire la produzione annua di 7,5 Mton di idrogeno, richiesti per industria e trasporto pesante, sarebbero richiesti **250 GW** aggiuntivi di rinnovabili (circa 3 volte gli obiettivi di fotovoltaico al 2030), **500 GW** includendo i consumi termici del settore civile. Questo diventerebbe però un target possibile **considerando una penetrazione del 10% dell'idrogeno** nell'industria e nei trasporti pesanti, scendendo a **25 GW**.

## Scarsa ambizione dei target imposti dal PNIEC

La **quantità di idrogeno** che soddisfa il fabbisogno termico dell'industria e il fabbisogno energetico dei **trasporti pesanti** è di circa 7,5 Mton all'anno. **Gli obiettivi posti dal PNIEC per questi settori** rappresentano però rispettivamente solo il 2,1% e il 6,4% di tale quantità.

## Configurazioni di filiera: quale sarà la vincente?

Risulta verosimile aspettarsi che **non ci sarà una singola configurazione di filiera dominante sulle altre**. Ogni consumatore, in base a vari parametri come posizione geografica, disponibilità di FER, fabbisogno energetico e profili di consumo orari, **si troverà a preferire una configurazione piuttosto che l'altra**.



# Il potenziale di mercato per l'idrogeno verde in Italia

## Introduzione

Al fine di stabilire quale possa essere il volume di mercato dell'idrogeno a basse emissioni in Italia, e per valutare l'ambiziosità dei target di produzione della nazione, è possibile **stimare il fabbisogno nazionale e potenziale di idrogeno** per i settori di industria, trasporti e settore civile.

- L'idrogeno decarbonizzato nell'**industria** presenta due principali ambiti di utilizzo: a sostituzione dell'attuale domanda di idrogeno grigio come **feedstock**, e come vettore energetico per una completa **conversione degli attuali consumi di gas metano**. Nel primo caso, le quantità di idrogeno impiegate sono note, nel secondo viene invece stimata la quantità di idrogeno necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico.
- Per il settore dei **trasporti**, viene invece convertito il consumo di **combustibili fossili per il trasporto su gomma pesante e ferroviario a diesel** attuale in quantità di idrogeno necessaria per soddisfare tale fabbisogno energetico.
- Viene poi ipotizzata una completa conversione degli attuali consumi di gas metano e combustibili petroliferi del **settore civile** sempre sulla base del fabbisogno energetico nel settore.

Per ogni settore verrà dunque rappresentato il **valore di stima del fabbisogno di idrogeno**, confrontato tale valore con **eventuali target PNIEC** di penetrazione dell'idrogeno per quel settore, e **stimata la capacità di elettrolisi e conseguente capacità FER** che tale produzione richiederebbe.

Il fabbisogno stimato è quindi da considerare come **stima massima raggiungibile**, calcolato come **switch totale da combustibili fossili ad idrogeno** nei settori considerati.

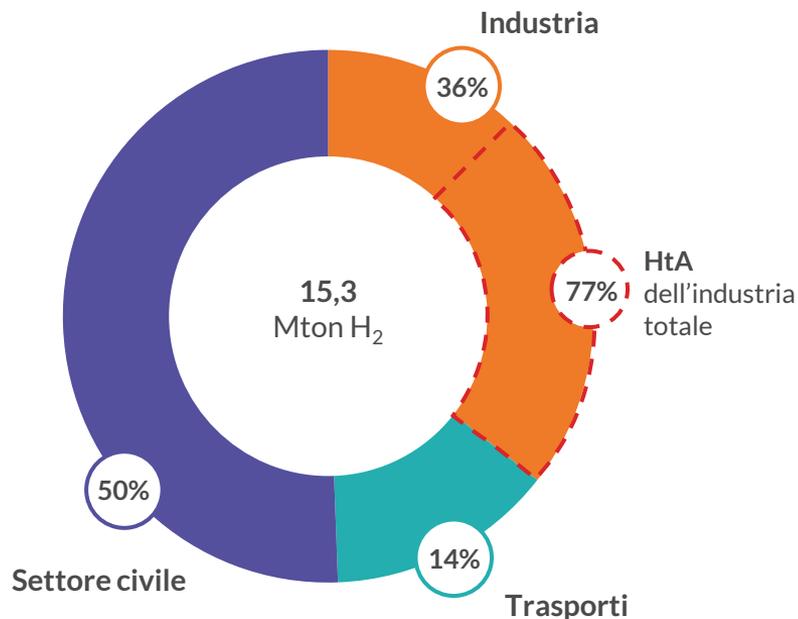
# Il potenziale di mercato Italiano

## Fabbisogno massimo potenziale di idrogeno

Il fabbisogno nazionale massimo così stimato risulta essere di **15,3 Mton di idrogeno**, ripartito fra i settori di industria, trasporti e civile.

La quantità è evidentemente puramente di stima, per confronto i target prevedono un utilizzo di 20 Mton di idrogeno in tutta l'Europa al 2030, dimostrando però anche una limitata penetrazione attesa dai target del vettore.

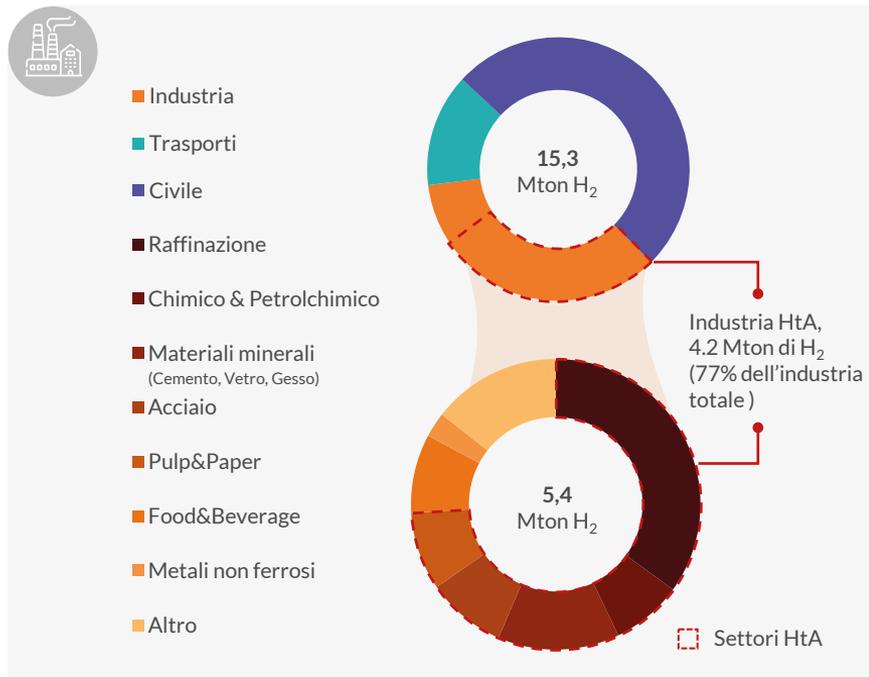
- Applicazioni nell'**industria** coprono il **36%** del volume (5,5 Mton), a sua volta destinato per il **77% ai settori HtA** a testimonianza del forte contributo alla decarbonizzazione di questi.
- Risulta preponderante poi al **50%** la quota per una piena penetrazione nel settore civile (6,7 Mton); l'impiego di idrogeno in questi settori risulta però **poco verosimile**, sia per **facilità di elettrificazione** dei consumi sia per **limiti tecnologici** attualmente presenti.
- Appare invece ridotto il fabbisogno del settore dei **trasporti**, il **14%** del totale (2,1 Mton).



