



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale (LM-31)

A.a. 2024/2025

Sessione di Laurea Ottobre 2025

**Analisi delle dinamiche d'innovazione
nelle tecnologie green hydrogen:
patent landscape e
modelli di business emergenti**

Relatore:

Professor Giuseppe Scellato

Candidato:

Mattia Caputo

S319494

*Ai miei genitori,
a chi c'è stato
e a chi sarà sempre al mio fianco.*

*“Non chi comincia, ma quel che persevera”
(nave scuola della Marina Militare Italiana, Amerigo Vespucci)*

Indice

ABSTRACT	1
CAPITOLO 1: Contestualizzazione	3
1.1 Overview sull'idrogeno: cos'è, presenza e cenni storici	3
1.2 Idrogeno ed elettrolisi: l'idrogeno verde	7
1.2.1 Tecnologie di produzione	10
1.3 Altri "colori" dell'idrogeno	20
1.4 Supply chain dell'idrogeno	29
1.4.1 Distribuzione e stoccaggio	29
1.4.2 End-use	36
1.5 Economia dell'idrogeno verde: costi e sfide industriali	41
CAPITOLO 2: Analisi di Mercato	52
2.1 Mercato globale dell'idrogeno verde	52
2.2 Principali attori industriali e istituzionali	53
2.3 Approfondimento: casi studio reali	58
2.4 Politiche, incentivi e normative	62
CAPITOLO 3: Patent Landscape e Innovation Trends	66
3.1 Importanza dell'innovazione e dei brevetti	66
3.2 Patent Landscape: metodologia.....	70
3.2.1 Descrizione del perimetro di ricerca	70
3.2.2 Identificazione del dataset	71
3.2.3 Download, pulizia e raffinamento del dataset.....	77
3.3 Statistiche descrittive del Dataset	78
3.3.1 Confronto "cross-sector" tra tecnologie di produzione	78
3.3.2 Focus sulle tecnologie green hydrogen.....	82
3.3.3 Analisi comparativa e discussione strategica	107
CAPITOLO 4: Modelli di business	111
4.1 Ecosistema start-up.....	111
4.2 Electric Hydrogen: la scale-up nel settore dell'idrogeno verde.....	116

4.3 Caso studio: Enapter	124
4.3.1 Dalle origini al mercato: evoluzione e raccolta capitali	124
4.3.2 Tecnologia proprietaria e modello di business	126
4.3.3 Strategia aziendale e prospettive di sviluppo	129
4.4 Caso studio: Power to Hydrogen.....	130
4.4.1 Dalle origini al mercato: evoluzione e raccolta capitali	130
4.4.2 Tecnologia proprietaria e modello di business	133
4.4.3 Strategia aziendale e prospettive di sviluppo	138
CAPITOLO 5: Conclusioni	141
Bibliografia	144
Sitografia	146

ABSTRACT

La transizione energetica in atto ha riportato l'idrogeno al centro del dibattito come vettore strategico per la decarbonizzazione dei settori "hard to abate". In particolare, l'idrogeno verde, prodotto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili, si configura come uno degli strumenti più promettenti per ridurre le emissioni e per costruire un'economia sostenibile. Questa tesi si propone di analizzare in maniera approfondita le dinamiche tecnologiche, di mercato e i trend innovativi che stanno caratterizzando lo sviluppo dell'idrogeno verde a livello internazionale.

Nel primo capitolo viene presentato un inquadramento teorico sul ruolo dell'idrogeno, le sue proprietà chimiche e le possibili applicazioni, con un approfondimento sui processi di elettrolisi (AEL, PEM, AEM, SOEC) e fotocatalisi, spiegando i relativi vantaggi e limiti e quantificando il tutto con un'analisi economica a riguardo.

Il secondo capitolo è dedicato all'analisi di mercato, evidenziando dimensioni e prospettive di crescita. Particolare attenzione è rivolta ai principali attori industriali e istituzionali, che stanno contribuendo allo sviluppo della filiera. Il capitolo si conclude con una rassegna delle principali politiche e normative (come l'Inflation Reduction Act negli Stati Uniti e la strategia europea sull'idrogeno), che costituiscono il supporto indispensabile per accelerare la diffusione e l'adozione definitiva di queste tecnologie.

Il terzo capitolo affronta il tema dell'innovazione attraverso un'analisi brevettuale che consente di mappare l'evoluzione tecnologica dell'idrogeno e di identificare i principali trend di ricerca e sviluppo. L'analisi comparata avviene tra le diverse tipologie di idrogeno (grigio, blu, verde, turchese) con un focus importante sulle tecnologie "green"; quest'ultimo rivela come l'idrogeno verde rappresenti oggi il segmento più dinamico, con una crescita brevettuale significativa e una competizione globale sempre più intensa.

Il quarto capitolo si concentra infine sull'ecosistema start-up, osservando le strategie di business adottate, i modelli di finanziamento e le dinamiche di crescita. Attraverso tre casi studio (Electric Hydrogen, Enapter e un'ulteriore realtà innovativa), vengono illustrate le traiettorie imprenditoriali che stanno contribuendo a trasformare idee e tecnologie in soluzioni scalabili, capaci di incidere concretamente sul mercato.

Complessivamente, l'elaborato evidenzia come l'idrogeno verde non sia più soltanto una prospettiva tecnologica a lungo termine, ma un settore in rapida evoluzione, sostenuto da un mix di politiche pubbliche, investimenti privati e iniziative imprenditoriali. Al contempo, emergono le criticità che ostacolano la definitiva diffusione e che sono ancora da affrontare: la necessità di ridurre i costi di produzione, ampliare le infrastrutture e attrarre capitali su larga scala. In conclusione, l'elaborato offre una lettura integrata sulle dinamiche che riguardano queste tecnologie, lasciando al lettore degli spunti che mirano a sottolineare il ruolo cruciale che hanno le collaborazioni tra industria, istituzioni e nuove imprese per il successo della transizione energetica globale.

CAPITOLO 1: Contestualizzazione

1.1 Overview sull'idrogeno: cos'è, presenza e cenni storici

Prima di iniziare la trattazione dell'argomento, è sempre bene dedicare una quantità adeguata di tempo alla contestualizzazione dello stesso, fornendo al lettore tutti gli strumenti necessari per comprendere al meglio ciò che verrà trattato successivamente all'interno dell'elaborato. Questa sezione introduttiva ha quindi come scopo quello di riportare alcune nozioni ed informazioni basilari sull'idrogeno, in modo da conoscerlo meglio e di familiarizzare con esso.

L'idrogeno (dal latino *hydrogenum* quindi “generatore d'acqua”), è il primo elemento della tavola periodica, rappresentato dal simbolo H e con un peso atomico di 1,008, è l'elemento chimico più leggero che esista (14,39 volte meno denso dell'aria, il che ne facilita la dispersione), nonché il più abbondante di tutto l'universo, sia nella materia già condensata in stelle, fino al 70% (dove è presente come plasma e rappresenta il combustibile delle reazioni termonucleari), sia nella materia diffusa interstellare fino al 90% (treccani.it). A temperatura ambiente esso si presenta sotto forma di gas a molecola biatomica (H_2) del tutto inodore, incolore, insapore, non velenoso e molto stabile. Fu isolato per la prima volta nel 1766 dallo scienziato Henry Cavendish, che lo definì “aria infiammabile” per via delle sue proprietà combustibili. Il nome “idrogeno” fu coniato sette anni più tardi da Antoine Lavoisier, deriva infatti dal francese *hydrogène* e significa letteralmente “generatore d'acqua”, in riferimento alla reazione che produce la molecola di H_2O quando l'idrogeno viene bruciato in presenza di ossigeno (treccani.it).

Massa atomica	1,0078 g/mol
Massa molecolare	2,016 g/mol
Densità allo stato liquido $\rho_{H_2,l}$	70,8 kg/m ³
Densità allo stato gassoso $\rho_{H_2,g}$	0,08989 kg/m ³
Temperatura di fusione	14,02 K (-259,13 °C)
Temperatura di ebollizione	20,27 K (-252,88 °C)

Tabella 1.1 – Proprietà dell'idrogeno

È molto difficile da trovare in natura come molecola a sé stante, ma allo stesso tempo, allo stato combinato, è il terzo elemento più diffuso sul pianeta dopo ossigeno e silicio:

costituisce infatti l'11,9% della massa dell'acqua (H₂O) ed è un componente presente nella maggior parte delle sostanze organiche, come ad esempio il gas metano (CH₄), nei composti vegetali e negli idrocarburi (treccani.it). Tuttavia, solo lo 0,9% in peso è presente nella crosta terrestre, e, nell'atmosfera, l'idrogeno libero è sostanzialmente inesistente a causa della densità estremamente bassa che tende a farlo risalire verso l'alto (ad altezze superiori i 100 km) fino a sfuggire al campo gravitazionale. Fare riferimento alla Tabella 1.1, in cui vengono riassunte alcune delle sue proprietà principali.

Essendo quindi legato prettamente ad altri atomi, se si vuole avere l'idrogeno naturale è necessario estrarlo attraverso trasformazioni chimiche che richiedono energia. L'idrogeno non è quindi una fonte primaria di energia, ovvero non è presente in natura in forma libera ed utilizzabile direttamente (come accade per le fonti fossili come carbone, petrolio, gas naturale o per le rinnovabili), bensì è definito *vettore energetico*, poiché può immagazzinare e fornire grandi quantità di energia senza generare CO₂ durante il suo utilizzo, motivo per il quale ci si ripone grande fiducia per far fronte alle sfide climatiche. Vedremo successivamente, nel corso dell'elaborato, quali sono le metodologie utilizzate per l'estrazione e quali sono i suoi utilizzi principali.

Combustibile	Densità [Kg/m ³]	Potere calorifico lordo (PCL) [MJ/Kg] (MJ/m ³)	Potere calorifico netto (PCN) [MJ/Kg] (MJ/m ³)
<i>Gas naturale (95% CH₄)</i>	0,747	54,0 (40,34)	48,7 (36,38)
<i>Idrogeno</i>	0,089	142,2 (12,79)	120,2 (10,81)
<i>Benzina</i>	744	46,5 (34,61)	43,4 (32,32)
<i>Diesel</i>	846	45,6 (38,55)	42,6 (36,05)
<i>GPL</i>	507	50,2 (25,45)	46,6 (23,65)
<i>Idrogeno liquido</i>	71	141,8 (10,03)	120,1 (8,49)

Tabella 1.2 – Confronto tra idrogeno e altri combustibili (<https://www.engineeringtoolbox.com>)

Allo stato gassoso è un buon combustibile, infatti, messo a confronto con i carburanti e i combustibili in uso, vediamo come possiede la densità energetica (o potere calorifico) (J/Kg) più elevata (Tabella 1.2). In particolar modo si osserva come, una volta bruciato, la quantità di calore o meglio il potere calorifico netto (PCN) dell'idrogeno è circa 2,5 volte superiore rispetto a quello prodotto bruciando metano e circa 2,8 volte superiore rispetto alla benzina. Questa caratteristica, rende l'elemento particolarmente diffuso in diverse applicazioni industriali, come ad esempio nelle industrie “energivore” (come il settore dell'acciaio e del

vetro) ovvero quelle industrie che necessitano di grandi quantità di calore per i processi produttivi.

Tuttavia, vi sono studi sostenenti che questa enfattizzazione della densità di H_2 in peso sia poco significativa (N. Armaroli et al., 2023), in quanto l'idrogeno in condizioni standard è allo stato gassoso, quindi il dato rilevante è la densità di energia volumetrica ($10,81 \text{ MJ/m}^3$), non gravimetrica. Questo significa che per trasportare la stessa quantità di energia immagazzinata nel metano, occorrerebbe muovere una quantità più che tripla di idrogeno, con conseguenti sfide pratiche, infrastrutturali ed economiche. Motivo per il quale, approfondiremo in seguito le modalità con cui viene stoccato e distribuito, che è a tutti gli effetti una delle sfide maggiori per la sua definitiva espansione.

Prima di entrare nel cuore della trattazione, è interessante soffermarsi sulle applicazioni che vedono e hanno visto l'idrogeno come protagonista nel corso degli anni, e di come queste giochino un ruolo sempre più preponderante. Il suo utilizzo è tutt'altro che attuale, basti pensare che l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile era già riconosciuto nella metà del secolo scorso. Infatti, fino agli anni Cinquanta nelle grandi città europee, viene distribuito nelle case il cosiddetto "gas di città" per il riscaldamento delle case; questo gas non è altro che una miscela di idrogeno (al 50%) e ossido di carbonio, ottenuto facendo reagire il carbone con il vapore acqueo (eni.it). A cavallo tra la Prima e la Seconda Guerra Mondiale, l'idrogeno, grazie alla sua densità molto bassa, fu utilizzato come gas di riempimento per aerostati, in particolare dai famosi dirigibili tedeschi Zeppelin. Legato a questo utilizzo, vi è purtroppo la tragedia di Hindenburg, dove, nel 1937, un dirigibile colpì un pilone di ormeggio e prese fuoco, schiantandosi al suolo, causando la morte di 34 passeggeri. Dopo questo incidente, l'utilizzo dell'idrogeno fu momentaneamente accantonato in quanto tutta la comunità scientifica rimase interdetta sulla pericolosità dell'elemento, ritornando in auge nel 1973 a seguito della crisi petrolifera. Negli anni '50 iniziarono le applicazioni in ambito militare e aeronautico, in particolar modo, gli Americani finanziarono un progetto, guidato dallo scienziato Edward Teller, per la realizzazione di una nuova tipologia di ordigno esplosivo denominato "bomba H" con potenzialità distruttive maggiori della bomba atomica. Ad avvalorare questa tesi, vi è stata la prima detonazione sperimentale di questa bomba, nel 1952 nell'arcipelago delle Marshall (Pacifico settentrionale); si precisa che l'ordigno pesava 65 tonnellate e a seguito dell'esplosione, si creò un cratere profondo 800 metri e largo 3 chilometri, eliminando praticamente l'isola. In ambito aeronautico invece, sempre gli Stati Uniti, nel 1957, costruirono un bombardiere B-57 alimentato a idrogeno, mentre negli anni

Sessanta, la NASA iniziò a sfruttare l'idrogeno (allo stato liquido) come propellente per gli ultimi stadi nei propulsori spaziali Centaur e Saturn per gli space shuttle. Sempre la NASA, nel 1965, equipaggiò la capsula della missione spaziale Gemini con una cella a combustibile a idrogeno e ossigeno, dalla potenza di 1kW, che produceva elettricità a seguito dell'ossidazione, e come "scarto" della reazione acqua potabile per gli astronauti (enelgreenpower.com). Nel settore del trasporto su gomma, nel '66 la General Motors produsse il furgone GM Electrovan, il primo a celle a combustibile pensato per il mercato ma il progetto fu presto accantonato per i costi troppo elevati per l'epoca. L'azienda giapponese Honda invece, iniziò negli anni '90 il progetto per la prima vettura a celle a combustibile destinata alla produzione industriale, l'Honda FCX; quest'ultima fu messa sul mercato nel 2007 (enelgreenpower.com).

Oltre alle applicazioni storiche e sperimentali, che ne hanno accompagnato lo sviluppo nel corso del tempo, l'idrogeno riveste tutt'oggi un ruolo fondamentale in numerosi ambiti industriali, rappresentando una risorsa strategica e trasversale per diversi settori produttivi. L'idrogeno rappresenta oggi un vettore energetico strategico per la decarbonizzazione dell'economia e la transizione verso un sistema energetico più sostenibile. La sua versatilità consente molteplici impieghi, configurandosi come una risorsa trasversale in grado di contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni climalteranti. Le sue applicazioni spaziano dal comparto chimico e petrolifero fino ai settori dei trasporti, della metallurgia e dell'energia, confermandone il ruolo centrale in una futura economia low-carbon.

Nel settore chimico, l'idrogeno è largamente utilizzato come reagente nella produzione di ammoniaca (tramite il processo Haber-Bosch), metanolo e idrocarburi sintetici. Viene inoltre impiegato nei processi di idrogenazione per la produzione di margarine, oli alimentari e cosmetici, nonché nella sintesi di saponi, vernici e lubrificanti. Nel settore petrolifero, l'idrogeno assume un ruolo centrale nelle operazioni di idrocracking e idro-raffinazione, processi fondamentali per migliorare la qualità dei combustibili fossili attraverso la rottura controllata di molecole complesse e l'eliminazione di impurità indesiderate (chimica-online.it). Nell'industria metallurgica, trova impiego come agente riducente nella produzione di metalli puri e viene anche utilizzato nei processi di saldatura grazie alla sua elevata temperatura di fiamma e purezza delle reazioni (treccani.it; eni.it).

In ottica futura, si delineano diversi scenari applicativi dell'idrogeno legati alla transizione energetica. Tra questi si distingue il concetto di *power-to-X*, che evidenzia la capacità dell'idrogeno di agire da ponte tra la produzione elettrica da fonti rinnovabili e vari utilizzi finali. In particolare, si identificano quattro direttrici principali: *power-to-feedstock*, che si riferisce all'uso dell'idrogeno come materia prima, specialmente per la produzione di ammoniaca e metanolo; *power-to-fuel*, ovvero l'impiego come carburante nei veicoli a celle a combustibile (FCEV), che offrono prestazioni simili a quelle dei veicoli convenzionali ma con minori emissioni; *power-to-power*, dove l'idrogeno è utilizzato per l'accumulo di energia e successiva riconversione in elettricità; infine, *power-to-gas*, che prevede l'immissione dell'idrogeno nella rete del gas naturale per alimentare anche il settore residenziale.

Tutti questi ambiti, evidenziano come l'idrogeno sia, a tutti gli effetti, una risorsa chiave per l'industria moderna. La sua grande versatilità, unita alla crescente attenzione verso soluzioni energetiche più “green”, ne rafforza il ruolo centrale come elemento strategico specie nei settori cosiddetti “hard to abate”, giustificando l'interesse e gli sforzi economici di vari Paesi.