Fonte: Rielaborazione E&S a partire da dati Eurostat

# Il potenziale di mercato Italiano

## Settore industriale



### Target PNIEC H<sub>2</sub> nell'industria



### Capacità di elettrolisi



35 GW<sup>(1)</sup>  
di cui **28 GW per HtA**

### Capacità minima aggiuntiva di FER

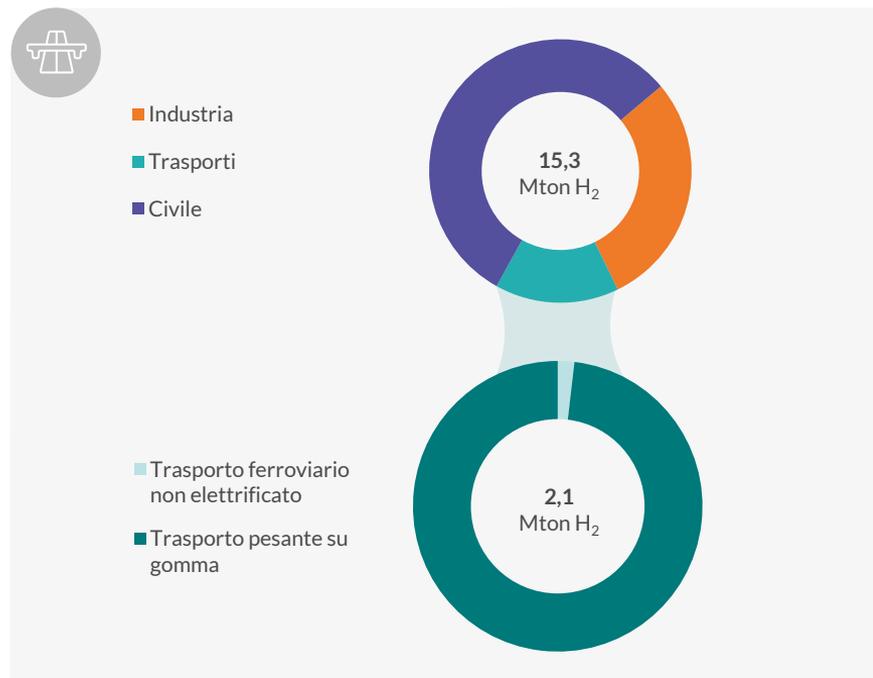


180 GW<sup>(2)</sup>  
di cui **136 GW per HtA**

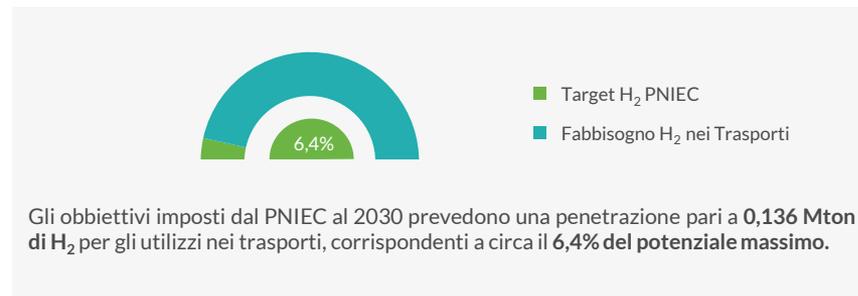
(1) Considerate 8.000 ore equivalenti all'anno (2) Considerate 1.680 ore equivalenti all'anno utilizzando un mix di 90% da fotovoltaico e 10% da eolico

# Il potenziale di mercato Italiano

## Settore dei trasporti



### Target PNIEC H<sub>2</sub> nei trasporti



#### Capacità di elettrolisi



15 GW<sup>(1)</sup>

#### Capacità minima aggiuntiva di FER

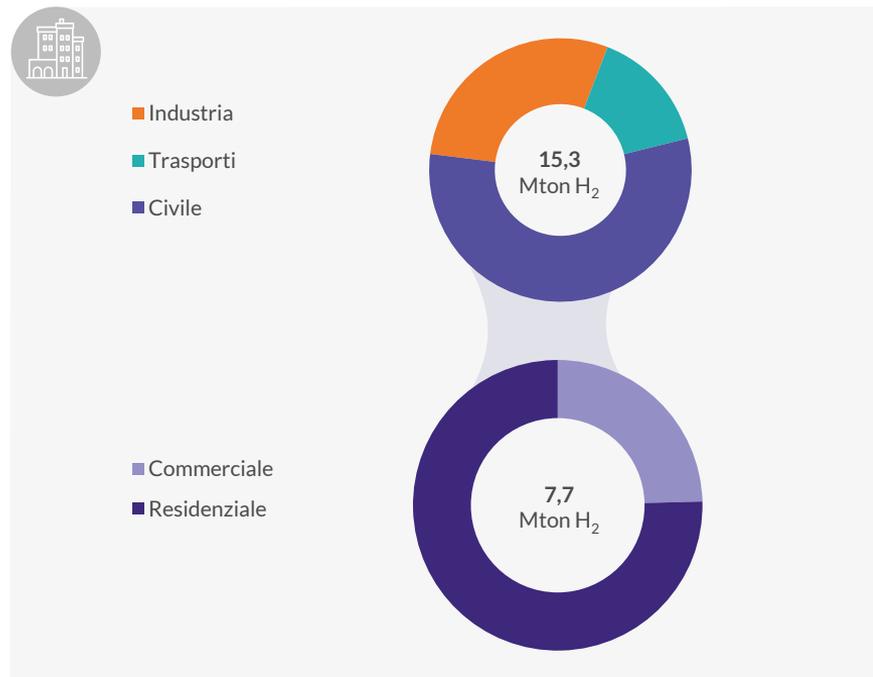


70 GW<sup>(2)</sup>

(1) Considerate 8.000 ore equivalenti all'anno (2) Considerate 1.680 ore equivalenti all'anno utilizzando un mix di 90% da fotovoltaico e 10% da eolico

# Il potenziale di mercato Italiano

## Settore civile



### ⚠ H<sub>2</sub> nel settore civile

Per il settore civile, **non sono presenti target specifici all'interno del PNIEC**. Ciò può essere ricondotto a 2 ragioni:

- L'applicazione per il riscaldamento degli edifici è di **facile elettrificazione rispetto al settore industriale e dei trasporti pesanti**.
- Le **enormi quantità di idrogeno richieste** (più dell'industria e del trasporto pesante insieme) e le **difficoltà tecniche ed infrastrutturali** rendono questa applicazione ancor più critica.

#### Capacità di elettrolisi



55 GW<sup>(1)</sup>

#### Capacità minima aggiuntiva di FER



255 GW<sup>(2)</sup>

(1) Considerate 8.000 ore equivalenti all'anno (2) Considerate 1.680 ore equivalenti all'anno utilizzando un mix di 90% da fotovoltaico e 10% da eolico

# Il potenziale di mercato Italiano

## Visione d'insieme

Considerando tutti i settori d'interesse è possibile **confrontare la stima del potenziale di mercato con gli obiettivi del PNIEC** e con i progetti di elettrolisi annunciati sul territorio italiano al 2030. In particolare si osserva che **il target PNIEC vale circa l' 1,6% del fabbisogno di idrogeno complessivo e il 2,9% della capacità di elettrolisi ad esso associata.**

Considerando poi i dati relativi alla capacità di elettrolisi derivante da progetti ad oggi annunciati (1,5 GW), si evidenzia un **raggiungimento al 50% del target PNIEC (3 GW)**, e corrispondente all'**1,4% della capacità FER associata al fabbisogno potenziale.**

	Fabbisogno idrogeno		Capacità elettrolisi			Capacità FER
	Potenziale	Target PNIEC 2030	Potenziale	Target PNIEC 2030	Di progetti annunciati (2030)	Potenziale
 Industriale	5,4 Mton	0,115 Mton	35 GW	-	-	180 GW
 Trasporti	2,1 Mton	0,136 Mton	15 GW	-	-	70 GW
 Civile	7,7Mton	-	55 GW	-	-	255 GW
<b>Totale</b>	<b>15,3 Mton</b>	<b>0,251 Mton</b>	<b>105 GW</b>	<b>3 GW</b>	<b>1,5 GW</b>	<b>505 GW</b>





# La filiera

## Metodologia dell'analisi delle configurazioni di filiera

L'analisi delle possibili configurazioni di filiera è finalizzata ad individuare **punti di forza, punti di debolezza e campi di applicazione** delle quattro varianti di struttura già definite nelle precedenti edizioni dell'Hydrogen Innovation Report.

**Punti di forza e di debolezza sono stati individuati attraverso delle interazioni con i principali player del settore** che, sulla base della loro esperienza, hanno evidenziato luci ed ombre di ciascun approccio al mercato.

Per stimare invece il **potenziale di penetrazione di ciascuna configurazione in base al contesto di applicazione** sono stati considerati i **seguenti parametri** relativamente ai siti di produzione oggetto di studio:

- **Posizione geografica**
- **Dimensione e capacità produttiva**
- **Processi produttivi utilizzati**
- **Vicinanza con altri centri produttivi**



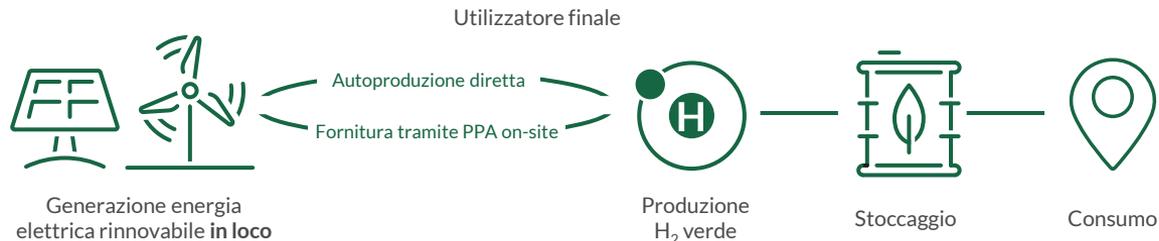
# La filiera

## Configurazione 1 e 2: Produzione e consumo di idrogeno in loco

### Configurazione 1

Produzione di **idrogeno in loco** con **elettricità ottenuta da FER** installate presso l'utilizzatore finale.

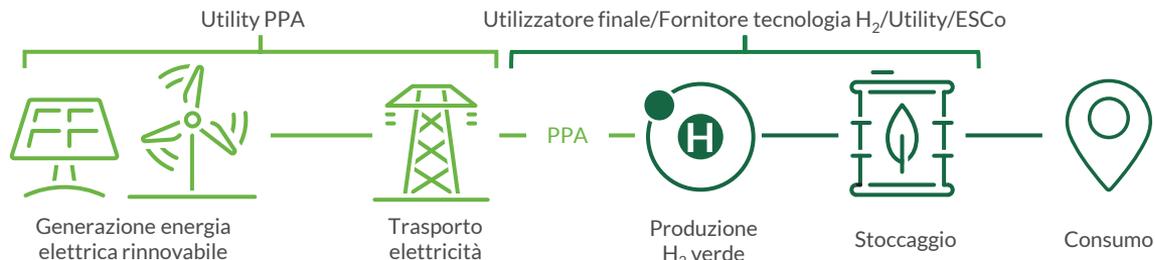
### Produzione e consumo di idrogeno in loco tramite Impianti FER



### Configurazione 2

Produzione di **idrogeno** con elettricità ottenuta attraverso una **fornitura green via PPA**.

### Produzione e consumo di idrogeno *in loco* tramite PPA tradizionale



Legenda: ■ In loco ■ Delocalizzato ■ In situ

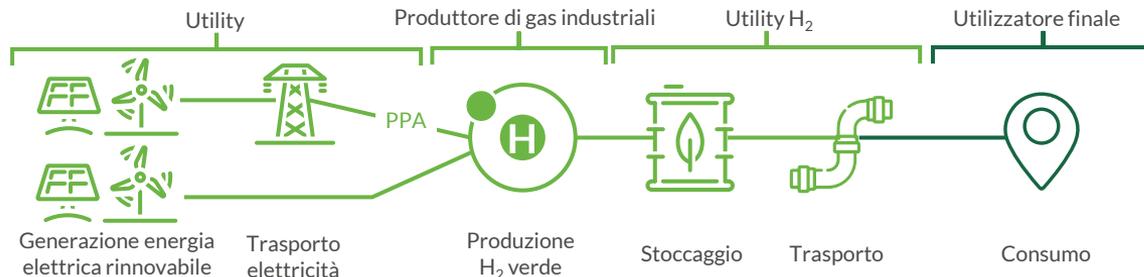
# La filiera

## Configurazione 3 e 4: Produzione centralizzata e Hydrogen Valley

### Configurazione 3

Produzione di idrogeno centralizzata, con elettricità ottenuta da FER o PPA, e successiva trasmissione e distribuzione all'utilizzatore.