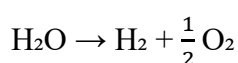
1.2 Idrogeno ed elettrolisi: l'idrogeno verde

Negli ultimi anni, parlando di idrogeno, è diventato sempre più comune associare a quest'ultimo una gamma di denominazioni cromatiche: ad esempio termini come “idrogeno verde”, “blu”, “grigio” o “marrone” sono ormai ricorrenti sia nel linguaggio tecnico sia in quello divulgativo. Questo potrebbe far pensare a una differenziazione a livello visivo del gas, ma, come accennato nel paragrafo 1.1, l'idrogeno è per natura un elemento completamente incolore, inodore e insapore. L'attribuzione di un “colore” non ha dunque alcuna valenza fisica, bensì tale attributo viene assegnato sia per descrivere il processo adoperato per estrarre l'idrogeno e renderlo utilizzabile come vettore di energia, sia per indicare la quantità di gas serra rilasciato nell'atmosfera. Le emissioni di CO₂ di ciascun processo, dipendono soprattutto dalla fonte da cui si ricava l'idrogeno (acqua, metano, carbone, etc.) e dall'energia di input utilizzata.

La tecnologia attualmente più consolidata per la produzione di idrogeno verde è l'**elettrolisi dell'acqua**, alimentata da elettricità proveniente da impianti fotovoltaici ed eolici (eai.enea.it), o anche da impianti che producono energia geotermica o idroelettrica. Questo processo, noto anche come “water splitting” (elettromagazine.it), consiste nella scissione elettrochimica dell'acqua nei suoi elementi costitutivi, ovvero idrogeno (H₂) e ossigeno (O₂),

come possiamo osservare nella Figura 1. Quando l'elettricità utilizzata proviene interamente da fonti rinnovabili, le emissioni di CO₂ connesse risultano nulle, permettendo così di ottenere un ciclo di produzione completamente pulito, da qui la scelta di associare il colore verde. Questa caratteristica lo rende una delle soluzioni più promettenti per la decarbonizzazione dell'economia globale; la possibilità di produrlo ovunque siano disponibili acqua ed energia rinnovabile rende il sistema estremamente flessibile e scalabile, adattabile a contesti locali e industriali diversi (P. Majewski et al., 2023).

La reazione avviene in un solo passaggio ed è relativamente semplice dal punto di vista chimico:



Uno dei principali vantaggi di questa tecnologia risiede nella purezza elevata dell'idrogeno ottenuto (>99,95%), che non necessita di ulteriori trattamenti di raffinazione, a differenza di quanto accade, come vedremo in seguito, con l'idrogeno grigio (Ajanovic et al., 2022). Inoltre, le celle elettrolitiche non rappresentano una tecnologia nuova o sperimentale: sono impiegate da tempo e presentano un rendimento nella conversione dell'elettricità in idrogeno compreso circa tra il 60% e l'80%.

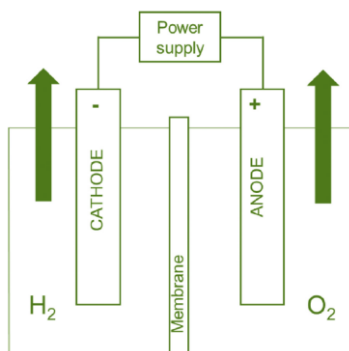


Figura 1: Schematizzazione del processo di elettrolisi dell'acqua

In quanto vettore energetico, l'idrogeno rappresenta un elemento strategico per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (come l'eolico e il fotovoltaico), all'interno del sistema energetico. Il suo impiego consente infatti di svolgere una funzione di bilanciatore di rete (eai.enea.it): nei momenti in cui la produzione di energia da fonti rinnovabili supera la domanda (ad esempio durante i picchi di generazione solare o eolica), l'energia in eccesso può essere impiegata per produrre idrogeno tramite il processo di elettrolisi. Una volta stoccato, diventa infatti una riserva energetica versatile e utilizzabile

come combustibile pulito per la generazione di calore, oppure come fonte per la produzione di elettricità attraverso dispositivi ad alta efficienza come le celle a combustibile (fuel cells).

Spostandoci adesso sul piano quantitativo, iniziamo col dire che l'idrogeno verde allo stato attuale, rappresenta lo 0,1% della produzione globale di idrogeno (che si attestava a circa 97 milioni di tonnellate nel 2023) quindi contribuisce per ~100k tonnellate (IEA, 2024). Alla fine del 2023, la capacità installata globale di elettrolizzatori per l'acqua ha raggiunto 1,4 GW, quasi il doppio rispetto al 2022. Le stime indicano una crescita ancora più consistente: considerando i progetti che hanno già raggiunto la decisione finale d'investimento (FID) o che sono attualmente in costruzione, la capacità potrebbe salire fino a 5 GW entro la fine del 2024 (IEA, 2024). Tuttavia, a settembre dello stesso anno, solo 205 MW di nuova capacità risultavano effettivamente operativi, questo evidenzia un avanzamento concreto, ma con tempistiche più lente rispetto alle proiezioni iniziali. Inoltre, tra il 2020 e il 2023, il tasso di crescita annuo composto (CAGR) per le installazioni è stato pari al 60%. Proiettando lo scenario al 2030, il CAGR potrebbe superare il 100% a partire dal 2024 (o l'80% se si escludono i progetti nelle fasi iniziali), raggiungendo un ritmo di crescita quasi doppio rispetto a quello sperimentato dal fotovoltaico solare nel suo periodo di massima espansione negli ultimi vent'anni.

Nel contesto geografico, la Cina ha guidato lo sviluppo nel 2023, contribuendo per circa l'80% alla nuova capacità operativa, inclusa la realizzazione del più grande impianto di elettrolizzatori al mondo: il sito da 260 MW di Kuqa, firmato Sinopec. L'Europa ha aggiunto circa il 12% della nuova capacità, pari a una parte significativa dei quasi 700 MW complessivi. Guardando al 2024, la Cina potrebbe portare la propria quota al 70% della capacità globale, mentre l'Europa e gli Stati Uniti potrebbero arrivare rispettivamente al 15% e al 6%, qualora tutti i progetti pianificati venissero effettivamente completati (IEA, 2024).

Tuttavia, l'elettrolisi non è l'unica strada percorribile, vi sono infatti alcune tecnologie emergenti per la produzione di idrogeno a basse emissioni, ad esempio: la produzione dalle biomasse, lo steam reforming alimentato da biometano (ne parleremo in seguito con l'idrogeno turchese) e la scissione fotocatalitica dell'acqua. Quest'ultima innovazione, si trova ancora a uno stato iniziale di maturità (TRL pari a 2 o 3), ma sono in corso diversi progetti pilota e diverse startup si stanno occupando dell'argomento. Ad esempio, la startup italiana StarLIGH2T del Politecnico di Torino, sviluppa una tecnologia fotocatalitica brevettata per la produzione di idrogeno verde dall'acqua. Le sue nanoparticelle plasmoniche

a forma di stella aumentano l'efficienza dell'assorbimento solare, rendendo la produzione di idrogeno potenzialmente più economica e sostenibile rispetto ai metodi tradizionali.

Per concludere, grazie alla sua natura a basse emissioni, l'idrogeno verde si sta affermando come alternativa strategica per decarbonizzare settori ad alta intensità energetica e difficili da elettrificare (hard-to-abate), come la siderurgia, la produzione di cemento o come il trasporto pesante e il trasporto marittimo. In questo contesto, rappresenta un pilastro fondamentale per raggiungere l'obiettivo, fissato dall'Unione Europea, NZE 2050 (Net Zero Emission 2050).

1.2.1 Tecnologie di produzione

Quando si parla di elettrolisi dell'acqua, è bene fare chiarezza per quanto riguarda il suo funzionamento di base. Ogni elettrolizzatore ha dell'energia elettrica in input (fornita da fonti rinnovabili nel caso dell'idrogeno verde), che va ad alimentare il processo chimico di separazione della molecola d'acqua. L'apparecchiatura dove si effettua il processo è costituita da un contenitore riempito con un'opportuna sostanza, detta elettrolita, che permette il flusso degli ioni. Al suo interno, sono inseriti due conduttori elettrici (anodo e catodo), chiamati elettrodi. Le molecole d'acqua vengono scisse mediante il passaggio di corrente elettrica continua tra gli elettrodi (questa energia in ingresso può arrivare ad essere anche molto elevata, nell'ordine di centinaia di kW). Un altro componente importante in un elettrolizzatore, è la membrana separatrice e selettiva che consente il passaggio di specifici ioni o elettroni tra gli elettrodi. Questa membrana permette di mantenere separati i gas per evitare il rischio che si formi una miscela esplosiva nell'unità di elettrolisi. In un impianto reale, non tutta l'energia assorbita si trasforma in idrogeno, bensì, una parte viene dissipata sotto forma di calore; in altre parole, quanto maggiore è la potenza elettrica che l'elettrolizzatore è in grado di assorbire e più elevate sono le “ore equivalenti”¹ di funzionamento annuo, allora maggiore sarà la produzione complessiva di idrogeno puro ottenuta a valle del processo.

Un elettrolizzatore, non lavora da solo ma richiede apparecchiature aggiuntive. Infatti, l'idrogeno e l'ossigeno generati vengono raffreddati, purificati, compressi e immagazzinati; tuttavia, in molte installazioni, l'ossigeno non viene immagazzinato ma sfiatato

¹ Le ore equivalenti rappresentano il numero di ore in cui l'impianto, idealmente, ha operato alla sua piena potenza nominale, e costituiscono un indicatore sintetico della continuità operativa e dell'efficienza di utilizzo dell'impianto lungo l'anno. (fonte: Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Glossario tecnico - ore equivalenti*, accesso 9 aprile 2025, <https://www.gse.it>).

nell'atmosfera. Esistono anche elettrolizzatori che producono idrogeno ad altissima pressione, evitando così lo stadio di compressione e il suo costo economico ed energetico. Le piccole unità liberano il calore in eccesso generato nel processo elettrolitico per mezzo di un sistema di raffreddamento ad aria, mentre le unità più grandi ne utilizzano uno ad acqua. L'acqua che entra nell'unità viene precedentemente trattata in modo da soddisfare i requisiti di purezza per evitare la deposizione di minerali nelle celle, il rapido deterioramento degli elementi cellulari e reazioni elettrochimiche indesiderate. In generale, gli elettrolizzatori sono dispositivi affidabili che non richiedono una manutenzione continua, sono silenziosi e hanno un alto grado di modularità, motivo per il quale sono adatti anche per applicazioni decentralizzate in aree residenziali, commerciali e industriali.

Attualmente si conoscono quattro tipologie di tecnologie, caratterizzate da diversi gradi di maturità:

- i. *Elettrolisi alcalina (AEL o AEK)*: è la più matura e consolidata tra le tecnologie per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua, è presente da oltre un secolo in ambito industriale, e ad oggi è largamente diffusa a livello commerciale su scala multi-megawatt. Utilizza una soluzione concentrata di KOH o NaOH come elettrolita nella quale due elettrodi (anodo e catodo) in acciaio inossidabile rivestiti in nichel sono immersi e separati da un diaframma poroso, che consente il passaggio degli ioni idrossido (OH^-), ma al contempo impedisce il contatto diretto tra idrogeno e ossigeno, riducendo i rischi di miscelazione e quindi di pericolo (Figura 2).

Questa tecnologia opera a temperature moderate tra i 60 °C e gli 80 °C, e la pressione d'esercizio è tipicamente inferiore ai 30 bar (S. Shiva Kumar et al., 2022). L'efficienza di conversione è compresa tra il 60% e il 70%, e la qualità dell'idrogeno (gas) prodotto può essere limitata a causa della possibilità di crossover dei gas (ovvero la presenza di ossigeno disciolto, a causa del lavoro non impeccabile del diaframma), con possibili implicazioni sulla sicurezza. La vita utile dell'impianto può arrivare fino a 30 anni, con necessità di sostituire lo stack dopo circa 60.000-100.000 ore di funzionamento. La taglia dei moduli disponibili arriva fino a 20 MW (RSE, 2022). Alcuni tra i produttori principali di questa tecnologia includono Nel, Cummins, Sunfire e McPhy (che ha una sede produttiva anche in Italia).

Nonostante i suoi numerosi vantaggi, l'elettrolisi alcalina presenta alcuni limiti: come l'ingombro, la corrosività dell'elettrolita e una densità di corrente limitata (0,1-0,5 A/cm²), che impatta sulla compattezza e sull'efficienza dell'impianto (S. Shiva

Kumar et al., 2022). Concludendo, possiamo affermare che l'AEL rimane ad oggi la tecnologia più diffusa e maggiormente pronta per essere implementata su larga scala.

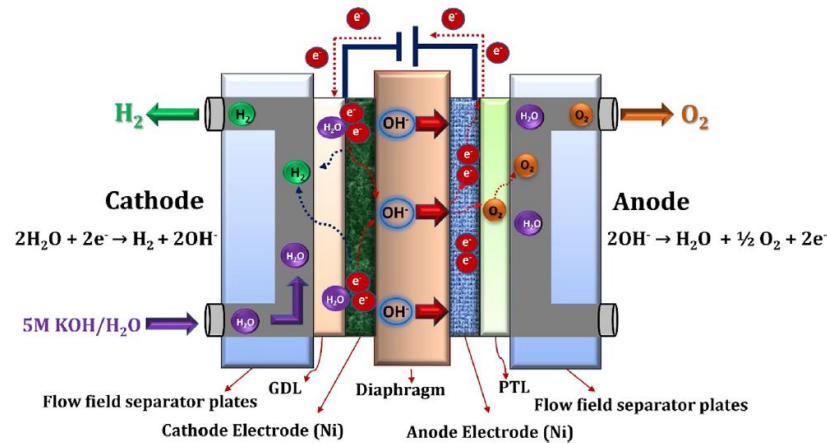


Figura 2: Illustrazione schematica del principio di funzionamento dell'elettrolisi alcalina (AEL). (Fonte: : Shiva Kumar; S., and Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production." *Energy Reports* 8 (2022)).

- ii. *Elettrolisi con membrana a scambio protonico (PEM)*: l'elettrolisi con membrana a scambio protonico (PEM), rappresenta una delle tecnologie più promettenti per la produzione di idrogeno verde, soprattutto per applicazioni dinamiche e in contesti che richiedono grande flessibilità operativa. Introdotta da General Electric nel 1966, la tecnologia PEM (Figura 3), è meno matura rispetto all'elettrolisi alcalina (AEL), ma negli ultimi anni ha conosciuto un rapido sviluppo industriale. Attualmente, sono disponibili moduli commerciali da 10 a 20 MW (prodotti ad esempio da Siemens o Nel), e diversi progetti internazionali stanno puntando su questa tecnologia per applicazioni su larga scala (RSE, 2022).

La tecnologia PEM utilizza come elettrolita solido una membrana polimerica, tipicamente il Nafion[®], questo perché offre numerosi vantaggi, tra cui un'elevata conduttività protonica, la capacità di sostenere alte densità di corrente, alte temperature (fino a 100-160 °C), un'elevata resistenza meccanica e una buona stabilità chimica. Questa membrana, come appena accennato, è proton-conduttrice e separa le due semi celle (anodo e catodo), facilitando il passaggio degli ioni H⁺ generati durante la scissione dell'acqua, ma impedendo il passaggio del gas, garantendo così una purezza dell'idrogeno superiore al 99,99% (S. Shiva Kumar et al., 2022). Dal punto di vista operativo, gli elettrolizzatori PEM funzionano a bassa temperatura (tra 50 e 80 °C) e, a differenza degli AEL, producono direttamente idrogeno in pressione (tra i 30 e gli 80 bar), con una densità di corrente elevata (fino

a 2 A/cm²), che consente impianti più compatti e adatti a contesti in cui lo spazio è limitato. Tuttavia, il principale vincolo all'adozione su larga scala della tecnologia PEM è rappresentato dagli elevati costi dei materiali, in particolare quelli degli elettrodi (IrO₂ (iridio) per l'anodo e Pt/C (platino) per il catodo). La durata tecnica di un impianto PEM può raggiungere i 20 anni, con la necessità di sostituire lo stack dopo 50.000-80.000 ore di funzionamento.

In sintesi, la tecnologia PEM offre numerosi vantaggi legati alla purezza del gas prodotto, alla rapidità di risposta e alla compattezza, ma presenta ancora sfide significative sul piano dei costi e della disponibilità di metalli nobili. Nonostante ciò, le sue caratteristiche la rendono una delle soluzioni più interessanti per l'integrazione con fonti rinnovabili e per applicazioni che richiedono modularità e risposta dinamica.

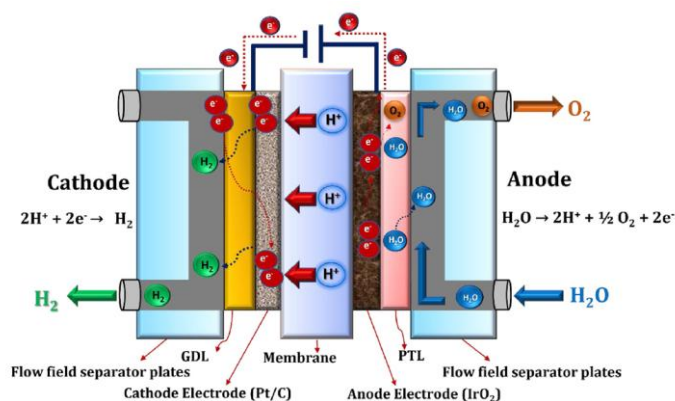


Figura 3: Illustrazione schematica del principio di funzionamento dell'elettrolisi con membrana a scambio protonico (PEM). (Fonte : Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production." *Energy Reports* 8 (2022)).

- iii. *Elettrolisi con membrana a scambio anionico (AEM):* l'elettrolisi AEM rappresenta una tecnologia promettente di nuova generazione per la produzione di idrogeno verde, nata con l'obiettivo di combinare i vantaggi economici dell'elettrolisi alcalina e le prestazioni elevate della tecnologia PEM, riducendo al contempo la dipendenza da costosi catalizzatori di metalli preziosi (Figura 4). A differenza dell'elettrolisi PEM, che utilizza membrane a scambio protonico e catalizzatori a base di platino e iridio, l'elettrolisi AEM impiega membrane a scambio anionico (come Sustanion® o Fumatech®) e catalizzatori più economici a base di metalli di transizione, come il nichel e le sue leghe o biossido di molibdeno (rinnovabili.it). Inoltre, utilizza acqua distillata o soluzioni alcaline molto diluite, riducendo problemi di corrosione (particolarmente presenti nel caso dell'elettrolisi alcalina) e semplificando la

gestione del sistema. Uno dei principali vantaggi di questa tecnologia è il potenziale abbattimento dei costi. Essendo ad oggi una tecnologia ancora in fase embrionale, ed essendoci poche aziende che producono questa tipologia di elettrolizzatori, risulta complesso andare a catturare un campione significativo per dare un'indicazione concreta sui costi. Tuttavia, prendendo come riferimento un'azienda pioniera di questa tecnologia come l'italo-tedesca Enapter, si attesta un costo di circa 1500 USD/kW per una produzione non su larga scala.