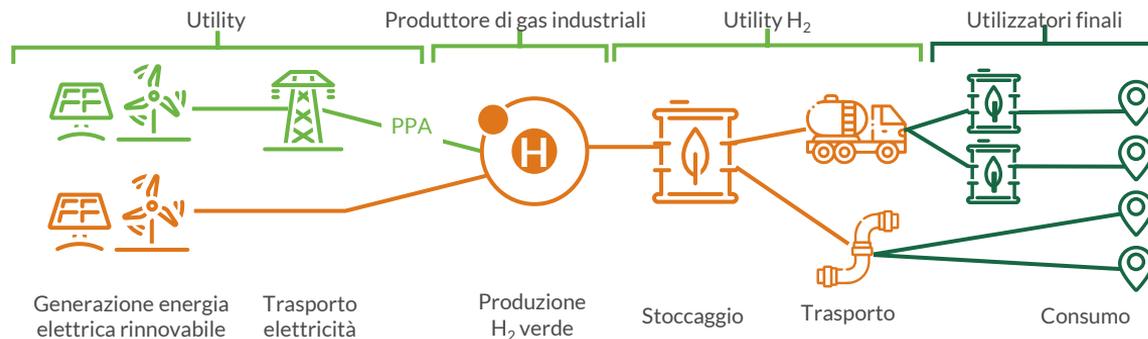
### Produzione di idrogeno centralizzata e trasporto all'utilizzatore finale



### Configurazione 4

Produzione di idrogeno singola o multipla all'interno di un'area specifica nella quale sono situati anche i molteplici utilizzatori finali.

### Hydrogen Valley



Legenda: ■ In loco ■ Delocalizzato ■ In situ

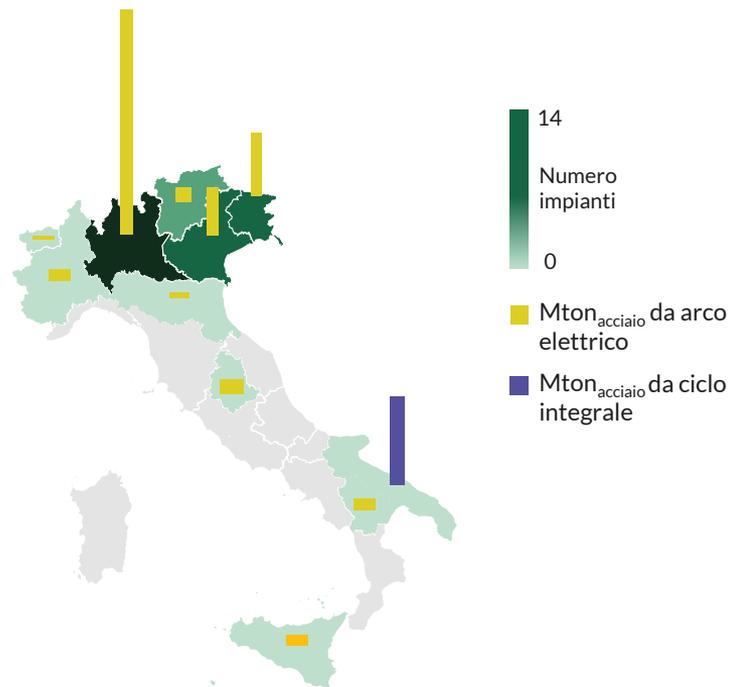
# La filiera

## Configurazione di filiera: pro e contro

	PRO	CONTRO
1 Produzione <b>in loco</b> con <b>elettricità ottenuta da FER</b> installate in loco presso l'utilizzatore finale.	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Autosufficienza</b> e indipendenza energetica rispetto a fornitori terzi</li><li>• <b>Annullamento costi di trasporto</b></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Complessità impiantistica</b> per asincronia tra FER e domanda H<sub>2</sub></li><li>• <b>Alti CAPEX</b></li><li>• <b>Necessità di ampie superfici</b> per l'installazione di FER</li></ul>
2 Produzione <b>in loco</b> con elettricità ottenuta attraverso <b>PPA</b> .	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Massimizzazione del load factor</b> dell'elettrolizzatore</li><li>• <b>Minori CAPEX</b></li><li>• <b>Maggior scalabilità</b></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Forti limiti normativi geografici e temporali</b> della fornitura elettrica</li><li>• <b>Alto costo PPA baseload</b></li><li>• <b>Vincolo a fornitori terzi</b></li></ul>
3 Produzione <b>centralizzata</b> , elettricità ottenuta da <b>FER o PPA</b> , successiva distribuzione.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Potenziale utilizzo della rete gas</li><li>• <b>Economie di scala</b></li><li>• Decarbonizzazione <b>cross-settoriale</b></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Necessario un <b>mercato consolidato</b> per l'utilizzo della rete gas</li><li>• <b>Limiti tecnici</b> nel trasporto</li></ul>
4 <b>Produzione in un'area specifica</b> dove sono situati anche molteplici utilizzatori finali.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sinergia fra differenti player</li><li>• <b>Maggior flessibilità</b></li><li>• <b>Economie di scala</b></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Necessità di <b>coordinamento</b></li><li>• Fattibilità e convenienza richiedono <b>concentrazione dei consumi</b></li></ul>

# Caso applicativo: il settore dell'acciaio

## Contesto italiano



### Situazione produttiva

- In Italia al 2022 sono presenti **35 siti** che producono acciaio, per un totale di **21,6 Mton**. La distribuzione di questi siti è poco omogenea all'interno del territorio nazionale con un'alta concentrazione soprattutto in **Lombardia**, la quale conta da sola di **14 siti** produttivi, seguita dal **Veneto** con **6 acciaierie**.
- Dei 35 siti presenti, **34 siti producono acciaio secondario tramite forno elettrico** per un totale di **20,4 Mton** di acciaio. L'unico sito che produce acciaio primario è il sito di Taranto, con una produzione nel 2022 di **3,5 Mton**.

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati World Steel Association, Eurofer e Federacciai

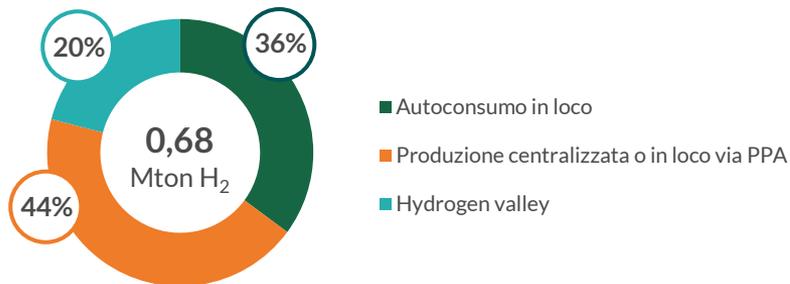
# Caso applicativo: il settore dell'acciaio

## Possibili configurazioni della filiera

Per il **settore dell'acciaio**, è stata stimata la possibile diffusione delle configurazioni di filiera sulla base delle caratteristiche delle sedi di produzione (posizione, dimensione, vicinanza ad altre sedi...).

Risulta così di principale adozione possibile la configurazione di **produzione centralizzata o in loco tramite contratto PPA**. Questo consentirebbe soprattutto di soddisfare il **continuo fabbisogno di idrogeno** necessario per garantire la **continuità di produzione** di acciaio.

Il volume di idrogeno necessario si aggirerebbe intorno alle **0,68 Mton annue**, produzione del quale richiederebbe **5 GW di elettrolisi** e **22 GW di FER** aggiuntive.



(1) Considerate 8.000 ore equivalenti all'anno (2) Considerate 1.680 ore equivalenti all'anno utilizzando un mix di 90% da fotovoltaico e 10% da eolico



### Note

- Si considera la sola produzione di idrogeno da elettrolisi.
- Per la produzione di acciaio primario (sito di Taranto ex-ILVA) è stato ipotizzato uno shift della produzione dalla tecnologia ad altoforno ad una riduzione diretta (DRI) ad Idrogeno.
- Per la produzione di acciaio secondario è stato ipotizzato un mantenimento della situazione produttiva as-is.

#### Capacità di elettrolisi



5 GW<sup>(1)</sup>

#### Capacità minima aggiuntiva di FER

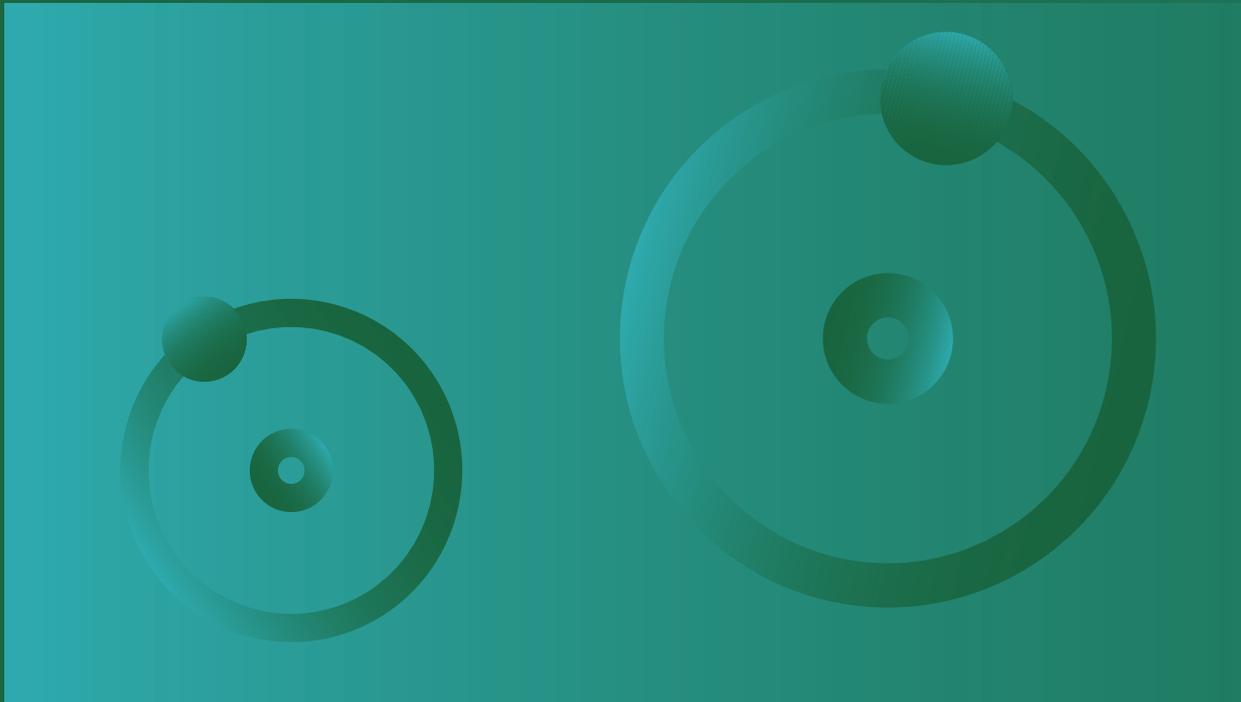


22 GW<sup>(2)</sup>





es



Imprese Partner

CAP.

05



AGSM AIM è la multiutility nata nel 2021 dalla fusione per incorporazione tra Agsm Verona e Aim Vicenza. È attiva nei settori dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento, dell'efficienza energetica, dell'illuminazione pubblica, nei servizi di telecomunicazioni e fibra ottica, nell'igiene ambientale, nella sosta e manutenzione del patrimonio comunale. È un Gruppo a capitale interamente pubblico, partecipato al 61,2% Comune di Verona e al 38,8% dal Comune di Vicenza, territori nei quali è storicamente e profondamente radicato.

Con 2 miliardi di euro di ricavi (Bilancio 2023), più di 1.800 dipendenti in Italia e oltre 850.000 clienti serviti nella vendita di energia elettrica e gas, è una delle principali multiutility italiane. AGSM AIM fornisce servizi essenziali per i cittadini, le imprese, gli enti e le istituzioni del territorio. Le attività del Gruppo sono ripartite in base al criterio delle funzionalità e articolate in 6 business unit.

In qualità di polo aggregante, in particolar modo nel Nord-Est, AGSM AIM intende realizzare investimenti che portino benefici diretti per i territori, migliorino la qualità del servizio offerto e rispondano con efficacia alle sfide che attendono il settore dei servizi di utilità pubblica. Il Gruppo prevede investimenti negli ambiti della transizione green e digitale, della circular transformation e della decarbonizzazione, delle gare e delle liberalizzazioni.

La missione del Gruppo consiste nell'impegno al raggiungimento di risultati economici e operativi che consentano la produzione e la distribuzione di valore aggiunto, garantendo nel contempo il rispetto delle diverse esigenze del territorio e perseguendo costantemente la soddisfazione del Cliente.