La tecnologia è ancora in fase di sviluppo e presenta oggi prestazioni nell'ordine di pochi kilowatt (kW), i primi modelli commerciali hanno mostrato inoltre una durata limitata, inferiore alle 30.000 ore, e una stabilità ancora da ottimizzare (S. Shiva Kumar et al., 2022). Nonostante il potenziale, la tecnologia AEM deve quindi ancora superare sfide importanti legate alla scalabilità, alla durata nel tempo e all'efficienza complessiva del sistema. Tuttavia, grazie ai recenti progressi scientifici e all'interesse crescente di aziende e istituti di ricerca, l'AEM si sta consolidando come una delle soluzioni più promettenti per la transizione energetica.

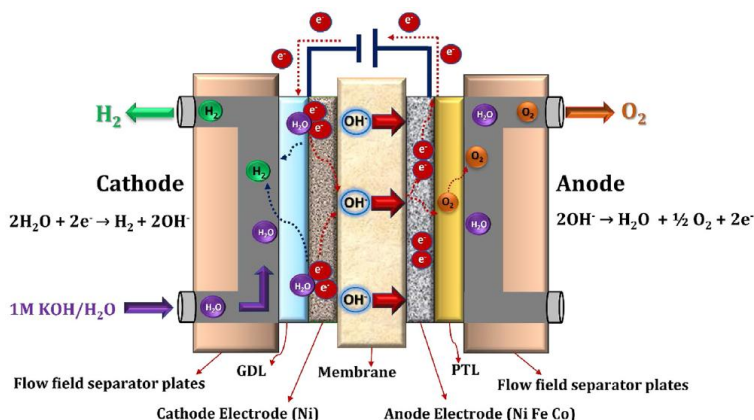


Figura 4: : Illustrazione schematica del principio di funzionamento dell'elettrolisi con membrana a scambio anionico (AEM). (Fonte: : Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production." *Energy Reports* 8 (2022)).

- iv. *Elettrolisi ad ossidi solidi (SOEC)*: rappresenta una delle tecnologie più promettenti per la produzione di idrogeno verde, grazie al suo potenziale in termini di efficienza energetica e integrazione nei processi industriali. A differenza delle altre tecnologie fin ora esposte, il sistema SOEC lavora ad alte temperature, generalmente comprese tra i 650 e i 1000 °C, utilizzando vapore acqueo invece che acqua allo stato liquido. Questo consente una significativa riduzione dell'energia elettrica necessaria per la scissione dell'acqua, poiché parte dell'energia richiesta viene fornita sotto forma di calore, eventualmente recuperabile da processi industriali. Il principio di

funzionamento si basa sull'uso di un elettrolita ceramico solido, tipicamente costituito da zirconia stabilizzata con ittrio (YSZ), che a queste temperature è altamente conduttivo per gli ioni ossigeno (O^{2-}). Il vapore acqueo alimentato al catodo viene ridotto generando idrogeno e ioni ossigeno (Figura 5). Gli ioni attraversano l'elettrolita ceramico verso l'anodo, dove vengono ossidati a ossigeno molecolare O_2 (S. Shiva Kumar et al., 2022). Gli elettrodi porosi impiegati, sono generalmente realizzati con materiali ceramico-metallici economici come il nichel, grazie alla cinetica favorevole permessa dall'alta temperatura. Un altro aspetto interessante è la reversibilità del sistema: un SOEC può potenzialmente operare anche come cella a combustibile, permettendo applicazioni di bilanciamento della rete elettrica combinate allo stoccaggio di idrogeno. Nonostante questi vantaggi, l'elettrolisi ad ossidi solidi è attualmente oggetto di ulteriori ricerche e sviluppi, trovandosi quindi in una fase pre-commerciale. Altri limiti riguardano la stabilità a lungo termine: i test di durata effettuati su singole celle o piccoli stack non superano le 20.000 ore, con l'obiettivo tecnologico fissato a 100.000 ore (S. Shiva Kumar et al., 2022). Inoltre, i cicli termici di accensione e spegnimento, così come le variazioni rapide di carico, possono accelerare il degrado degli stack, compromettendo la durabilità. Dal punto di vista della scalabilità, i sistemi SOEC stanno iniziando ad essere presenti sul mercato sempre più frequentemente: ad esempio, un elettrolizzatore da 2,6 MW è stato installato nell'Aprile 2023 in una raffineria Neste in Olanda diventando il più grande mai installato, ma, poche settimane più tardi, il record fu battuto con un sistema SOEC da 4 MW installato in un centro NASA in California (IEA, 2023).

In sintesi, la tecnologia SOEC possiede grandi potenzialità grazie alla sua efficienza elevata, alla possibilità di integrazione termica nei processi industriali e alla flessibilità operativa, ma è ancora lontana da una diffusione commerciale su larga scala. Richiede infatti importanti miglioramenti in termini di stabilità e durabilità dei materiali, affidabilità degli stack e riduzione dei costi per diventare una soluzione industrialmente competitiva.

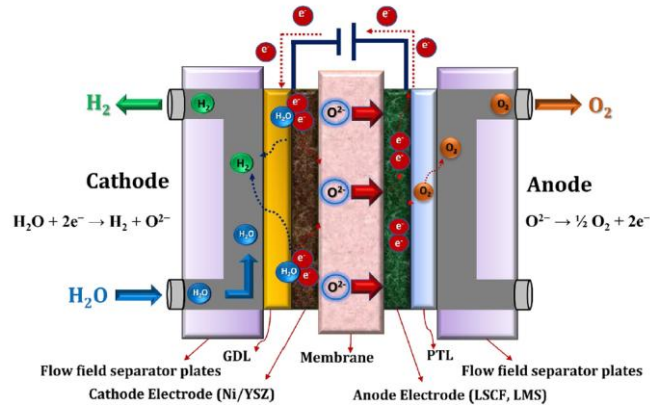


Figura 5: Illustrazione schematica del principio di funzionamento dell'elettrolisi con membrana a scambio anionico (AEM). (Fonte: : Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production." *Energy Reports* 8 (2022)).

Per comprendere al meglio la relazione che si instaura tra i parametri che influenzano direttamente la produzione di idrogeno quali la capacità nominale dell'elettrolizzatore (ovvero la potenza elettrica espressa in kW), la produzione di H_2 (kg/h) e il consumo specifico di energia (kWh/kg) (ovvero la quantità minima di energia che serve per riuscire a ricavare dall'acqua 1kg di idrogeno), bisogna andare ad introdurre l'equazione (1) che ci permette di comprendere in maniera quantitativa come funziona questa tecnologia dal punto di vista della scala produttiva (IRENA, 2020).

$$\text{Produzione di } H_2 \text{ (kg/h)} = \frac{\text{Potenza elettrica (kW)}}{\text{Consumo specifico (kWh/kg)}} \quad (1)$$

Ad esempio, se avessimo a disposizione un elettrolizzatore con una capacità di 5MW (ovvero 5000kW), e con un energia specifica pari a 55 kWh/kg si avrà un produzione di circa 91 kg/h di H_2 .

Nel valutare le prestazioni di un elettrolizzatore, l'aspetto centrale è sicuramente l'efficienza del processo, ovvero il rapporto tra l'energia chimica contenuta nell'idrogeno prodotto e l'energia elettrica consumata per ottenerlo. Per energia chimica si fa riferimento al potere calorifico inferiore (PCI) dell'idrogeno, pari a 33,33 kWh/kg, e rappresenta il valore teorico massimo di energia che si può ottenere dalla combustione di 1 kg di idrogeno. L'efficienza di un elettrolizzatore si calcola quindi come il rapporto tra questo valore e l'energia elettrica realmente impiegata per produrre un chilogrammo di idrogeno (equazione (2)).

$$\text{Efficienza} = \frac{\text{PCI (potere calorifico inferiore) (kWh/kg)}}{\text{Energia richiesta (kWh/kg)}} \quad (2)$$

Tornando all’esempio di prima, se un impianto consuma 55 kWh per produrre 1 kg di H₂, la sua efficienza sarà pari a circa il 61%. Ovviamente più il consumo specifico tende al valore del PCI, più l’efficienza complessiva dell’impianto tenderà a 1.

Di seguito le tabelle (Tabella 1.3 e Tabella 1.4) di riepilogo per schematizzare quanto detto finora.

	AEL (o AEK)	PEM	AEM	SOEC
Efficienza	50%-78%	50%-83%	57%-59%	89% (lab)
Temperatura operativa	70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Densità di corrente nominale	0,2-0,8 A/cm ²	1-2 A/cm ²	0,2-2 A/cm ²	0,3-1 A/cm ²
Lifetime (stack)	60 000-100 000 h	50 000-80 000 h	>30 000 h	20 000 h
Pressione in cella	1-30 bar	< 70 bar	< 35 bar	1 bar
Purezza H ₂ in uscita	99.5-99.9998%	99.9-99.9999%	99.9-99.9999%	99.9%
TRL	9	9	6-7	8

Tabella 1.3: Schematizzazione delle principali caratteristiche e proprietà degli elettrolizzatori AEL, PEM, AEM e SOEC (Fonti: IRENA, 2020; IEA, 2024)

Tipologia di elettrolizzatore	Vantaggi	Svantaggi
AEL	- Tecnologia già affermata - Commercializzata per applicazioni industriali - Non dipendente da metalli nobili - Relativamente a basso costo - Stabilità a lungo termine	- Densità di corrente limitata - Crossover dei gas, problemi di sicurezza - Elevata concentrazione dell’elettrolita liquido
PEM	- Tecnologia già in commercio - Opera a elevata densità di corrente - Elevata purezza dei gas prodotti (H₂/O₂) - Design compatto - Tempi di risposta rapidi	- Costo dello stack elevato - Dipendenza da metalli nobili - Difficoltà di espansione commerciale
AEM	- Non dipendente da metalli nobili - Bassa concentrazione dell’elettrolita liquido	- Stabilità limitata - Ancora in fase di R&D
SOEC	- Temperatura operativa elevata - Elevata efficienza	- Stabilità limitata - Ancora in fase di R&D

Tabella 1.4: Confronto tra le varie tipologie di elettrolizzatori, evidenziandone vantaggi e svantaggi. Fonte: Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. “An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production.” Energy Reports 8 (2022): 13793–13813.

Valutare con precisione i costi associati a queste tecnologie risulta complesso, ciò è dovuto in particolare alla loro novità e al fatto che i costi relativi sono difficilmente divulgati dalle aziende, che vogliono instaurare o mantenere un vantaggio competitivo. Sulla base di report di settore (in particolare quello pubblicato dell’Oxford Institute for Energy Studies) è emerso che, se si parla di costi riguardanti gli elettrolizzatori, si individuano quattro fattori di

incidenza principali: lo stack (o cella elettrolitica) che rappresenta il cuore dell'elettrolizzatore, i “power electronics” ovvero i componenti di elettronica che convertono la corrente alternata (AC) della rete in corrente continua (DC) per alimentare lo stack, il “gas conditioning” che comprende la compressione e la purificazione dell'idrogeno generato e infine il “balance of plant” (BoP) che include tutti i sistemi ausiliari necessari al funzionamento dell'elettrolizzatore (pompe, valvole, tubazioni, sistemi di raffreddamento, ecc.). Tutti questi incidono in modo differente in termini percentuali a seconda della tecnologia considerata (Figura 6).

Componenti chiave	Tecnologie			
	ALK	PEM	AEM	SOEC
Stack	270-450	400-870	>177	690-2000
Power electronics	81-135	100-217,5	~167,5	690-2000
Gas conditioning	81-135	67-145	~139,5	140-400
Balance of plant	108-180	100-217.5	~447	780-2267
Totale (\$/kW)	540-900	667-1450	>931	2300-6667

Tabella 1.5: Costo approssimato dei componenti (espresso in \$/kW installato) per elettrolizzatori da 1MW di capacità. (Fonte: A. Patonia, e R. Poudineh. (2022). Cost-Competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolysers? EL 47. Oxford: Oxford Institute for Energy)

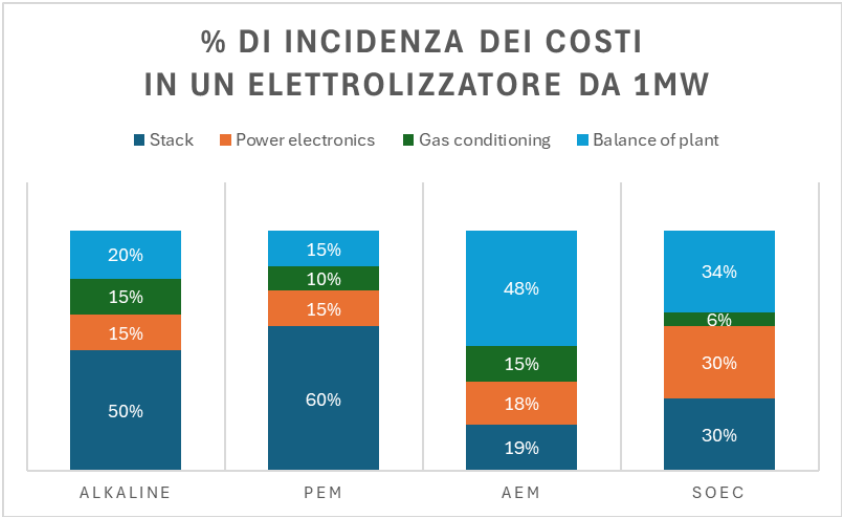


Figura 6: percentuale di incidenza dei costi delle componenti di un elettrolizzatore da 1MW. (Fonte: A. Patonia, e R. Poudineh. (2022). Cost-Competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolysers? EL 47. Oxford: Oxford Institute for Energy)

Come possiamo aver notato, il costo maggiore è rappresentato dallo stack, che rappresenta l’elemento con maggior peso relativo sia per gli elettrolizzatori alcalini sia quelli PEM (in particolar modo questa tecnologia, che prevede l’utilizzo di metalli rari, presenta un costo

dello stack pari a circa il 60% del totale). Per quanto riguarda la tecnologia a ossidi solidi (SOEC), il costo dello stack può apparire elevato nonostante l'utilizzo di materiali meno preziosi, tuttavia, ciò è imputabile al suo sviluppo ancora in fase embrionale. Per quanto riguarda le componenti elettroniche, abbiamo una bassa incidenza sul costo totale, eccezion fatta per la tecnologia SOEC che mostra un'incidenza paragonabile a quella dello stack. La quota parte dedicata al gas conditioning è la meno incidente in tutte e quattro le tipologie di elettrolizzatori, mentre per quanto riguarda la quota parte dedicata ai sistemi ausiliari, si vede come sia preponderante soprattutto nelle due tecnologie meno mature (SOEC e AEM). Anche in questo caso, analogamente a quanto avviene per i “power electronics”, il BoP svolge un ruolo estremamente importante nel contribuire al prolungamento della durata delle membrane, la cui resistenza nel tempo risulta limitata data la relativa novità di queste tecnologie (Patonia et al., 2022).

Sotto il **profilo economico**, in conclusione, le quattro principali tecnologie di elettrolizzatori presentano notevoli differenze (Tabella 1.5). L'elettrolisi alcalina risulta la più competitiva tra le tecnologie disponibili; infatti, i costi di investimento sono relativamente bassi, variando tra 540-900 USD/kW_{el}² grazie all'assenza di materiali nobili e all'impiego di componentistica industriale collaudata (RSE, 2022). I costi operativi (OPEX), esclusi quelli per il consumo elettrico, si attestano intorno al 2-5% del costo d'impianto (CAPEX) annuo. Per quanto riguarda la PEM, i costi di investimento (CAPEX) si collocano tra i 667-1450 USD/kW_{el}, ma si prevede un abbassamento nei prossimi anni, grazie allo scale-up produttivo e all'ottimizzazione dei materiali, mentre i costi operativi annuali (OPEX), escluso il consumo elettrico, si attestano tra il 3% e il 5% del CAPEX (RSE, 2022). Per quanto riguarda la tecnologia AEM, essendo la meno matura tra le quattro, è complesso andare a indicare un costo esatto, ma secondo gli studi di Patonia e Poudineh si attesta un CAPEX superiore ai 931 USD/kW. Infine, per la tecnologia SOEC, i costi di produzione restano altissimi: si stimano intorno ai 2300-6667 USD/kW nel 2022, con un obiettivo di riduzione a 800-2800 USD/kW entro il 2030 (RSE, 2022).

Per avere un panoramica più completa sui diversi tipi di elettrolizzatori presenti ad oggi sul mercato, si allega la Tabella 1.6, in cui sono riportati alcuni tra i principali produttori globali di elettrolizzatori con alcuni dei loro modelli e le loro specifiche tecniche. Per ogni tipologia di elettrolizzatore si allegano: l'azienda produttrice, il paese di origine, il nome del modello,

² €/kW_{el} si legge “euro per kilowatt elettrico”: indica il costo necessario per installare un kilowatt (kW) di potenza elettrica dell'elettrolizzatore.

la capacità in termini di H₂ generato, la pressione (in bar) e l'energia richiesta per produrre un kg di H₂.

	Azienda	Paese d'origine	Nome modello	H ₂ capacity (N m ³ /h)	H ₂ capacity (kg/h)	Pressione (bar)	Energy consumption (kWh/N m ³)	Energy consumption (kWh/kg)
AEL	Nel	Norvegia	A3880	2400-3880	216-349	200	3,0-4,4	33,4 - 49
	Cummins	Canada	HySTAT®-100-10	100	8,96	10	5,0-5,4	55,6 - 60,1
	McPhy	Francia	McLyzer800-30	800	72,00	30	4,5	50,1
AEM	Enapter	Italia/ Germania	AEM Multicore	210	18,92	35	4,8	53,4
PEM	Nel	Norvegia	M5000	5000	450,00	30	4,5	50,1
	Siemens	Germania	Silyzer300	100-2000	8,96-179,76	35	N/A	N/A
	Plug Power	USA	GenFuel 5 MW	1000	90,00	40	5,2	57,9
SOEC	Sunfire	Germania	HyLink SOEC	750	67,50	40	3,6	40,1

Tabella 1.6: Principali produttori globali di elettrolizzatori con alcuni dei loro modelli con specifiche tecniche. I valori di idrogeno generato e di energia consumata sono espressi in Nm³ (Normal metri cubi). Volendo convertirli in kilogrammi, basta sapere che 1 Nm³ di H₂ vale circa 0,08988 kg. Invece per convertire in (kWh/kg) basta moltiplicare la colonna Energy consumption (kWh/ N m³) per 11,126. (Fonte: Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production." *Energy Reports* 8 (2022): 13793–13813).