Alperia è il più grande provider di servizi energetici dell'Alto Adige e una delle maggiori aziende italiane nel settore della Green Energy. Siamo sostenibili per natura: da oltre 120 anni produciamo energia rinnovabile con la forza dell'acqua.

Siamo un'azienda orientata al futuro che offre servizi energetici sostenibili al 100%: le nostre attività spaziano dalla produzione di energia rinnovabile, alla gestione della rete elettrica e di sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di luce e gas green, fino a soluzioni per la mobilità elettrica e l'efficienza energetica.

La transizione energetica è per noi un tema urgente e non più rinviabile. Viviamo un momento storico determinante per il futuro, anni fondamentali per ripensare il nostro approvvigionamento energetico e rivedere le nostre abitudini di consumo.

Per questo sviluppiamo soluzioni tecnologiche innovative, orientando i nostri sforzi per un presente più smart e green e siamo al fianco di tutti coloro che insieme a noi

vogliono intraprendere questa strada, come partner per la transizione energetica.

Dal 2020 siamo la prima azienda di servizi pubblici Carbon Neutral d'Italia (per compensazione delle emissioni operative). Ora vogliamo raggiungere il NET ZERO entro il 2040, riducendo e compensando le emissioni di gas serra e promuovendo la produzione di energia a basse emissioni.

A dimostrazione del nostro impegno per la sostenibilità, il Financial Times ci ha designato come una delle aziende leader nella protezione del clima a livello europeo; di fatto Alperia risulta 55a a livello europeo nella lista "European Climate Leaders 2023", riconoscendone i progressi nella riduzione delle emissioni di gas serra e il concreto impegno nella protezione dell'ambiente.



Cassa Depositi e Prestiti (CDP), dal 1850, promuove lo sviluppo sostenibile del Paese, impiegando risorse finanziarie raccolte prevalentemente attraverso il risparmio postale.

Insieme alle società del Gruppo, CDP sostiene l'innovazione, la crescita e l'internazionalizzazione delle imprese, finanzia la realizzazione delle infrastrutture e gli investimenti delle Pubbliche Amministrazioni, offrendo anche consulenza tecnica nelle fasi di programmazione e progettazione delle opere.

Sostiene le politiche di valorizzazione del patrimonio immobiliare pubblico e investe nell'edilizia sociale e scolastica, nella formazione, nell'arte e nella cultura. CDP, inoltre, è operatore chiave della cooperazione internazionale, finanziando, anche in partnership con soggetti pubblici e privati, progetti finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

CDP è infine azionista di primarie aziende italiane operanti in settori strategici, con le quali promuove iniziative congiunte volte a favorire lo sviluppo dei settori industriali e delle filiere.



CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) da circa settant'anni offre ai suoi clienti, in più di 70 paesi nel mondo, servizi nell'innovazione, digitalizzazione, testing, ingegneria e nella consulenza per il settore elettrico e nell'ingegneria civile e ambientale. In particolare, attraverso la sua Divisione KEMA Labs, il Gruppo è il leader mondiale nel testing indipendente, nell'ispezione e nella certificazione di componenti e sistemi per il settore elettrico e digitale. Inoltre, attraverso la sua società ISMES, il Gruppo supporta i gestori di infrastrutture fornendo un servizio integrato che include gli studi, la progettazione, il monitoraggio e il supporto alla gestione e manutenzione delle opere.

CESI, infine, è tra le poche aziende al mondo a sviluppare e produrre celle solari avanzate per applicazioni spaziali.

I suoi principali clienti sono utility elettriche, operatori della rete di trasmissione e di distribuzione, produttori internazionali di componenti elettrici ed elettronici,

proprietari e gestori di grandi infrastrutture, investitori privati, istituzioni pubbliche (governi, pubblica amministrazione, enti locali) e autorità regolatorie. Inoltre, CESI lavora a stretto contatto con istituzioni finanziarie internazionali come World Bank, European Bank for Reconstruction and Development, Inter-American Bank, Asian Development Bank ed Arab Fund.

CESI ha sedi a Milano, Arnhem, Berlino, Mannheim, Chalfont e Knoxville (USA), Praga, Dubai, Rio de Janeiro, Shanghai e Santiago del Cile.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia con attività di approvvigionamento, produzione e vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi energetici e ambientali. La società è impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo della generazione rinnovabile e low carbon, i servizi energetici e ambientali e la mobilità sostenibile, in piena sintonia con gli obiettivi definiti dal Green Deal europeo. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da oltre 250 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza.

La potenza netta installata complessiva del Gruppo è di oltre 7 GW.

Oggi opera in Italia e in Europa, impiegando oltre 6.000 persone.



Elettricità Futura è la principale Associazione del settore elettrico italiano e rappresenta oltre il 70% del mercato nazionale.

L'obiettivo fondamentale di Elettricità Futura è promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, attraverso un percorso di rilancio e valorizzazione della filiera industriale che consenta la creazione di notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Elettricità Futura supporta la crescita delle aziende del settore elettrico, condivide le loro istanze attraverso un costante dialogo con le Istituzioni nazionali ed europee, organizza e favorisce occasioni di networking per lo sviluppo delle imprese e offre un'informazione costante sulle novità normative e tecnologiche e sulle opportunità di internazionalizzazione.

Elettricità Futura ha elaborato il Piano

elettrico 2030 che ha l'obiettivo di raggiungere l'84% di elettricità rinnovabile, creando oltre 300 miliardi di investimenti e 540.000 nuovi posti di lavoro in Italia.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria, Confindustria Energia e partecipa a numerosi tavoli di lavoro con altre organizzazioni nazionali, tra cui: Comitato Elettrotecnico Italiano, Coordinamento FREE, Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, Italy for Climate, Kyoto Club, Motus-E, RES4Africa Foundation, World Energy Council | WEC.

Elettricità Futura partecipa anche al dibattito europeo attraverso l'adesione a diverse Associazioni europee di rappresentanza del settore (Eurelectric, WindEurope, SolarPower Europe, Bioenergy Europe, European Clean Hydrogen Alliance).

Imprese attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore hanno scelto Elettricità Futura per crescere.



Eni è una global energy tech company presente in 62 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti.

Nata come compagnia oil & gas, oggi si è trasformata in una società integrata dell'energia: ricopre un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e gioca un ruolo centrale nella transizione energetica.

Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, attraverso la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti che vende ai propri clienti.

In linea con questo obiettivo, Eni investe nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie in grado di accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile, di cui fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO2 sono solo alcuni esempi insieme a tecnologie game-changer come l'energia da fusione.

A supporto della propria trasformazione e

del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite, costruendo così una struttura che contribuisce a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività.