1.3 Altri "colori" dell'idrogeno

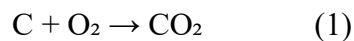
Come accennato nel paragrafo 1.2, il metodo attuale per classificare l'idrogeno in base ai diversi processi di produzione consiste nell'applicazione di un codice colore. Di seguito, vedremo una breve spiegazione per ogni tipologia, affinché sia più chiaro quali tecnologie esistono ad oggi e per continuare a familiarizzare con l'argomento.

- **Idrogeno nero/marrone:** entrambi vengono prodotti tramite gassificazione del carbone (*coal gassification*), un processo multifase in cui il carbone reagisce con ossigeno e vapore, ad alta temperatura, per produrre gas di sintesi (syngas). Il carbone è la fonte fossile con le maggiori riserve a livello globale, ha un ruolo dominante in Cina, e rappresenta per questo circa il 23% della produzione globale di idrogeno; salta all'occhio la statistica secondo la quale il 2% del consumo globale del carbone viene impiegato per tale scopo si parla di circa 107 milioni di tonnellate (cai.enea.it). L'idrogeno nero deriva dalla combustione del carbone bituminoso, denso e considerato di alta qualità. L'idrogeno marrone, invece, è prodotto dalla lignite, una versione più giovane e meno compatta con un contenuto di umidità più elevato e una densità energetica inferiore. Esistono quindi quattro tipi di carbone utilizzati per la gassificazione: lignite (bassa qualità), carbone sub-bituminoso (bassa qualità), carbone bituminoso (media qualità) e antracite (alta qualità); a questi si associano

differenti tecnologie di gassificazione: letto fisso, letto mobile, letto fluidizzato, flusso trascinato e gassificazione al plasma, tutte operanti a temperature superiori ai 900°C (Nikolaïdis et al., 2016).

Il processo è così strutturato (figura 7):

1. *Essiccazione e pirolisi*: in questa fase il carbone viene riscaldato per rimuovere l'umidità e sostanze volatili, e per essere scomposto in altri elementi. L'essiccazione avviene a circa 200°C, seguita da pirolisi a temperature tra i 300°C e i 700°C. Durante la pirolisi (reazione in assenza di aria), le molecole di carbone si decompongono in prodotti gassosi più piccoli come metano (CH₄), idrogeno (H₂), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂).
2. *Combustione*: il carbone polverizzato entra nel reformer, dove avvengono le reazioni di gassificazione. In un primo momento, l'aria ossida parte del carbone producendo CO₂ (Eq.1), successivamente si interrompe il flusso d'aria e si inietta vapore ad altissima temperatura (Eq.2), quest'ultimo reagisce con un'altra parte del carbone producendo un gas di sintesi chiamato syngas (composto principalmente di H₂ e CO₂), e ceneri (ash). Le reazioni che descrivono il processo sono le seguenti:



3. *Desolforazione*: il gas grezzo viene trattato per rimuovere eventuali impurità (come lo zolfo) che potrebbero interferire con la reazione.

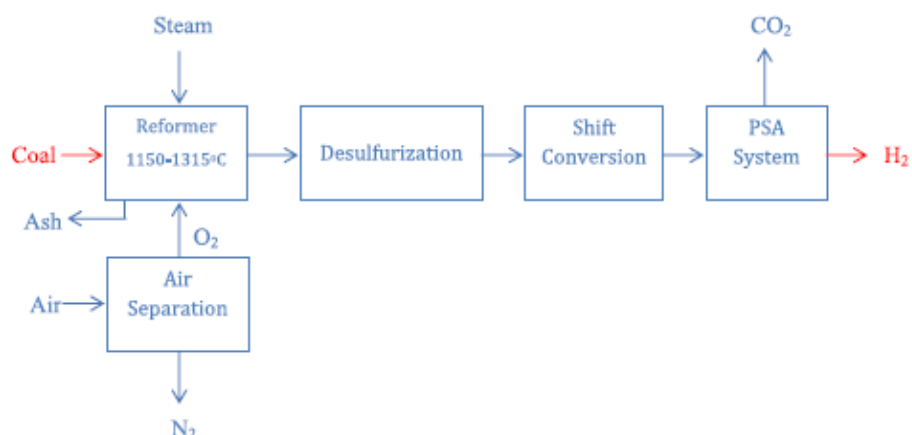


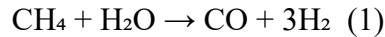
Figura 7 – Flow diagram del processo di Coal Gassification

4. *Water-shift conversion*: questa fase serve per aumentare ulteriormente la quantità di idrogeno prodotto, migliorando quindi la resa.
5. *Separazione*: infine, si procede con un processo di purificazione e separazione dell'idrogeno tramite tecniche come la PSA (Pressure Swing Adsorption), per separare l'idrogeno puro da anidride carbonica e altre impurità.

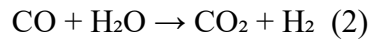
In termini di impatto ambientale, la produzione dell'idrogeno nero e di quello marrone è piuttosto simile ed entrambi i metodi sono relativamente efficienti. Tuttavia, la loro dipendenza dai combustibili fossili senza cattura del carbonio, che si attesta a 19 tonnellate di CO₂ emessa nell'atmosfera per tonnellata di H₂, annulla sostanzialmente i benefici di associati all'idrogeno come fonte di energia.

- **Idrogeno grigio**: attualmente, la produzione industriale di idrogeno è dominata dal processo di *steam methane reforming* (SMR), ovvero il reforming a vapore del metano, rappresentando ~64% della produzione globale. Questo metodo, utilizza gas naturale (CH₄) come materia prima (ma in generale le materie prime variano dal metano e altri gas contenenti il metano) e non prevede la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (CCUS). È responsabile di circa 62 milioni di tonnellate di idrogeno all'anno (oltre il 70% dell'idrogeno globale destinato all'industria), ottenute utilizzando circa 205 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari a circa il 6% del consumo mondiale di quest'ultimo. Il rovescio della medaglia, è rappresentato dalle emissioni di CO₂ associate: si stima che per ogni kg di idrogeno prodotto da gas naturale, si generino tra gli 8 e i 9 kg di CO₂ (Panić et al., 2022). Complessivamente, questo processo contribuisce per circa il 3% alle emissioni globali del settore industriale (eai.enea.it). Andiamo adesso a descrivere in breve le fasi principali di questo processo, andandolo a scomporre in quattro momenti principali (come mostrato in figura 8): la desolforazione, il reforming, il water gas shift e la separazione.
 1. *Desolforazione*: il gas naturale viene depurato dallo zolfo, che potrebbe danneggiare e quindi interferire con la reazione generando ossidi dannosi per l'ambiente.
 2. *Reforming*: il metano reagisce con vapore acqueo ad alte temperature (tra i 700 e i 1000 °C) e pressioni (15 - 50 bar), secondo una reazione endotermica

(assorbe calore) che produce syngas, una miscela di idrogeno e monossido di carbonio:



3. *Water gas shift*: questa fase serve per aumentare ulteriormente la quantità di idrogeno prodotto. Qui, il gas viene raffreddato (a circa 370°C) e il monossido di carbonio reagisce con altro vapore acqueo in una reazione esotermica (sprigiona calore), producendo ulteriore idrogeno e anidride carbonica:



4. *Separazione*: infine, si procede con un processo di purificazione e separazione dell'idrogeno tramite tecniche come la PSA (Pressure Swing Adsorption), per separare l'idrogeno puro da anidride carbonica e altre impurità.

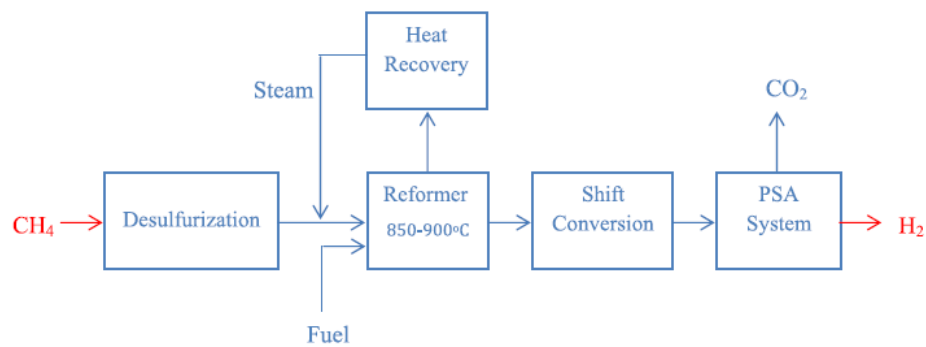


Figura 8- Flow diagram del processo di Steam Methane Reforming (SMR)

Il bilancio energetico complessivo è endotermico, quindi richiede un apporto costante di energia, spesso derivata da combustibili fossili, il che aggrava ulteriormente l'impronta carbonica del processo. Il rendimento tipico si aggira attorno al 70%, ma le elevate emissioni di CO₂ ne limitano l'utilizzo in scenari di decarbonizzazione avanzata.

In sintesi, l'idrogeno grigio rappresenta oggi la colonna portante della produzione mondiale, ma il suo impatto ambientale ne rende urgente la sostituzione con forme più sostenibili. La previsione al 2050, è composta ancora per il 75% da metano, con importazioni ingenti di gas naturale dalla Libia e dalla Russia. È qui che entrerà in gioco progressivamente l'idrogeno blu, che è prodotto dagli stessi processi di

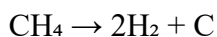
reforming, con la fondamentale differenza che la CO₂ generata verrà catturata e stoccata.

- **Idrogeno blu:** rappresenta una soluzione di transizione verso una produzione completamente rinnovabile dell'idrogeno, combinando le tecnologie convenzionali con sistemi di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS = "Carbon Capture Use and Storage"). Questa opzione, nasce dall'esigenza di mitigare le emissioni di gas serra (GHG) intrinsecamente associate ai processi tradizionali di produzione dell'idrogeno nero, marrone e grigio, nei quali la CO₂ non può essere eliminata ma va dunque gestita. Attraverso il CCUS, l'idrogeno blu consente di stoccare e trattare la CO₂ generata nei processi produttivi, in particolare nello steam methane reforming (SMR) alimentato a gas naturale o biomassa. Questa "colorazione" concorre per circa 1% della produzione totale di idrogeno, quindi si produce meno di 1 milione di tonnellate di H₂. Un impianto può essere classificato come "blu" solo se è dotato di un sistema di cattura del carbonio, sebbene non sia ancora stato definito un valore soglia di CO₂ da immagazzinare per ottenere questa classificazione (Ajanovic et al., 2022). Il principale vantaggio della produzione di idrogeno blu, è la possibilità di andare a sfruttare i numerosi impianti già esistenti che si occupano della produzione di idrogeno grigio e marrone (che attualmente sono responsabili di circa 800 milioni di tonnellate annue di CO₂), andare ad installare questi sistemi di CCUS senza interventi invasivi, e soprattutto si elimina il problema di costruire fabbriche ex novo (Panić et al., 2022). Tuttavia, l'impatto ambientale dell'idrogeno blu risulta molto variabile: le emissioni di CO₂ possono oscillare da 0,8 a 4,8 kg per ogni chilogrammo di idrogeno prodotto, a seconda dell'efficienza del sistema di cattura e delle condizioni operative. Per esempio, con un CCUS al 90% e un trasporto della CO₂ su lunghe distanze (es. 5000 km), le emissioni residue possono arrivare fino a 3,9 kg di CO₂ per kg di H₂. A questo, si aggiungono le emissioni indirette dovute a perdite di metano nella fase di estrazione e trasporto del gas naturale, che riducono sensibilmente l'efficacia complessiva del processo (Incer-Valverde et al., 2023).

Va inoltre sottolineato, che i sistemi CCUS su larga scala non sono ancora pienamente sviluppati e commercializzati. In molti casi, la CO₂ catturata non viene stoccata permanentemente, ma reimpiegata in processi industriali (come le raffinerie), da cui viene nuovamente rilasciata in atmosfera. Questo solleva interrogativi sull'effettiva capacità dell'idrogeno blu di contribuire in modo

strutturale alla decarbonizzazione. A ciò si aggiunge l'incertezza legata alla disponibilità di siti di stoccaggio geologico sicuri (la cui realizzazione comporta investimenti rilevanti) e agli effetti a lungo termine dello stoccaggio geologico. Infine, nonostante l'Unione Europea abbia stanziato in passato circa 587 milioni di euro per progetti dimostrativi legati alla CCS, nessuno di questi è stato effettivamente implementato (Panić et al., 2022). Crescono quindi le perplessità sull'idrogeno blu come soluzione a lungo termine, piuttosto, come accennato precedentemente, può essere vista come una tecnologia di transizione; motivo per il quale, rimane una tecnologia utile a colmare il divario tra l'attuale produzione basata sui combustibili fossili e lo scenario futuro della produzione di idrogeno da fonti interamente rinnovabili.

- **Idrogeno turchese:** è una forma di idrogeno ottenuta tramite pirolisi del metano o direttamente del gas naturale, tramite un processo che permette di ottenere idrogeno molecolare e carbonio solido come unici prodotti. Un aspetto particolarmente vantaggioso di questa tecnologia è l'assenza di ossigeno nella reazione, ciò impedisce infatti la formazione di ossidi di carbonio (CO e CO₂). Di seguito è riportata la reazione:



Questo particolare processo, consente di ottenere un idrogeno potenzialmente a bassissimo impatto ambientale, evitando l'emissione diretta di gas serra. Il carbonio generato, può essere di varie tipologie: ad esempio coke, nerofumo, carbonio attivo o carbonio filamentoso risultando facilmente stoccabile oppure riutilizzabile in altri processi industriali, anche ad alto valore aggiunto. Le diverse forme di carbonio presentano valori di mercato differenti: dal coke (150–400 €/tonnellata), al nerofumo (500–1000 €/tonnellata), al carbonio attivo (1500–1800 €/tonnellata), fino ai filamenti di carbonio, che possono raggiungere prezzi superiori al milione di euro per tonnellata (Ajanovic et al., 2022). La pirolisi può essere condotta in tre modalità principali: decomposizione termica, decomposizione al plasma (es. processo Kvaerner) e decomposizione catalitica. Quest'ultima, grazie all'uso di catalizzatori a base di metalli di transizione come nichel, cobalto o ferro, consente di abbassare le temperature operative fino a 600–800 °C, rispetto ai valori standard che si aggirano nell'intorno di 1000 °C richiesti dalla decomposizione termica tradizionale (Ajanovic et al., 2022). Tuttavia, l'efficienza e la durata di questi catalizzatori

possono ridursi a temperature elevate, rendendo necessarie sostituzioni frequenti, ulteriori ottimizzazioni e quindi costi maggiori. Rispetto allo steam methane reforming (SMR), la pirolisi produce circa il 50% in meno di idrogeno per mole di metano, ma consuma fino al 45% in meno di energia, trade off di cui bisogna tener conto (Panić et al., 2022).

Un ulteriore punto di forza dell'idrogeno turchese, è la ridottissima intensità carbonica: può risultare fino al 90% inferiore rispetto a quella dell'idrogeno grigio. Infatti, un aspetto particolarmente interessante dell'idrogeno turchese è la sua potenziale intensità carbonica negativa. In condizioni specifiche, come nel caso dell'utilizzo di biometano (gas naturale rinnovabile), non solo si evita di emettere CO₂, ma date le caratteristiche di questo gas, si può addirittura affermare di rimuoverne dall'atmosfera più di quanto ne generi lungo il suo ciclo di vita. Questo tipo di metano è considerato infatti carbon neutral, in quanto la CO₂ emessa dalla sua combustione, è stata precedentemente assorbita dalle piante durante la crescita e quindi in qualche modo bilanciata; inoltre, se il carbonio solido generato dalla pirolisi viene stoccato permanentemente o riutilizzato senza essere combusto, la CO₂ associata non viene mai rilasciata. Il risultato è un bilancio emissivo negativo, con valori che possono arrivare fino a -10,4 kg CO₂ eq./kg H₂ (Panić et al., 2022), associando quindi al colore turchese dell'idrogeno il termine “carbon sink”, ovvero un sistema che contribuisce attivamente a ridurre l'anidride carbonica dall'atmosfera, quindi una soluzione altamente promettente anche dal punto di vista climatico.

Sebbene conosciuta da tempo, e già implementata a livello tecnico, la pirolisi del metano non è ancora una tecnologia ampiamente commercializzata per la produzione di idrogeno. Tuttavia, importanti realtà industriali come BASF e SNAM stanno ponendo sempre più attenzione a questa tecnologia: in particolar modo la prima, sta sviluppando soluzioni su scala industriale, con l'obiettivo di rendere l'idrogeno turchese un'alternativa competitiva e sostenibile nell'ambito della transizione energetica; la seconda, non potendo produrre idrogeno ma solo trasportarlo, sta capendo come si sta muovendo il mercato a tal proposito attraverso start-up innovative che si occupano di questo.

- **Idrogeno rosa:** così come l'idrogeno verde, anche l'idrogeno rosa è prodotto tramite l'elettrolisi dell'acqua, con la sostanziale differenza che l'elettricità generata proviene da centrali nucleari. Questo processo, consente di ottenere idrogeno a basse

emissioni di carbonio, in quanto non vengono rilasciati gas serra durante la produzione elettrica, ma soltanto vapore acqueo. Tuttavia, l'energia nucleare comporta altri impatti ambientali rilevanti, come la produzione di scorie radioattive, che richiedono un confinamento sicuro e duraturo per centinaia di anni (circa 400), e l'elevata intensità energetica necessaria per l'estrazione e la raffinazione dell'uranio.

La produzione quindi, si basa prevalentemente sull'energia elettrica proveniente dai reattori nucleari, la cui potenza elettrica varia indicativamente tra 560 e 1000 MW, con temperature operative che spaziano tra 300 °C e 950 °C (Panić et al., 2022). I reattori nucleari lavorano generalmente in modalità "base load", ossia con un'erogazione costante di energia; tuttavia, possono essere adattati per produrre idrogeno nei momenti di surplus elettrico, contribuendo così anche allo stoccaggio stagionale di energia. Dal punto di vista tecnico, l'idrogeno rosa può essere prodotto sia tramite elettrolisi a bassa temperatura che ad alta temperatura (es. elettrolisi a ossidi solidi (SOEC)), in quest'ultimo caso il calore di scarto dei reattori nucleari, migliora l'efficienza energetica dell'intero processo (Ajanovic et al., 2022).

Nonostante le sue potenzialità, l'idrogeno rosa è oggetto di dibattito in ambito politico ed europeo. La legislazione dell'Unione Europea attuale non considera il nucleare come fonte rinnovabile, poiché si basa sull'uso dell'uranio, una risorsa per l'appunto definita non rinnovabile, e a causa delle problematiche connesse alle scorie. Tuttavia, in primis la Francia, (dove l'energia nucleare rappresenta oltre i due terzi della produzione elettrica), seguita da altri paesi europei (Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Ungheria, Polonia, Romania, Slovacchia e Slovenia), stanno promuovendo l'inclusione dell'idrogeno rosa tra le fonti di energia a basse emissioni nei target comunitari. Questi Stati sostengono che, in nome della "neutralità tecnologica"³ e del rispetto della sovranità nazionale, ogni paese debba avere la libertà di definire autonomamente il proprio mix energetico che ritiene più consono (euronews.com). Al contrario, altri Stati come Austria, Danimarca, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Portogallo e Spagna si oppongono fortemente all'inclusione dell'idrogeno rosa nelle quote di energia rinnovabile. Temono infatti, che questa scelta, rallenti gli investimenti nelle fonti rinnovabili come solare, eolico e

³ La "neutralità tecnologica" è il principio secondo cui la transizione energetica è realizzabile attraverso un approccio flessibile alle tecnologie disponibili, non limitato a una unica soluzione, ma attraverso un mix di tecnologie di cui disporre di volta in volta in base alla loro maturità ed efficacia nel ridurre le emissioni (fonte: <https://www.eni.com>).

idroelettrico, e distolga l'attenzione (ma soprattutto le risorse) dalla reale transizione ecologica (euronews.com). Attualmente, solo alcuni Paesi, come la Francia, stanno producendo una certa quantità di idrogeno rosa. Altri, come Germania e Regno Unito, pur avendo centrali nucleari attive, stanno progressivamente dismettendo queste strutture per motivi economici e di sicurezza, preferendo concentrare gli sforzi sull'idrogeno verde derivato da fonti rinnovabili.

Per concludere, l'idrogeno rosa rappresenta un'opzione a basse emissioni che sfrutta una tecnologia esistente e consolidata come il nucleare, ma resta controversa per via delle sue implicazioni ambientali e politiche, e per il ruolo che può giocare all'interno della strategia europea per la transizione energetica.

- **Idrogeno bianco:** l'idrogeno bianco (anche definito idrogeno naturale o nativo), è una forma di idrogeno che si genera spontaneamente in natura attraverso processi geologici o biologici, e può essere presente in forma libera, disciolta in acque sotterranee o intrappolata nelle rocce. A differenza delle forme di idrogeno sintetico (come quello grigio, blu o verde), l'idrogeno bianco non richiede energia per essere prodotto, non genera emissioni dirette di CO₂ e potrebbe rappresentare un'opportunità unica per una transizione energetica sostenibile al 100%. Tuttavia, ad oggi, si tratta ancora di una risorsa poco conosciuta e scarsamente sfruttata.

Le prime esplorazioni geologiche, hanno individuato concentrazioni significative di idrogeno bianco in diverse formazioni rocciose, soprattutto in aree ricche di ofioliti (frammenti di crosta oceanica spinta verso i margini continentali), zone di faglia, dorsali medio-oceaniche e complessi vulcanici. Processi come la serpentizzazione (reazione tra acqua e minerali ferrosi come l'olivina) e la radiolisi (la scissione dell'acqua per effetto del decadimento radioattivo di elementi come uranio e torio), rappresentano alcune delle principali vie di generazione dell'idrogeno naturale. A questi si aggiungono processi biologici, vulcanici e idrotermali (Aimikhe et al., 2023). Alcuni esempi noti, includono le “fiamme eterne” di Yanartaş in Turchia o quelle delle Filippine, alimentate da gas che contengono concentrazioni di idrogeno superiori al 40%. Un caso ancora più significativo, è quello di Bourakébougou, in Mali, dove dal 2012 è in funzione un pozzo che estrae idrogeno a una purezza del 98%, utilizzato localmente per generare elettricità (IEA, 2024). Recenti esplorazioni, hanno individuato potenziali riserve anche in Albania, Finlandia, Brasile e Australia. In particolare, sotto la regione di Outokumpu, in Finlandia, si stima la presenza di

uno dei più grandi depositi di idrogeno bianco al mondo, con un potenziale di produzione stimato in oltre un milione di tonnellate all'anno (geopop.it).

Uno dei principali vantaggi dell'idrogeno bianco risiede nel suo impatto ambientale estremamente basso. Non essendo necessario produrlo artificialmente, si evita il consumo di energia e le emissioni associate alla produzione convenzionale. Dal punto di vista tecnico, l'idrogeno bianco può essere estratto seguendo metodologie analoghe a quelle dell'industria del petrolio e gas seguendo questi tre step: identificazione del serbatoio, perforazione e test di produzione. Tuttavia, le tecnologie per l'estrazione e lo stoccaggio sono ancora in fase sperimentale e restano da approfondire vari aspetti, come la stima delle riserve, la sostenibilità dei tassi di produzione e le tecniche di stimolazione (Aimikhe et al., 2023).

Nonostante le sue grandi potenzialità, l'idrogeno bianco è ancora assente nella maggior parte delle strategie energetiche nazionali e internazionali. Solo di recente alcuni Paesi, come la Francia, la Polonia, l'Australia e gli Stati Uniti, hanno iniziato a modificare le normative per promuoverne la ricerca. Il suo grado di maturità tecnologica (TRL) è attualmente stimato a 5, segno che sono necessari ulteriori studi, investimenti e dimostrazioni su scala industriale per renderlo una componente stabile e competitiva del mix energetico del futuro.

1.4 Supply chain dell'idrogeno

1.4.1 Distribuzione e stoccaggio

La distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno rappresentano due tasselli fondamentali per la costruzione di una filiera dell'idrogeno efficiente, sicura e sostenibile. Sebbene la maggior parte dell'attenzione sia oggi concentrata sulla produzione (in particolare quella da fonti rinnovabili), è nella fase post-produzione, ovvero nella gestione, rappresentata dal trasporto e dalla conservazione dell'idrogeno, che si gioca gran parte della sfida tecnologica ed economica per trasformarlo in un vettore energetico realmente competitivo.

L'idrogeno possiede infatti caratteristiche chimico-fisiche molto specifiche: è una molecola estremamente leggera, ha una densità energetica per unità di volume molto bassa, ed è altamente infiammabile. Questi fattori lo rendono difficile da immagazzinare e trasportare in modo semplice ed economico, soprattutto se confrontato con i combustibili fossili tradizionali come benzina o metano. Inoltre, la sua elevata reattività può causare fenomeni

di leakage (fragilizzazione) e corrosione nei materiali se esposti a contatto prolungato, complicando la scelta dei componenti per serbatoi, tubazioni e infrastrutture. Tutto ciò impone soluzioni tecniche e ingegneristiche avanzate, che non sempre sono mature o economicamente sostenibili.

Ad oggi circa l'85% dell'idrogeno prodotto viene consumato sul posto mentre il rimanente 15% viene trasportato (RSE, 2022). In questo contesto, il dibattito tra produzione centralizzata e distribuita assume un ruolo rilevante. La produzione centralizzata permette di ridurre i costi di produzione grazie alle economie di scala, ma implica elevati costi e complessità di distribuzione. Al contrario, la produzione locale direttamente nei punti di consumo (come le stazioni di rifornimento o nelle industrie) può minimizzare le sfide logistiche, ma comporta maggiori costi di investimento unitari per la realizzazione di impianti su piccola scala. Una possibile soluzione intermedia è rappresentata dalla creazione di poli regionali per la produzione e distribuzione dell'idrogeno, come già avviato in diversi Paesi (www.afdc.energy.gov).

Lo sviluppo di tecnologie affidabili e scalabili per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno è cruciale per permetterne una diffusione su vasta scala e per favorire la transizione verso un sistema energetico decarbonizzato. Le opzioni attualmente disponibili sono molteplici e rispondono a esigenze diverse in termini di quantità immagazzinabile, costi e impatto ambientale. Nelle sezioni che seguono verranno analizzati i cinque principali metodi oggi adottati o in fase di sviluppo per lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno: la compressione ad alta pressione, la liquefazione criogenica, l'immissione nelle reti del gas naturale (*blending*), lo stoccaggio in forma solida tramite idruri metallici, e infine l'uso dell'ammoniaca come vettore chimico.

- *Idrogeno gassoso compresso (CGH₂)* : lo stoccaggio dell'idrogeno in forma compressa rappresenta, ad oggi, una delle soluzioni più consolidate e mature per la conservazione e il trasporto di questo vettore energetico. Si tratta di una tecnologia largamente impiegata sia in ambito industriale che per applicazioni mobili, come nei veicoli a celle a combustibile (FCEV), grazie alla sua relativa semplicità operativa e alla disponibilità di infrastrutture già esistenti (N. Ma et al., 2023). L'idrogeno viene tipicamente compresso a pressioni comprese tra 350 e 700 bar (in alcuni casi anche superiori, fino a 1000 bar), grazie allo stoccaggio in serbatoi a pressione o tramite lo stoccaggio geologico. La compressione consente di aumentare notevolmente la

densità del gas, passando da circa 0,08 kg/m³ a condizioni atmosferiche fino a 39,22 kg/m³ a 700 bar. Se si parla di piccoli quantitativi di idrogeno (<1ton/gg) e di brevi distanze nell'ordine di un centinaio di chilometri, prevale il trasporto pesante su gomma, con un costo che va dagli 0,65-1,73 \$/kg H₂ (RSE, 2022). Nonostante i benefici come l'elevata densità energetica e i tempi di rifornimento rapidi, questa soluzione presenta comunque delle perdite energetiche. La compressione del gas richiede energia, e il conseguente riscaldamento può comportare dispersioni termiche, così come anche durante il rilascio e il trasporto si registrano perdite. Questa soluzione presenta quindi alcuni limiti intrinseci, riducendo così l'efficienza del sistema al 70-90% (N. Ma et al., 2023). A queste perdite energetiche si aggiungono anche criticità legate alla sicurezza: l'idrogeno, infatti, è altamente infiammabile e, in caso di fuoriuscita da serbatoi o tubazioni danneggiate, può facilmente generare pericolose esplosioni. Le pressioni elevate comportano rischi tecnici significativi, soprattutto nei settori marittimi o nei trasporti pesanti, dove è necessario considerare attentamente gli effetti della compressione adiabatica, le sollecitazioni termiche e la corrosione degli impianti (Panić et al., 2022). In ambito automobilistico, lo sviluppo di serbatoi in fibra di carbonio leggeri e resistenti, caricabili fino a 700 bar, ha rappresentato un'importante innovazione, consentendo a modelli come la Toyota Mirai di raggiungere autonomie fino a 600 km con un tempo di rifornimento di pochi minuti (RSE, 2022). A livello industriale, invece, si stanno esplorando opzioni di stoccaggio su larga scala, come l'utilizzo di serbatoi metallici multistrato interrati, sfruttare l'interno delle torri di turbine eoliche e, soprattutto, sfruttare le formazioni geologiche sotterranee. Tra queste ultime, le caverne saline rappresentano una delle soluzioni più promettenti per lo stoccaggio stagionale⁴ dell'idrogeno. Grazie alla loro impermeabilità naturale, alla capacità di sostenere alte pressioni e al comportamento inerte delle rocce saline, offrono buone prestazioni sia in termini di capacità sia di sicurezza. Tuttavia, richiedono accurate valutazioni geologiche e investimenti consistenti. In alternativa, si considerano anche i giacimenti esauriti di petrolio e gas, che offrono costi inferiori, ma pongono dubbi sulla compatibilità dei materiali con l'accumulo dell'idrogeno, soprattutto per quanto riguarda fenomeni di leakage e corrosione (N. Ma et al., 2023). In sintesi, l'idrogeno

⁴ Stoccaggio stagionale: è una tecnologia che permette di conservare l'energia generata in periodi di bassa domanda (off peak), per poi utilizzarla in periodi di elevata domanda (peak load). Si applica ad esempio nei parchi fotovoltaici ed eolici data l'intermittenza di queste fonti rinnovabili, per stoccare l'idrogeno verde prodotto.

compresso rappresenta una tecnologia di riferimento per lo stoccaggio e la distribuzione a breve e medio termine, grazie alla sua flessibilità e maturità tecnica. Tuttavia, resta necessario continuare a investire in soluzioni che ne migliorino l'efficienza, riducano i rischi associati alle alte pressioni, e ne adattino l'utilizzo a scenari di lungo termine e su larga scala.

- *Idrogeno liquido (LH_2):* lo stoccaggio dell'idrogeno in forma liquida rappresenta una delle alternative più promettenti per il trasporto su lunga distanza e per applicazioni nei settori dell'aerospazio, della mobilità pesante e delle reti energetiche avanzate. Per ottenere idrogeno liquido (LH_2), è necessario raffreddare l'idrogeno gassoso fino a raggiungere il punto di ebollizione, circa pari a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ per poi procedere con la ri-gassificazione per convertirlo nuovamente in forma gassosa. Il risultato è un fluido con una densità di circa $70,85\text{ kg/m}^3$ e con un contenuto energetico (PCN) di circa $120,1\text{ MJ/kg}$ ($\sim 2,5\text{ kWh/dm}^3$) (Panić et al., 2022). Tuttavia, nonostante i vantaggi in termini di compattezza e trasportabilità, la liquefazione dell'idrogeno comporta significativi svantaggi dal punto di vista energetico. Il processo di liquefazione richiede tra 45 e 54 MJ/kg di idrogeno, equivalenti a circa il 35% del suo contenuto energetico (RSE, 2022). Questa perdita è particolarmente rilevante se si considera che l'idrogeno è spesso prodotto proprio per migliorare l'efficienza e la sostenibilità dei sistemi energetici. Inoltre, le infrastrutture necessarie (come i serbatoi criogenici super-isolanti) risultano ingombranti e costosi, riducendo in parte i benefici ottenibili dal trasporto in forma liquida. Dopo la liquefazione, l' LH_2 è soggetto a fenomeni di boil-off, ovvero l'evaporazione in gas dovuta al calore residuo che penetra nel sistema, con conseguente aumento della pressione interna e possibile rilascio di idrogeno nell'atmosfera. Per affrontare questo problema si stanno sviluppando tecnologie avanzate come i sistemi ZBO (Zero Boil-Off), che combinano isolamento termico e gestione del calore per ridurre al minimo queste perdite (Ma et al., 2023). Nonostante ciò, resta fondamentale il monitoraggio accurato della temperatura e della pressione, nonché la progettazione di sistemi di sicurezza per evitare rischi di esplosione o incendio, vista l'elevata infiammabilità dell'idrogeno. Quando si parla di trasportare quantitativi più elevati di idrogeno (dalle 10 alle 1000 tonnellate al giorno), si fa ricorso alla sua forma liquida, in particolare ci si serve del trasporto pesante su strada (fino a 10 tonnellate al giorno ed entro i 1000km) e del trasporto su navi cargo per tratte intercontinentali con capacità di 1000 tonnellate al giorno e di

percorrenze oltre i 5000 km. Il costo, che supera i 3 \$/kg H₂ tiene conto oltre che ai costi di trasporto, anche ai costi associati alla conversione dell'idrogeno dallo stato gassoso a quello liquido e viceversa (qualenergia.it; RSE, 2022; Bloomberg, 2020). Infine, è importante considerare che solo idrogeno ad alta purezza può essere liquefatto, il che comporta ulteriori costi e passaggi nel processo. Anche per questi motivi, la liquefazione, pur essendo tecnologicamente matura e utilizzata in settori altamente specializzati come quello spaziale, risulta ancora oggi una soluzione complessa e costosa per uno stoccaggio e una distribuzione su larga scala.

- *Miscelazione dell'idrogeno nelle reti di gas naturale*: nota come *blending*, è una delle soluzioni oggi più discusse per agevolare la distribuzione dell'idrogeno sfruttando infrastrutture esistenti. L'idea di iniettare idrogeno, prodotto da fonti rinnovabili, all'interno delle attuali reti di metano rappresenta una strategia transitoria per ridurre i costi iniziali legati alla costruzione di idrogenodotti dedicati e al contempo promuovere la decarbonizzazione della rete gas. Secondo l'IEA (International European Association), in Paesi come Stati Uniti, Regno Unito, Italia e Australia oltre il 50% delle abitazioni è già connesso a reti di distribuzione del gas, rendendo questa opzione logisticamente molto attraente (Ma et al., 2023). Oltre alla convenienza economica, il blending permette anche di minimizzare le perdite energetiche tipiche del trasporto dell'idrogeno compresso o liquido su lunghe distanze. Tuttavia, l'introduzione dell'idrogeno nelle reti di metano non è esente da criticità tecniche. Innanzitutto, l'idrogeno possiede caratteristiche chimico-fisiche molto diverse dal metano: ha una densità energetica per volume inferiore (12,10 MJ/m³ contro i 39,10 MJ/m³ del metano) e richiede circa 3,8 volte più energia per essere trasportato lungo le condotte, a parità di energia trasportata (RSE, 2022). Inoltre, l'idrogeno può causare fenomeni di infragilimento nei materiali metallici delle condutture, aumentando il rischio di fratture e perdite, soprattutto sotto pressione. Superata una certa soglia di concentrazione (circa il 20–30% in volume), gli adeguamenti infrastrutturali necessari potrebbero risultare più onerosi della costruzione ex novo di idrogenodotti dedicati (RSE, 2022). Inoltre, l'effetto della miscela sugli apparecchi domestici e industriali è oggetto di studio: in alcuni casi, l'idrogeno può alterare la combustione, i tempi di accensione e la sicurezza degli impianti (Ma et al., 2023). Come intuibile, il trasporto in condotti già esistenti è adatto a volumi elevati (superiori alle 10 tonnellate al giorno) e presenta un costo che

può variare dai 0,05-0,58 \$/kg entro i 1000km per poi arrivare fino ai 3 \$/kg per tratte intercontinentali superiori ai 1000 km (Bloomberg, 2020). Vediamo come questa metodologia, essendo la più promettente e richiedendo bassi costi infrastrutturali iniziali, risulta essere la più competitiva, purché accompagnata da un'attenta valutazione delle implicazioni tecniche e dalla definizione di limiti di concentrazione sostenibili nel tempo.