Tra queste ci sono Plenitude, presente sul mercato con un modello di business distintivo che integra la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e soluzioni energetiche e un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici; Enilive, società dedicata alla bioraffinazione, alla produzione di biometano, alle soluzioni di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e alla commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

Tra le altre società, Versalis è impegnata nel percorso di trasformazione in un'azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità e decarbonizzazione; Eni Rewind, è focalizzata sulle bonifiche e la gestione dei rifiuti con soluzioni efficaci per clienti pubblici e privati, in Italia e all'estero.



Esselunga è una delle principali realtà italiane nel settore della grande distribuzione che opera attraverso una rete di oltre 180 negozi tra superstore, supermarket e il nuovo format laEsse in Lombardia, Toscana, Emilia-Romagna, Piemonte, Veneto, Liguria e Lazio.

Tutti i negozi sono serviti dai centri di produzione, lavorazione e distribuzione situati a Limoto di Pioltello (MI), Parma, Biandrate (NO), Sesto Fiorentino (FI) e Chiari (BS).

Fanno parte di Esselunga anche i Bar Atlantic e le profumerie eb®.

La storia di Esselunga inizia nel 1957 con l'apertura a Milano del primo supermercato in Italia. Oggi il gruppo si avvale di oltre 25.000 persone, ha un fatturato di oltre 8,8 miliardi di euro e conta 5,5 milioni di clienti fidelizzati. L'azienda lavora costantemente per garantire qualità, convenienza, innovazione e tutela dei consumatori, con un impegno quotidiano per la sostenibilità.

Produttore oltre che distributore, Esselunga è una vera e propria food company che vanta tra i suoi punti di forza i prodotti freschi e, in particolare, i prodotti realizzati nei propri stabilimenti.

La valorizzazione del territorio e la centralità del made in Italy sono da sempre una prerogativa di Esselunga.

Obiettivo quotidiano è garantire la soddisfazione del cliente attraverso un ottimo livello di servizi e prodotti e ponendo grande attenzione alla convenienza.

L'azienda è impegnata in attività a sostegno della cultura, del sociale, della salute, dell'educazione e dello sport. Tutte le iniziative che abbraccia confermano e rafforzano la vocazione di Esselunga per il servizio alle comunità e al territorio.

La missione di Hybitat S.R.L è quella di rivoluzionare il settore dello stoccaggio energetico residenziale e commerciale di piccole dimensioni attraverso un avanzato sistema a idrogeno alimentato da fonti rinnovabili. Il sistema di stoccaggio della Proponente rappresenta un significativo miglioramento rispetto alle soluzioni attuali proposte dal mercato, grazie alla sua capacità di ottimizzare l'integrazione delle componenti, riducendo sia la ridondanza che i costi.

Questa soluzione non solo risulta essere più efficiente rispetto alle tradizionali batterie al litio, ma offre anche una maggiore affidabilità e durata, rispondendo così alla necessità di una fonte energetica stabile e duratura. La soluzione proposta utilizza l'energia rinnovabile in modo efficiente, permettendo ai consumatori di sfruttare al massimo l'energia prodotta da impianti fotovoltaici domestici. Ad esempio, durante le ore di picco della produzione solare, l'eccesso di energia viene immagazzinato nelle batterie a idrogeno e può essere uti-

lizzato quando la produzione solare è bassa, assicurando una fornitura energetica continua e riducendo la dipendenza dalla rete elettrica. Il sistema di gestione energetica integrata di Hybitat, basato su intelligenza artificiale, consente agli utenti di monitorare e gestire il consumo energetico in tempo reale. Questo avanzato software di controllo non solo ottimizza i flussi energetici, ma adatta anche il consumo energetico al profilo dell'utente finale, migliorando l'efficienza operativa e riducendo gli sprechi. Il prodotto proposto è progettato per essere modulare e scalabile, rendendolo adatto a diverse tipologie di utenti, inclusi residenze singole, condomini, piccole imprese e infrastrutture pubbliche. Con modularità si intende che il sistema può essere facilmente espanso in base alle esigenze specifiche dell'utente senza necessità di modifiche tecniche significative.

Marcegaglia è un gruppo industriale italiano attivo da oltre sessant'anni nella trasformazione dell'acciaio. Fondato da Steno Marcegaglia nel 1959 a Gazoldo degli Ippoliti, il Gruppo, interamente controllato dai figli, Antonio ed Emma, è oggi presente, in campo siderurgico, nell'intera catena del valore. Dopo le operazioni di acquisizione di un'acciaiera a forno elettrico per acciai speciali a Sheffield, in UK, e del sito francese di Fos-sur-Mer, l'azienda è entrata anche nella produzione primaria, con l'obiettivo di accorciare e stabilizzare le proprie filiere, potenziare le sinergie industriali, proseguendo nel percorso di sviluppo di prodotti sempre più sostenibili e competitivi. Con un fatturato di 9 miliardi di euro, 7.500 dipendenti, 36 stabilimenti distribuiti in 4 Continenti, 6,5 milioni di tonnellate di acciaio lavorate ogni anno per oltre 15.000 clienti in Europa e nel mondo, il Gruppo è leader riconosciuto nello scenario siderurgico nazionale e internazionale.

L'alto livello di progettualità, l'approccio al cambiamento, l'attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale fanno di Marcegaglia un'azienda sempre presente laddove si sperimenta ed innova. Il Gruppo ha investito in H2GS, prima vera acciaiera al mondo a emissioni zero; è tra i partner di un progetto di CCUS nell'area industriale di Ravenna e sta esplorando l'utilizzo dell'idrogeno verde per contribuire allo sviluppo di un'industria siderurgica che risponda alla necessità di produrre e trasformare in maniera sempre più responsabile e sostenibile, trovando giusto equilibrio tra risorse, benessere, inclusione. Anche per questo, il legame tra azienda e territorio si è rafforzato nel corso degli anni strutturandosi nel 2010 con la costituzione di Fondazione Marcegaglia, naturale evoluzione dello spirito filantropico della Famiglia, che persegue finalità di solidarietà, sostegno e creazione di progetti in ambito socio-sanitario, scolastico, economico-sociale ed è attiva in Italia e all'estero.

MOST - Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile, attraverso la collaborazione con 24 università, il CNR e 24 grandi imprese, ha la missione di implementare soluzioni moderne, sostenibili e inclusive per l'intero territorio nazionale.

Le aree e gli ambiti tecnologici di maggiore interesse del progetto sono: mobilità aerea, veicoli stradali sostenibili, trasporto per vie d'acqua, trasporto ferroviario, veicoli leggeri e mobilità attiva.

Il Centro Nazionale si occuperà di rendere il sistema della mobilità più "green" nel suo complesso e più "digitale" nella sua gestione.