- *Idruri metallici*: lo stoccaggio dell'idrogeno tramite idruri metallici rappresenta una delle soluzioni più interessanti nel panorama dei sistemi solidi, sviluppata per superare le criticità associate alla compressione e alla liquefazione. In particolare, consentono l'assorbimento degli atomi di idrogeno all'interno della struttura cristallina del metallo, così da aumentare significativamente la densità energetica rispetto all'idrogeno liquido. Si stima, infatti, che la densità volumetrica dell'idrogeno stoccato in alcuni idruri possa arrivare fino a 110 kg/m³, contro i circa 71 kg/m³ dell'idrogeno liquido (RSE, 2022; Panic et al., 2022). Questa tecnologia offre vantaggi rilevanti in termini di sicurezza: trattandosi di un processo endotermico, il serbatoio contenente l'idruro metallico deve essere riscaldato per rilasciare idrogeno, riducendo il rischio di fughe accidentali. Inoltre, in caso di rottura del serbatoio, il rilascio di idrogeno avviene a bassa pressione e può essere interrotto semplicemente rimuovendo il calore (Panic et al., 2022). Tuttavia, gli idruri metallici presentano anche delle limitazioni: la principale riguarda la scarsa efficienza gravimetrica, ovvero la quantità di idrogeno stoccabile in rapporto alla massa del materiale ospitante: con un'efficienza media tra l'1% e l'8%, sono necessari fino a 12,5 kg di metallo per stoccare solo 1 kg di idrogeno (Panic et al., 2022). Anche la ciclicità e la stabilità nel tempo dei materiali sono oggetto di studio, poiché le prestazioni possono degradarsi con il passare dei cicli di carica e scarica (RSE, 2022). Tra i materiali più studiati spiccano le leghe a base di LaNi₅ e gli idruri di magnesio, che sono stati oggetto anche di progetti sperimentali. In particolare, l'utilizzo di serbatoi in idruri come zavorra per carrelli elevatori a celle a combustibile dimostra come queste tecnologie possano trovare applicazioni di nicchia, dove la massa aggiuntiva non rappresenta un limite ma un vantaggio. In conclusione, lo stoccaggio in idruri metallici è una tecnologia solida e sicura, ma ancora confinata ad ambiti specifici a causa dei costi, del peso e delle limitazioni in termini di efficienza

gravimetrica. Tuttavia, resta una delle aree di ricerca più attive nel campo dell'accumulo dell'idrogeno, con importanti margini di miglioramento per il futuro.

- *Ammoniaca come vettore*: l'ammoniaca (NH_3) si configura oggi come uno dei vettori chimici più promettenti per il trasporto su larga scala di idrogeno verde. Essa è una molecola priva di carbonio, stabile, facilmente liquefattibile e dotata di elevata densità energetica volumetrica pari a $3,53 \text{ kWh/dm}^3$ (a 8,6 bar e 20°C), risultando superiore persino all'idrogeno liquido. L'idrogeno prodotto viene successivamente combinato con l'azoto atmosferico, tramite il processo Haber-Bosch, per sintetizzare l'ammoniaca. Tale approccio presenta numerosi vantaggi: l'ammoniaca è facilmente trasportabile attraverso infrastrutture esistenti, viene già ampiamente utilizzata a livello industriale (soprattutto per i fertilizzanti) e può essere riconvertita in idrogeno tramite processi di *cracking* catalitico, rilasciando come unico sottoprodotto l'azoto, un gas non tossico e non climalterante (Ma et al., 2023; Osman et al., 2022). Tuttavia, questa soluzione non è priva di sfide: il processo Haber-Bosch tradizionale richiede temperature tra $300\text{-}500^\circ\text{C}$ e pressioni elevate ($200\text{-}300 \text{ bar}$), con un elevato consumo energetico, spesso alimentato ancora da fonti fossili. Per rendere questo processo più sostenibile, la ricerca sta esplorando percorsi alternativi come la sintesi elettrochimica dell'ammoniaca o la fissazione fotocatalitica dell'azoto (Osman et al., 2022). Inoltre, l'ammoniaca è una sostanza tossica e potenzialmente letale se rilasciata in grandi quantità, come dimostrato da gravi incidenti avvenuti nel trasporto tramite pipeline (RSE, 2022). Nonostante ciò, grazie all'elevata densità energetica, alla rete logistica già sviluppata e alla maggiore sicurezza rispetto ad altri vettori gassosi, l'ammoniaca si pone come uno dei candidati più validi per il trasporto intercontinentale dell'idrogeno, in particolare da aree ricche di risorse rinnovabili verso i centri di consumo energetico (Ma et al., 2023; RSE, 2022).

Nel contesto delle applicazioni pratiche, quando si parla di stoccaggio dell'idrogeno, il volume disponibile è spesso un vincolo maggiore rispetto alla massa disponibile. Per questo motivo, è più utile considerare la densità energetica dell'idrogeno in termini volumetrici. La Figura 9, mostra la densità energetica dei diversi "formati", in funzione del contenuto volumetrico di idrogeno. Si può osservare che comprimere l'idrogeno da 1 bar a 700 bar (a temperatura standard) comporta un aumento della densità energetica volumetrica da $0,003 \text{ kWh/dm}^3$ a $2,1 \text{ kWh/dm}^3$. Convertendo l'idrogeno in altre forme come idrogeno liquido e ammoniaca, si nota come l'ammoniaca liquida presenta la densità energetica volumetrica

più elevata ($\sim 4,0 \text{ kWh/dm}^3$). Tuttavia, è importante notare che, sebbene queste diverse forme possano far aumentare la densità energetica volumetrica dell'idrogeno, i processi coinvolti (cioè compressione e/o conversione) sono spesso caratterizzati da un elevato consumo energetico.

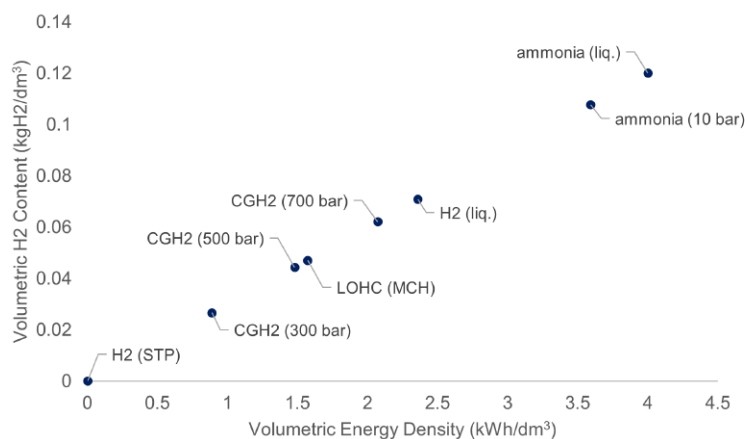


Figura 9: Densità energetica in funzione del contenuto volumetrico di H₂ nei diversi formati. Fonte: Department for Energy Security and Net Zero. 2023. Hydrogen Transport and Storage Cost Report. London: Crown Copyright.

1.4.2 End-use

L'enorme potenziale dell'idrogeno nella decarbonizzazione globale è strettamente legato alla sua straordinaria versatilità. Come evidenziato nella sezione introduttiva, l'idrogeno è già oggi impiegato in numerosi ambiti industriali consolidati: nell'industria chimica per la sintesi di ammoniaca, metanolo, nella raffinazione petrolifera, nell'industria siderurgica, fino ad arrivare al settore aerospaziale, dove viene utilizzato come propellente per i razzi (treccani.it). Tuttavia, l'attuale crisi climatica e l'urgenza di ridurre le emissioni climalteranti stanno aprendo nuove prospettive per l'idrogeno, rendendolo una soluzione sempre più strategica. L'elettrificazione, pur rappresentando una via fondamentale per la decarbonizzazione, non è sufficiente a coprire tutti i fabbisogni energetici, soprattutto nei cosiddetti settori "hard-to-abate", ovvero quei comparti industriali e dei trasporti in cui le batterie non risultano adatte a causa di limiti tecnici legati all'autonomia, ai tempi di ricarica o alle dimensioni degli impianti. In questi contesti, l'idrogeno (in particolare quello ottenuto a partire dalle FER) si propone come l'alternativa più efficace per coniugare prestazioni e sostenibilità sia attraverso la sua combustione, sia tramite la tecnologia fuel cells.

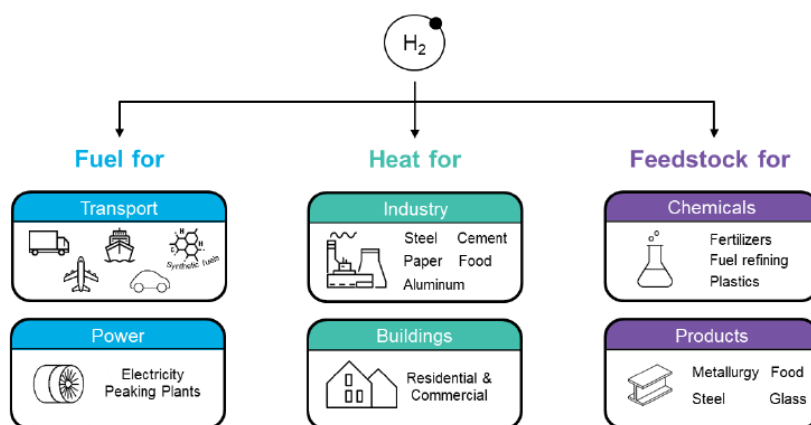


Figura 10: Principali end use dell'idrogeno. Fonte: BloombergNEF

Nei paragrafi che seguono, vengono esplorati i principali ambiti di utilizzo dell'idrogeno, concentrando l'attenzione sia sui più consolidati sia in quelli in via di sviluppo:

- Trasporto su strada:** nel trasporto su strada, l'idrogeno rappresenta una valida alternativa ai combustibili fossili, soprattutto nei segmenti dove l'elettrificazione tramite batterie risulta meno efficace, come nel trasporto pesante a lunga percorrenza. La tecnologia più promettente in questo ambito è quella delle celle a combustibile (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEV), che trasformano l'idrogeno stoccato a bordo in energia elettrica attraverso una reazione elettrochimica, emettendo unicamente vapore acqueo come scarto. Nei veicoli leggeri, come automobili e SUV, i FCEV offrono vantaggi in termini di autonomia (fino a 600 km con un pieno) e tempi di rifornimento rapidi (3–5 minuti), paragonabili a quelli di un'auto convenzionale. Alcuni modelli commercializzati includono la Toyota Mirai e la Hyundai NEXO. Tuttavia, la scarsa diffusione delle infrastrutture di rifornimento limita ancora la penetrazione su larga scala; basti pensare che globalmente esistono circa 1200 stazioni di rifornimento a idrogeno (HRS) mentre in Italia ce n'è soltanto una, situata a Mestre. Nel trasporto pesante, invece, la tecnologia fuel cell sta guadagnando sempre più attenzione grazie alla maggiore efficienza rispetto ai motori elettrici e alla possibilità di ridurre le emissioni in segmenti difficili da decarbonizzare, come camion, autobus e veicoli per la logistica urbana. Progetti pilota e iniziative commerciali sono già in corso in Europa, Nord America e Asia, con aziende come Nikola, Volvo truck, Hyundai e MAN che stanno sviluppando camion a idrogeno per tratte medio-lunghe. L'idrogeno compresso a 700 bar è la forma più comune di stoccaggio per questi veicoli, ma si stanno esplorando anche soluzioni a 350 bar e

sistemi criogenici per estendere ulteriormente l'autonomia. L'obiettivo è di raggiungere gli 8 kg/min entro il 2030 per quanto riguarda il rifornimento alle stazioni (hydrogenera.eu). Nel complesso, la tecnologia fuel cell offre una soluzione complementare alla mobilità elettrica a batteria, particolarmente adatta a quei contesti che richiedono elevata autonomia, rapidità di rifornimento e bassissime emissioni locali (IEA, 2024).

- **Settore aeronautico e aerospaziale:** questo elemento ha una lunga storia di impiego nel settore aerospaziale, dove è stato utilizzato sotto forma liquida (LH₂) sin dagli anni Cinquanta come propellente in combinazione con ossigeno liquido (LOX) per alimentare i motori dei razzi. La sua elevata densità energetica gravimetrica e le caratteristiche criogeniche lo rendono particolarmente adatto per missioni spaziali, come dimostrato ad esempio dai programmi statunitensi Centaur e Saturn proposti dalla NASA. Nel comparto dell'aviazione civile e commerciale, l'interesse verso l'idrogeno è in crescita, sebbene l'impiego diretto nei motori aeronautici sia ancora in fase sperimentale. Attualmente, l'attenzione si concentra principalmente sulla produzione di carburanti sintetici per l'aviazione (*Sustainable Aviation Fuels*, SAF) a base di idrogeno. Questi carburanti, compatibili con le infrastrutture esistenti, possono essere integrati più agevolmente rispetto all'utilizzo diretto dell'idrogeno. Progetti rilevanti come quelli di Air France-KLM, Norwegian Air Shuttle e IAG prevedono di investire in accordi di acquisto per grandi volumi di SAF da avviare tra il 2025 e il 2029. Secondo l'IEA, queste iniziative potrebbero contribuire per circa la metà all'obiettivo del regolamento europeo *ReFuelEU Aviation*, che impone una quota di almeno l'1,2% di carburanti RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) entro il 2030 (IEA, 2024). Per quanto riguarda l'uso diretto dell'idrogeno come combustibile aeronautico, le sperimentazioni in corso includono sia la combustione diretta sia l'impiego di celle a combustibile. Progetti come Airbus ZEROe stanno sviluppando concetti di aerei a idrogeno a emissioni zero, focalizzandosi su soluzioni criogeniche per lo stoccaggio del LH₂. Tuttavia, si prevede che questi velivoli richiederanno ancora lunghi cicli di test prima di entrare in servizio commerciale. Parallelamente, diverse startup, tra cui ZeroAvia e Fokker Next Gen, stanno sviluppando sistemi di propulsione a idrogeno liquido per aerei regionali, anche se permangono sfide economiche e tecnologiche (IEA, 2024).

- **Trasporto marittimo:** come per il trasporto aereo, anche quello marittimo vede nell'idrogeno una risorsa indispensabile nel percorso di decarbonizzazione, in linea con la strategia recentemente rivista dell'International Maritime Organization (IMO), la quale prevede che entro il 2030 i carburanti a zero (o quasi zero) emissioni rappresentino il 5-10% del consumo globale di combustibili per il trasporto internazionale. Se tale quota fosse soddisfatta interamente da combustibili a base di idrogeno, la domanda ammonterebbe a circa 9,3 milioni di tonnellate equivalenti di idrogeno all'anno (Mtpa H₂/eq) (IEA, 2024). Sebbene la produzione su larga scala di questi combustibili a basse emissioni presenti ancora sfide significative, il numero di ordini di nuove navi predisposte per combustibili alternativi è in crescita. A settembre 2024 risultavano ordinate circa 30 navi alimentate a idrogeno, prevalentemente traghetti, rimorchiatori e navi da crociera. Parallelamente, numerosi studi di fattibilità e progetti pilota stanno valutando l'uso diretto dell'idrogeno liquido (LH₂) a bordo di diverse tipologie di navi. Tra questi, sono stati analizzati traghetti, rimorchiatori portuali, navi da ricerca, navi container, e persino navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio di idrogeno (rifornimento di combustibile). Questi progetti prevedono l'impiego di celle a combustibile PEM abbinate a sistemi di stoccaggio criogenico, posizionati sia sopra sia sotto coperta, a seconda del progetto. Le configurazioni ibride con batterie sono spesso incluse per migliorare la flessibilità operativa, coprire i picchi di potenza e ottimizzare i consumi (Ustolin, 2022). Ad esempio, la nave passeggeri ad alta velocità *SF-BREEZE*, progettata per la baia di San Francisco, utilizza 164 moduli fuel cell alimentati da LH₂ e garantisce due tratte da 50 miglia nautiche senza emissioni. Vale la pena sottolineare che, ad Aprile 2025, Fincantieri e Viking hanno annunciato la prima nave da crociera al mondo alimentata a idrogeno stoccato a bordo, utilizzato sia per la propulsione sia per la generazione di energia elettrica a bordo. Nonostante i progressi, permangono sfide legate alla gestione del boil-off, alla sicurezza nei processi di bunkering e alla complessità normativa per l'impiego di idrogeno a bordo. Tuttavia, l'inclusione del trasporto marittimo nell'EU ETS (European Union Emission Trading System) e l'introduzione di quote RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), del 2% entro il 2034, indicano una direzione chiara per il futuro della propulsione navale a idrogeno (IEA, 2024).

- **Settore industriale e raffinerie:** il settore industriale e della raffinazione rappresentano attualmente i principali ambiti di impiego dell'idrogeno a livello globale, in particolare nella sua forma "grigia" prodotta da fonti fossili. Nel 2023, la domanda globale di idrogeno nel settore della raffinazione ha raggiunto i 43 milioni di tonnellate (Mt), questo aumento è stato trainato principalmente dalla Cina e dal Medio Oriente, mentre la domanda è rimasta stabile nelle altre regioni. La maggior parte dell'idrogeno utilizzato nelle raffinerie è stata prodotta in loco da fonti fossili non abbattute (45%) o come sottoprodotto da processi come il reforming catalitico della nafta (oltre il 35%). Solo circa il 20% dell'idrogeno proviene da fonti esterne, anch'esse prevalentemente di origine fossile (IEA, 2024). Parallelamente, cresce l'attenzione per l'adozione di idrogeno a basse emissioni nel settore; sempre nel 2023, il consumo globale di idrogeno rinnovabile o con cattura della CO₂ in raffineria è stato di circa 250 kt, un incremento modesto (+4%) rispetto al 2022, dovuto principalmente all'avvio di impianti in Cina. Tra i progetti più rilevanti figurano la raffineria Sinopec a Kuqa (260 MW di elettrolisi) e numerose iniziative in fase di costruzione in Europa, tra cui l'impianto da 100 MW della Shell in Germania. Se tutti i progetti annunciati saranno realizzati secondo i tempi previsti, si potrebbe raggiungere un utilizzo di 1,6 Mt di idrogeno a basse emissioni nel settore della raffinazione entro il 2030 ovvero circa un quarto del fabbisogno previsto nello scenario Net Zero Emissions (IEA, 2024).

Nel settore industriale, la domanda di idrogeno ha toccato i 54 Mt nel 2023, in crescita del 2% rispetto all'anno precedente. Circa il 60% di questo idrogeno è stato impiegato per la produzione di ammoniaca, il 30% per il metanolo e il 10% per la produzione diretta di ferro (DRI). Anche in questo ambito, l'idrogeno è stato quasi interamente prodotto da fonti fossili senza abbattimento delle emissioni, generando circa 680 Mt di CO₂, equivalenti alle emissioni totali della Turchia, per dare un termine di paragone. In prospettiva, per allinearsi con lo scenario NZE, l'uso industriale di idrogeno dovrà raggiungere i 70 Mt entro il 2030, di cui almeno il 25% dovrà provenire da fonti a basse emissioni (IEA, 2024). Tuttavia, per raggiungere questi obiettivi sarà necessario superare ostacoli significativi, primo fra tutti l'elevato costo dell'energia da fonti rinnovabili e la sua disponibilità limitata. Una rapida espansione della capacità installata di impianti fotovoltaici ed eolici sarà cruciale non solo per alimentare gli elettrolizzatori, ma anche per evitare una concorrenza interna

con altri usi strategici dell'elettricità verde (IEA, 2024). Sono numerosi i progetti in corso per incrementare la quota di idrogeno verde o blu anche in ambito industriale, con nuove capacità già in costruzione in Cina, Europa, India e Nord America. Tra i più avanzati figurano il progetto Hy4Chem in Germania e la realizzazione del primo impianto siderurgico indiano basato su idrogeno elettrolitico (Hygenco). Inoltre, l'utilizzo dell'idrogeno per la generazione di calore ad alta temperatura nei processi industriali sta attirando crescente attenzione, con numerosi progetti pilota avviati per dimostrarne la fattibilità tecnica anche in settori non tradizionalmente legati all'idrogeno (IEA, 2024).

L'industria pesante (tra cui quella chimica e metallurgica) è considerata un settore “hard-to-abate” ed è oggi uno dei target principali delle strategie europee di decarbonizzazione. L'idrogeno verde rappresenta una soluzione promettente, capace di sostituire i combustibili fossili non solo come vettore energetico, ma anche come reagente diretto nei processi produttivi, come avviene nella produzione di acciaio dove può fungere da riducente alternativo al carbone. Tuttavia, senza un deciso supporto politico e finanziario alla produzione e distribuzione dell'idrogeno verde, e senza un parallelo sviluppo delle infrastrutture necessarie, la piena transizione verso un'industria hydrogen-based rischia di rallentare.

1.5 Economia dell'idrogeno verde: costi e sfide industriali

Dopo aver chiarito e approfondito le diverse alternative ad oggi percorribili per la produzione dell'idrogeno e com'è articolata la relativa supply chain, con un particolare focus sull'idrogeno verde, è necessario andare ad analizzare gli aspetti economici e le sfide associate a questo vettore energetico. In particolar modo, proprio i costi di produzione sono un elemento fondamentale per il futuro dell'idrogeno, in quanto da essi dipenderà la diffusione e il prevalere di questa alternativa sulle altre.

Se da un lato l'idrogeno si presenta come un vettore energetico incredibilmente promettente per la transizione ecologica, dall'altro non tutte le sue “tonalità” sono compatibili con gli obiettivi climatici che i paesi leader globali, mediante l'obiettivo NZE, si sono posti per i prossimi decenni. È infatti paradossale, ma significativo, che siano proprio le forme di idrogeno più economiche a risultare anche le meno sostenibili dal punto di vista ambientale.

È evidente, ad oggi, che le tecnologie maggiormente consolidate come quelle relative all'idrogeno grigio e nero siano estremamente avvantaggiate rispetto alle opzioni rivali, che stanno attraversando adesso le fasi iniziali del loro sviluppo. Difatti queste tecnologie sono in uso da decenni in maniera stabile, quindi non necessitano di ulteriori investimenti per spingere la tecnologia, hanno il CAPEX già totalmente ammortizzato, e tutto questo pesa in modo del tutto marginale sul prezzo finale dell'idrogeno. L'unico fattore che influisce sulla volatilità del costo finale, è il costo delle materie prime; ad esempio, nel 2022 si è registrato un notevole aumento del prezzo del gas naturale che ha portato ad un innalzamento fino a due volte e mezzo del costo dell'idrogeno grigio rispetto all'anno precedente (IEA, 2024). In questo scenario, il cosiddetto idrogeno blu, che associa tecnologie convenzionali alla cattura della CO₂ (CCUS), si propone come una valida opzione di transizione ovvero come una sorta di ponte tecnologico tra il passato e un futuro interamente green. Questo perché l'idrogeno blu, come già spiegato precedentemente, sfrutta le infrastrutture esistenti che producono idrogeno tramite metano o carbone, ma con il supplemento di un sistema di cattura e stoccaggio del carbonio (CCUS), il quale fa sicuramente crescere il costo a valle dell'idrogeno, ma in maniera marginale se rapportato al costo attuale dell'idrogeno verde che necessita di strutture ex novo e energia rinnovabile.

Il costo di produzione dell'idrogeno è quindi strettamente correlato al costo di investimento dell'impianto di produzione, al costo dell'elettricità (o delle materie prime) e dalle ore operative. La seguente formula proposta da A. Ajanovic mette in correlazione tutte queste voci e permette di comprendere al meglio da dove arriva il costo finale e quali sono i punti chiave su cui poter agire per abbatterlo. Di seguito l'equazione:

$$C_{H_2} = \frac{IC \cdot \alpha + C_{o\&m}}{T} + \frac{C_{f/e}}{\eta} \quad (\text{€/kWh})$$

IC: costo di investimento iniziale per l'impianto di produzione dell'idrogeno CAPEX (€/kWh/anno)

α : capital recovery factor [0,1] tiene conto del tasso di interesse e del periodo di ammortamento

$C_{o\&m}$: costi operativi e di manutenzione OPEX (€/kWh/anno)

T: ore operative all'anno (h/anno)

$C_{f/e}$: costo dell'elettricità o materia prima (€/kWh)

η : efficienza di conversione.

Alla luce di questa equazione possiamo notare che, in linea di principio, al diminuire dei costi di investimento iniziali, all'aumentare delle ore operative dell'impianto e con l'utilizzo

di elettricità a basso costo proveniente da rinnovabili (RES), si avrà un costo dell'idrogeno sempre minore.

Di seguito viene fornita un overview degli attuali costi di produzione (Figura 11 e Figura 12), concentrando la nostra attenzione sulle tecnologie maggiormente diffuse o che si prevede avranno una rapida ascesa, quali: idrogeno grigio, blu e verde. Prendiamo come riferimento i costi riportati nel Global Hydrogen Review pubblicato da IEA nel 2024.

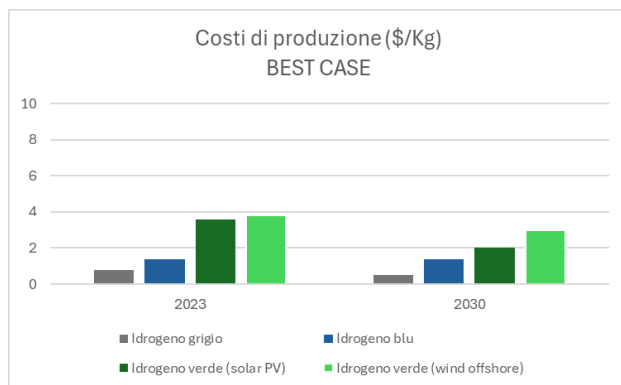


Figura 11: costi di produzione best case (IEA, 2024)

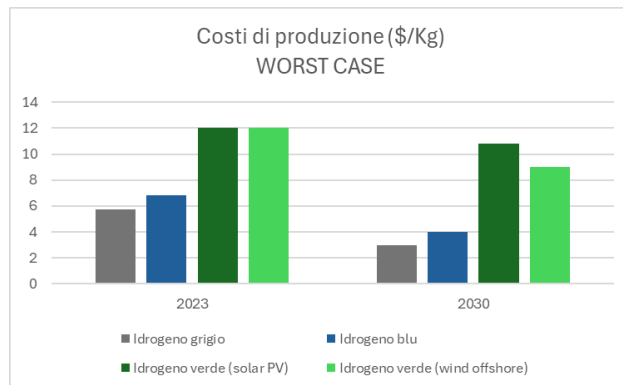


Figura 12: costi di produzione worst case (IEA, 2024)

Si può osservare come **l'idrogeno grigio**, ottenuto principalmente tramite processo di steam methane reforming (SMR), risulti oggi la soluzione più economica, con un prezzo che varia tra 0,8 e 5,7 \$/kg. Questo ampio intervallo di prezzo è dovuto, come già accennato, alla forte volatilità del prezzo del gas naturale, che rappresenta la principale materia prima per la sua produzione. Guardando al 2030, si prevede un ulteriore abbattimento dei costi, con un range stimato tra 0,5 e 3 \$/kg, a seguito di una possibile stabilizzazione dei mercati energetici e di un miglioramento tecnologico degli impianti.

Per **l'idrogeno blu**, per ottenere il suo costo, è necessario sommare alla spesa dell'idrogeno grigio quella relativa all'implementazione dei sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂. Tuttavia, questo comporta anche una perdita di efficienza del processo, passando dal 75-80% tipico dello SMR tradizionale a circa il 69% (mondoidrogeno.com). Attualmente, il costo dell'idrogeno blu si colloca tra 1,4 e 6,8 \$/kg, ma si stima una riduzione di circa il 41% entro il 2030, con un prezzo massimo previsto di 4 \$/kg.

Per quanto riguarda i costi **dell'idrogeno verde**, si evidenzia oggi un range più elevato rispetto alle alternative fossili: 3,6-12 \$/kg per quello prodotto da energia solare fotovoltaica, e 3,8-12 \$/kg per quello da eolico offshore. Tuttavia, grazie alla continua discesa dei costi delle rinnovabili e ai progressi tecnologici nell'elettrolisi, si prevede una riduzione significativa dei costi entro il 2030, rispettivamente a 2-10,8 \$/kg e 3-9 \$/kg. Nonostante il

divario economico rimanga ancora evidente, il percorso verso la competitività dell'idrogeno verde appare ormai tracciato, specialmente in un contesto di crescente impegno politico globale per la decarbonizzazione.

Questo differenziale di costo, noto come “*green premium*”, rappresenta il sovrapprezzo associato all'adozione di tecnologie a basse emissioni rispetto alle soluzioni tradizionali basate sui combustibili fossili. Il green premium, che riflette i maggiori costi attuali legati alla produzione di idrogeno verde e dei prodotti derivati, insieme al suo trasferimento sul consumatore finale, costituisce una delle principali sfide alla competitività su vasta scala. Un esempio significativo è il settore siderurgico: la produzione di acciaio a basse emissioni (green steel), tramite la riduzione diretta del minerale di ferro (DRI) con idrogeno verde, comporta attualmente un aumento dei costi di produzione del 27-43% rispetto alla produzione di acciaio tradizionale (IEA, 2024). Tuttavia, questo sovrapprezzo si riduce a circa l'1% (che i consumatori sarebbero generalmente disposti ad accettare, specie se motivati da obiettivi di sostenibilità) una volta trasferito sul prezzo finale di un veicolo elettrico (EV), in quanto il telaio incide poco sul prezzo finale dell'auto. In generale, ad ogni passaggio successivo nella catena di fornitura, il green premium si riduce a causa dei margini aggiunti nelle varie fasi; questo avviene perché il prezzo finale incorpora molti altri costi oltre alla sola materia prima, riducendo così il peso relativo del sovrapprezzo iniziale. Ciò dimostra come, pur in presenza di un green premium ancora elevato a monte della filiera, l'incidenza sui consumatori finali possa risultare contenuta, soprattutto nei settori ad alto valore aggiunto, favorendo così una progressiva accettazione del costo della transizione energetica.

Volendo andare ad investigare sui **costi** che guidano il prezzo finale dell'idrogeno verde, l'analisi è relativamente complessa, in quanto le quattro tecnologie ad oggi presenti (AEL, PEM, AEM, SOEC) sono a livelli diversi di maturità e sviluppo e sono caratterizzate da costi e componenti non sempre paragonabili, come visto nel paragrafo 1.2.1. Tuttavia, il costo dell'elettricità per l'elettrolisi (73% del costo totale), rappresenta ad oggi il principale cost driver dell'idrogeno verde (Figura 13), e una sua riduzione può essere vista come il fattore comune che può farne aumentare la competitività.

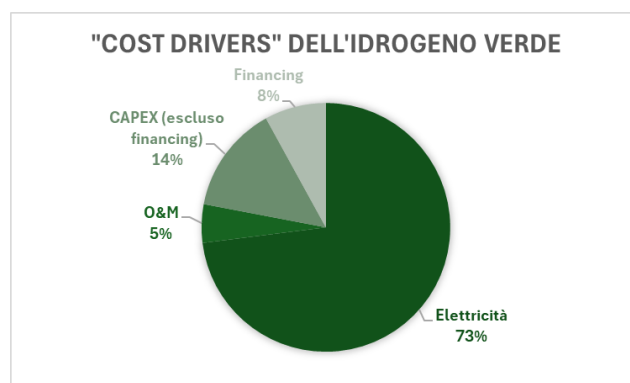


Figura 13: Cost drivers dell'idrogeno verde. (Fonte: Patonia & Poudineh, 2022)

In questo contesto, è rilevante osservare come alcune fonti rinnovabili abbiano già raggiunto livelli di competitività elevati nella generazione di energia elettrica, rispetto alle fonti fossili tradizionali. Secondo l'analisi sul **LCOE (Levelized Cost Of Energy)** [\$/MWh], condotta da Lazard (2024) riferita al mercato statunitense, che indica i costi di produzione per ogni tecnologia, si può notare (Figura 14) come l'eolico onshore rappresenti oggi la tecnologia per la produzione elettrica più conveniente per i nuovi impianti, con un LCOE compreso tra 27 e 73 \$/MWh. Segue da vicino il fotovoltaico su scala utility⁵, il cui LCOE si colloca tra 29 e 92 \$/MWh, evidenziando una delle curve di riduzione dei costi più "aggressive" tra tutte le tecnologie (basti pensare che nel 2009 il costo medio superava i 350 \$/MWh).

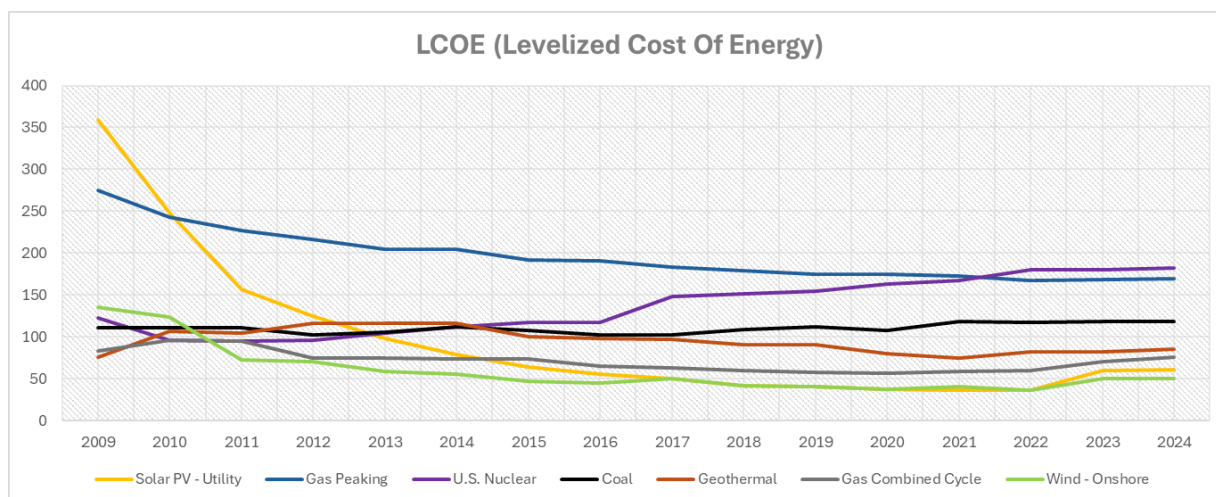


Figura 14: Levelized Cost Of Energy (LOEC), confronto tra tecnologie rinnovabili di generazione di energia con le tecnologie convenzionali di generazione di energia. N.B. i valori puntuali utilizzati per la creazione del grafico sono in realtà la media di un range di valori per ogni tecnologia. (Fonte: Lazard, Levelized Cost of Energy+, 2024).

⁵ Fotovoltaico su scala utility: si riferisce a grandi impianti fotovoltaici progettati per produrre elettricità in quantità elevate. Sono impianti industriali, molto più grandi di quelli residenziali o commerciali e sono gestiti da società elettriche (utility). Vanno da diverse decine a centinaia di MW di potenza installata.

Questi valori risultano particolarmente significativi, poiché per rendere l'idrogeno verde realmente competitivo, ovvero in grado di raggiungere un costo di produzione inferiore ai 2 \$/kg, è necessario che il prezzo dell'elettricità proveniente da fonti rinnovabili utilizzata per l'elettrolisi, si attesti su livelli di costo molto bassi indicativamente tra 20 e 30 \$/MWh (RSE, 2022). Alla luce dei dati riportati, appare evidente come, almeno per le tecnologie dell'eolico onshore e del fotovoltaico utility-scale, si stia progressivamente avvicinando la possibilità concreta di raggiungere tali soglie di costo.