Lo farà attraverso soluzioni leggere e sistemi di propulsione elettrica e a idrogeno; sistemi digitali per la riduzione degli incidenti; soluzioni più efficaci per il trasporto pubblico e la logistica; un nuovo modello di mobilità, come servizio, accessibile e inclusiva.

NOI Techpark connette aziende, Università e Istituti di ricerca per innescare competitività e sviluppo in 5 settori: Green, Alpine, Food, Digital, Automation e Automotive. Sorto grazie a un investimento di 120 milioni della Provincia Autonoma di Bolzano, conta attualmente 70 aziende e 30 start-up, 4 Istituti di Ricerca (Fraunhofer Italia, Eurac Research, Agenzia CasaClima e Centro di Sperimentazione di Laimburg), 4 Facoltà della Libera Università di Bolzano (unica università italiana trilingue) e 30 laboratori scientifici di eccellenza. Occupa 500 persone altamente qualificate (+ 70% con master o PHD) e provenienti da ogni parte del mondo (si contano ben 15 lingue differenti). Supporta e mette in cooperazione tra loro attori e protagonisti dell'innovazione, dando impulso a progetti di R&S e favorendo l'accesso a partner, infrastrutture e finanziamenti.

Fornisce consulenza alle aziende nel campo del management dell'innovazione. Offre assistenza alle start-up incubate, spazi di coworking, un centro congressi con sale modulari nonché aree da affittare e edificare. È aperto alla cittadinanza 7 giorni su 7 dalle 8 alle 22: un'area al piano terra,

il NOISE, offre la possibilità a chiunque di usufruire gratuitamente di postazioni di lavoro e meeting con connessione ad alta velocità. All'esterno grazie a una cavea a gradoni coperta ricavata sotto il Black Monolith possono essere organizzati incontri e spettacoli all'aperto. Negli anni a venire, sui previsti 12 ettari dell'areale, saranno realizzati altri moduli costruttivi. Dopo l'Istituto per la biomedicina nel 2021, nel semestre invernale del 2022 sarà ultimata la nuova Facoltà di Ingegneria. Il nome "NOI" è l'acronimo del positioning, Nature of Innovation, che intende generare innovazione orientandosi all'esempio della Natura stessa: sostenibilità e capacità di adattamento sono i due concetti base. Il ciclo naturale della vita, la circolarità delle stagioni, la forza con cui la Natura ricerca e mette in atto i propri espedienti, i principi che la rendono tanto capace di adattarsi e resistere sono trasferibili e la sfida di NOI Techpark è di integrare questo modello nell'agire e nei prodotti delle aziende. L'intero quartiere è il primo in Europa certificato LEED Gold, certificazione che garantisce la sostenibilità dell'intero progetto dal punto di vista ambientale. La facciata principale raggiunge il livello "Klimahaus Gold", l'intero edificio il livello A.



RWE è tra i principali attori nel mercato delle energie rinnovabili in Italia. Grazie alla vasta esperienza nel settore, è presente sul territorio nazionale con 15 parchi eolici onshore in esercizio con una capacità installata di circa 500 megawatt, in grado di soddisfare il fabbisogno energetico annuale di circa 400,000 famiglie. Entro il 2025, inoltre, è prevista la messa in funzione di due nuovi parchi eolici onshore e del primo impianto fotovoltaico in Italia..

RWE è attiva in tutte le fasi della catena del valore - dalla ricognizione di potenziali siti per lo sviluppo, alla costruzione, manutenzione nonché alla dismissione e repowering di impianti su tutto il territorio nazionale - dando sempre priorità alla massima qualità dei progetti.

Possiamo contare sull'esperienza di personale altamente qualificato: oltre 170 professionisti che operano sia a livello nazionale che internazionale. Grazie alla competenza e preparazione di rilievo di project managers, project engineers, tecnici e operatori, RWE crea importanti op-

102

portunità economiche a livello locale.

Ovunque operiamo, i nostri impianti rappresentano dei vettori per la valorizzazione e la crescita del territorio. Le nostre attività si fondano su partnership solide e sul dialogo con le comunità locali, garantendo misure di compensazione e mitigazione in campo ambientale e promuovendo cultura e tradizioni locali. Con il Programma RinnovaMente, concepito per divulgare la cultura della transizione energetica ed ecologica, abbiamo creato un progetto formativo destinato alle scuole e programmato una serie di eventi per incontrare le comunità locali.



Snam è il primo operatore europeo nel trasporto del gas naturale con una rete, in Italia e all'estero, di circa 38.000 km. L'azienda opera anche nello stoccaggio, di cui detiene oltre il 17% della capacità a livello europeo, e nella rigassificazione, con una capacità annua di 13,5 miliardi di metri cubi di gas che saliranno a 18,5 miliardi di metri cubi nel 2025 per effetto dell'entrata in esercizio del rigassificatore di Ravenna. È tra le principali società quotate italiane per capitalizzazione di mercato.

Con i suoi 80 anni di esperienza nella realizzazione e gestione di infrastrutture, Snam garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti e promuove la transizione energetica con investimenti nei gas verdi (biometano e idrogeno), nell'efficienza energetica e nella tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage). L'azienda crea, inoltre, nuove aree verdi attraverso una società benefit focalizzata su progetti di forestazione urbana.

Siamo una società di engineering multi-settoriale: effettuiamo progettazione 3D, analisi FEM e simulazioni CFD, sia come servizi singoli che come servizi integrati, per supportare i reparti di Ricerca & Sviluppo a ridurre il time to market ed evitare lunghi processi di make & try. Siamo certificati ISO 9001:2015 e offriamo processi di lavoro meticolosi per valutare nel dettaglio ogni variabile, senza lasciare nulla al caso.

I nostri servizi di consulenza ingegneristica avanzata rispondono alle esigenze di tutte le aziende, dai produttori di minuscoli componenti fino alle multinazionali che realizzano macchinari e impianti di grandi dimensioni. Questo perché la termodinamica e la meccanica sono due scienze che interessano tanto l'automotive quanto il settore biomedicale, l'oil & gas, l'industria chimica, le energie rinnovabili, ma anche l'automazione, l'industria siderurgica, la carpenteria e l'aerospace. Grazie alla nostra flessibilità e alle nostre capacità di ascolto e di analisi, siamo in grado di applicare le nostre competenze a più livelli, ga-

rantendo professionalità e risultati misurabili in ogni settore, per dare valore aggiunto ad ogni progetto e far risparmiare alle aziende tempo e risorse.





Copyright 2015 © Politecnico di Milano  
Dipartimento di Ingegneria Gestionale Collana Quaderni AIP  
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 – Tribunale di Milano

ISBN 9788864931074