Per quanto riguarda la tecnologia degli **elettrolizzatori** invece, Patonia e Poudineh (2022) hanno individuato i possibili **fattori di riduzione dei costi**:

- *Consumo energetico per unità di prodotto*: dato l'elevato costo dell'energia, la soluzione più efficace sarebbe quella di migliorare l'efficienza della cella elettrolitica andando ad diminuire la quantità di energia utilizzata per produrre un kg di H₂. Come accennato nel paragrafo 1.2.1 gli elettrolizzatori SOEC sono i più efficienti grazie all'uso combinato del calore che favorisce il processo di elettrolisi, mentre gli AEM sono la soluzione meno matura e performante che andrebbe efficientata.
- *Vita utile dello stack*: estendere la durata operativa degli elettrolizzatori permette di ammortizzare l'investimento iniziale su un volume maggiore di idrogeno prodotto, contribuendo così a ridurre il costo per unità. Attualmente, gli elettrolizzatori alcalini, essendo la tecnologia più matura, risultano anche i più longevi (fino a 100.000 ore), seguiti da PEM e SOEC. Gli AEM invece, essendo ancora poco sviluppati, mostrano la durata più bassa e criticità legate alla stabilità delle membrane
- *Dimensione dello stack*: aumentare la dimensione della stack o adottare una produzione modulare standardizzata consente di sfruttare le economie di scala, riducendo significativamente il costo unitario dell'idrogeno. Secondo IRENA, scalare un impianto da 1 MW a 20 MW può ridurre i costi di circa un terzo. Le tecnologie alcaline e PEM sono oggi più pronte alla scalabilità rispetto a SOEC e AEM. La progettazione modulare può inoltre mitigare i limiti tecnologici legati all'aumento fisico della stack.
- *Range di carico*: considerando che le fonti rinnovabili sono soggette a significativa variabilità, gli elettrolizzatori devono possedere un ampio range di carico per adattarsi a regimi intermittenti senza compromettere l'efficienza operativa. Le variazioni di carico alterano infatti temperatura e pressione ottimali, riducendo l'efficienza e aumentando i costi di produzione dell'idrogeno. Elettrolizzatori più

flessibili, come i PEM e i SOEC, permettono di mantenere prestazioni elevate anche in condizioni variabili (range operativo 5-120% e 3-125%), mentre gli alcalini presentano limiti tecnici (carico minimo circa 15%).

- *Riduzione nell'utilizzo di materie rare*: le celle a scambio protonico (PEM), che richiedono l'utilizzo di platino e iridio per la realizzazione dei loro catalizzatori sono particolarmente penalizzate da questo aspetto. Oltre all'elevato costo di questi materiali, si aggiunge la forte dipendenza da un numero ristretto di fornitori a livello globale, con il Sudafrica che domina l'esportazione di entrambi i metalli. Gli elettrolizzatori AEM, al contrario, sono riusciti in gran parte a escludere l'utilizzo di materiali critici dal loro design, rendendoli in prospettiva più competitivi sui costi rispetto ai PEM.
- *Economie di scala*: l'automazione crescente della produzione di stack a livello di megawatt potrebbe ridurre significativamente i costi della maggior parte degli elettrolizzatori, aumentando al contempo la loro disponibilità sul mercato globale. Di rilievo, che per i sistemi PEM già commercializzati, il raggiungimento di una produzione annua di 1 GW (pari a circa 1.000 unità da 1 MW) potrebbe ridurre il costo della stack fino al 50%. Riduzioni simili sono attese anche per SOEC e AEM, sebbene il loro sviluppo sia ancora in fase iniziale e le stime siano meno certe. Tuttavia, come accennato precedentemente, la scalabilità industriale è ostacolata dalla dipendenza da materiali critici; si consideri che, in base agli attuali livelli di produzione annua di iridio e platino, sarebbe possibile supportare la realizzazione di impianti PEM per una capacità complessiva compresa tra 3 e 7,5 GW all'anno, a fronte di una domanda complessiva stimata di circa 100 GW all'anno entro il 2030 (IRENA, 2020).

Come parte conclusiva di questo paragrafo, è interessante andare a proporre dei punti di riflessione in cui si confronta l'idrogeno con un'altra tecnologia ad esso paragonabile, per far capire al lettore con chiarezza il suo posizionamento attuale. Nel contesto della transizione energetica, **idrogeno verde** e **batterie** emergono come tecnologie complementari e sinergiche, ciascuna adatta a specifiche applicazioni. In sostanza, non si tratta di una competizione in cui una soluzione esclude l'altra, bensì di sfruttare i punti di forza di entrambe in un quadro integrato: le batterie colmano esigenze di efficienza immediata e uso locale dell'energia elettrica, mentre l'idrogeno estende la portata delle rinnovabili a settori e periodi temporali altrimenti inaccessibili (es. stoccaggio stagionale,

processi industriali ad alta intensità energetica, trasporto pesante). In seguito, si analizzeranno i vantaggi e i limiti delle due tecnologie per poi trarre conclusioni sul loro impiego complementare.

Un primo elemento di confronto tra idrogeno e batterie riguarda la **densità energetica**. L'idrogeno, come visto nel paragrafo 1.2, possiede una densità energetica gravimetrica estremamente elevata, pari a circa 33 kWh/kg, nettamente superiore rispetto ai 0,2-0,3 kWh/kg delle batterie agli ioni di litio (hydrogenera.eu). Questo aspetto rende l'idrogeno particolarmente adatto ai trasporti pesanti e di lunga percorrenza, come camion, autobus e potenzialmente anche il settore marittimo e aeronautico. Nei veicoli pesanti, infatti, poter immagazzinare molta energia per unità di peso senza aumentare eccessivamente il carico è un vantaggio strategico; un sistema a celle a combustibile può offrire autonomie maggiori con serbatoi di peso contenuto, laddove un pacco batterie di pari autonomia sarebbe molto più massiccio e poco adattabile. Inoltre, i tempi di rifornimento dell'idrogeno sono molto rapidi, nell'ordine di pochi minuti, a differenza delle batterie che richiedono ore per una ricarica completa (hydrogenera.eu). Tuttavia, l'idrogeno richiede compressione ad alte pressioni (700 bar) o liquefazione criogenica per essere immagazzinato e ottenere densità volumetriche adeguate, incrementando costi e complessità tecniche.

Un secondo confronto chiave riguarda l'**efficienza energetica** complessiva dei cicli di conversione e i relativi costi. Da questo punto di vista, le batterie godono di un vantaggio netto dal momento che convertire elettricità in accumulo elettrochimico e poi riutilizzarla comporta perdite relativamente contenute. L'efficienza carica-scarica di un sistema a batteria agli ioni di litio può infatti raggiungere il 70-90% (clouglobal.com); al contrario, il percorso dell'idrogeno verde, come visto nel paragrafo 1.2.1, implica più passaggi con perdite in ciascuno di essi. Il rendimento complessivo dal kWh elettrico iniziale all'energia utile erogata può quindi aggirarsi attorno al 40-50%, ovvero circa la metà di quello di un accumulo elettrochimico (clouglobal.com). In termini pratici, ciò significa che un veicolo a celle a combustibile può richiedere circa due volte l'energia elettrica rispetto a un veicolo a batteria per coprire la medesima distanza, a causa delle conversioni intermedie. Questo squilibrio si riflette anche sui costi operativi: ogni kWh di energia rinnovabile accumulato in una batteria permette di percorrere più chilometri rispetto a un equivalente a idrogeno, rendendo l'opzione elettrica più efficiente ed economica per molte applicazioni, soprattutto nel trasporto leggero e urbano.

Le **modalità di stoccaggio** dell'energia costituiscono un ulteriore punto di differenziazione. Le batterie conservano l'energia elettrica in forma chimica all'interno di accumulatori statici, risultando ideali per applicazioni localizzate e di breve termine, ma diventano onerose quando si tratta di accumulare grandi quantità di energia per lunghi periodi. L'idrogeno, invece, essendo un combustibile gassoso, può essere immagazzinato per intervalli di tempo molto lunghi senza autoscarica significativa e in quantità potenzialmente molto grandi (clouglobal.com). Ciò apre la porta allo stoccaggio energetico stagionale: l'idrogeno verde prodotto in estate da surplus di fotovoltaico può essere compresso in serbatoi o cavità geologiche e poi riutilizzato nei mesi invernali, bilanciando la stagionalità delle rinnovabili. Fare lo stesso con batterie sarebbe improponibile economicamente e tecnicamente, sia per le perdite nel lungo periodo, sia per la quantità enorme di moduli necessaria a coprire mesi di consumo. In sintesi, lo stoccaggio diffuso e di breve termine (per esigenze quotidiane o settimanali) vede un chiaro vantaggio per le batterie in termini di efficienza e semplicità d'uso, mentre l'accumulo di lunga durata e su vasta scala è un campo in cui l'idrogeno offre capacità senza pari. Una strategia energetica completa può quindi prevedere l'uso parallelo delle due tecnologie: le batterie per il bilanciamento giornaliero della rete e l'alimentazione di veicoli "leggeri" e dispositivi elettronici, affiancate dall'idrogeno come "polmone" stagionale, come mezzo per trasportare energia pulita verso usi remoti e per i trasporti "pesanti". Ad oggi, le batterie restano la soluzione più efficiente e semplice per la mobilità quotidiana e gli usi diffusi: le automobili elettriche e gli autobus urbani a batteria sono oggi molto più economici e diffusi dei rispettivi a idrogeno. Le case automobilistiche investono maggiormente nell'elettrico a batteria per il segmento passeggeri, mentre l'idrogeno viene indirizzato verso nicchie ben precise (si pensi che la flotta mondiale di auto a celle a combustibile era di meno di 90.000 unità al 2023 (hydrogen-central.com), contro oltre 40 milioni di auto elettriche a batteria in circolazione (IEA, 2024)).

Dal confronto svolto emerge chiaramente che, nonostante l'entusiasmo attorno all'idrogeno verde, ad oggi le batterie hanno raggiunto una diffusione e una maturità di mercato decisamente superiori. *Le ragioni di questo ritardo dell'idrogeno rispetto alle batterie* sono molteplici e di natura sia tecnico-economica sia sistemica. In primo luogo, come discusso, l'idrogeno sconta un problema strutturale di minore efficienza complessiva: utilizzare elettricità rinnovabile tramite una batteria è intrinsecamente più efficiente (fino al doppio) che convertirla in idrogeno e poi in elettricità (clouglobal.com). Ciò si traduce in costi operativi maggiori e nella necessità di una disponibilità energetica rinnovabile molto

abbondante (per alimentare i cicli meno efficienti) affinché l'idrogeno possa competere. In secondo luogo, vi è la questione delle infrastrutture: la mobilità elettrica a batteria ha potuto appoggiarsi da subito alla rete elettrica esistente e richiede investimenti incrementali (colonnine di ricarica) relativamente contenuti e distribuiti; l'idrogeno invece richiede la creazione di un'intera filiera ex novo (produzione, trasporto, distribuzione, punti di rifornimento) con costi ingenti e rischio di fare il "passo più lungo della gamba" se la domanda tarderà a materializzarsi. Questo effetto (pochi utilizzatori perché mancano stazioni H₂, e poche stazioni perché mancano utilizzatori), ha frenato finora la diffusione di veicoli a idrogeno. Inoltre, i costi tecnologici iniziali dell'idrogeno restano alti: elettrolizzatori e celle a combustibile erano (e in parte sono ancora) tecnologie costose, prodotte in volumi limitati; ciò ha tenuto i prezzi dei sistemi fuel cell elevati, rendendo i primi autobus e auto a idrogeno molto costosi rispetto alle controparti a batteria. In particolar modo, nel 2025, il costo d'acquisto di un veicolo leggero BEV (Battery Electric Vehicle) è, in media, 2-3 volte inferiore rispetto alle auto a idrogeno di pari segmento (autoscout24.it). Al contrario, le batterie hanno beneficiato di decenni di sviluppo trainato da elettronica di consumo e laptop, e poi dall'adozione veicolare di massa nell'ultimo decennio; un circolo virtuoso che ha abbattuto i prezzi (*learning curve*) e migliorato le prestazioni anno dopo anno. Tutti questi elementi hanno contribuito al fatto che nel 2023 oltre il 18% delle auto vendute nel mondo sono state BEV, mentre le vendite di auto a idrogeno (FCEV) sono rimaste frazioni di punto (IEA, 2024).

Tuttavia, sarebbe un errore interpretare questa realtà come un verdetto di sconfitta per l'idrogeno. Al contrario, **l'analisi strategica** indica che **idrogeno verde e batterie avranno ruoli complementari** essenziali nel sistema energetico futuro. Le batterie sono insostituibili per massimizzare l'efficienza quando l'elettricità può essere usata direttamente: alimenteranno probabilmente la maggior parte dei veicoli leggeri, i dispositivi e buona parte degli accumuli di breve termine, grazie al loro costo decrescente e alla semplicità di integrazione. L'idrogeno, dal canto suo, è destinato a colmare i vuoti lasciati dall'elettrificazione: fungerà da vettore pulito necessario per decarbonizzare quei settori che non possono fare affidamento solo sull'elettricità. Settori industriali come acciaio, cemento, chimica, aviazione a lungo raggio, navigazione marittima (come già visto, responsabili di quote importanti delle emissioni globali) potranno raggiungere la neutralità climatica solo attraverso l'uso di combustibili alternativi a zero emissioni come l'idrogeno (o derivati). Dunque, la strategia ottimale non è mettere in competizione idrogeno e batterie, ma

sfruttarne la complementarità: integrare l'idrogeno dove eccelle (immagazzinamento su larga scala, flessibilità stagionale, fornitura di materia prima all'industria, mobilità pesante a lungo raggio) e usare le batterie dove sono più efficaci (trasporto leggero, usi diffusi dell'elettricità, regolazione della rete). Ad esempio, un *sistema elettrico 100% rinnovabile* potrebbe impiegare batterie per livellare le variazioni giornaliere di sole e vento e per l'accumulo diurno/notturno, mentre potrebbe convertire gli eccessi di produzione stagionali, in idrogeno da immagazzinare e riutilizzare nei mesi di scarsa produzione. Analogamente, nel settore trasporti un approccio integrato potrebbe vedere una rete di auto e autobus elettrici a batteria nelle città, supportata da camion a idrogeno per le lunghe tratte interurbane e da rifornimenti H₂ nei porti per navi e nei principali corridoi logistici.

Affinché questo scenario si realizzi, è fondamentale una pianificazione strategica e un continuo supporto politico mirato: dato che le risorse (pubbliche e private) non sono infinite, occorre indirizzare l'idrogeno prioritariamente verso le applicazioni dove non ha alternative valide, evitando di impiegarlo in settori già ben serviti dall'elettrificazione. In tal senso, sarebbe opportuno focalizzare gli incentivi **sull'uso “appropriato” dell'idrogeno**, ad esempio agevolando progetti H₂ nell'industria pesante e nel trasporto merci, più che nell'automotive di massa dove le batterie hanno già vinto la sfida dell'efficienza. Ciò non significa escludere del tutto l'idrogeno da nessun settore: in futuro anche le auto a celle a combustibile potrebbero ritagliarsi una quota, specie quando l'idrogeno sarà abbondante e a basso costo; implica però dover adottare un approccio pragmatico che massimizzi i benefici combinati. I governi europei, americani e cinesi paiono aver recepito questo messaggio: le politiche tendono a sostenere sia lo sviluppo delle batterie (ormai entrate nella fase di diffusione commerciale di massa) sia quello dell'idrogeno (ancora nella fase iniziale di scaling). La sinergia tra le due tecnologie, quindi, appare fondamentale per un futuro energetico sostenibile e resiliente.

CAPITOLO 2: Analisi di Mercato

Il seguente capitolo, si propone di andare a condurre un'analisi generale riguardante il mercato dell'idrogeno verde. In apertura, sarà fornita una panoramica sulla produzione complessiva e sull'andamento del mercato globale di questo vettore energetico, con particolare attenzione alla distribuzione geografica degli investimenti. Successivamente, saranno illustrati esempi di micro-filiere già operative, utili a rendere più concreta la comprensione della transizione energetica in atto. Infine, verranno esaminate le principali normative e politiche che guidano lo sviluppo tecnologico dell'idrogeno, soffermandoci anche sull'analisi dei singoli Paesi in funzione dei rispettivi obiettivi strategici in ambito energetico e delle misure regolatorie adottate per favorire la diffusione dell'idrogeno verde.

2.1 Mercato globale dell'idrogeno verde

L'idrogeno verde rappresenta oggi una frazione ancora minima del mercato dell'idrogeno, ma è al centro di crescenti investimenti e aspettative per la transizione energetica. La domanda mondiale complessiva di idrogeno (considerando tutte le tecnologie di produzione) ha raggiunto circa 97 milioni di tonnellate nel 2023, con un incremento del +2,5% rispetto al 2022 (IEA, 2024). Tuttavia, l'idrogeno a basse emissioni di carbonio (verde o con CCS) resta marginale, meno di 1 Mt nel 2023, ossia meno dell'1% del totale (IEA, 2024). Gli impieghi attuali dell'idrogeno restano concentrati nell'industria chimica e della raffinazione (ad esempio, produzione di fertilizzanti, metanolo e desolforazione dei carburanti) serviti quasi interamente da idrogeno proveniente da gas naturale. I settori emergenti di utilizzo come la decarbonizzazione dell'acciaio (riduzione diretta del minerale ferroso), i trasporti pesanti (camion, navi e potenzialmente aviazione con e-fuels) e lo stoccaggio di energia, costituiscono le principali aree applicative in prospettiva, ma nel breve termine la loro domanda è ancora limitata e già trattata estensivamente nel Capitolo 1.

Stimare il valore del mercato “verde” in termini economici è complesso, dato che la maggior parte dei progetti è in fase dimostrativa o di pre-commercializzazione. Alcune analisi di mercato valutano il giro d'affari globale dell'idrogeno verde nell'ordine di pochi miliardi di dollari nel 2023 (ad es. circa 6-12 miliardi \$ secondo diverse stime industriali), una cifra trascurabile rispetto ai ~100-150 miliardi \$ stimati per l'idrogeno proveniente da fonti fossili. Questo dato evidenzia il divario derivante dal fatto che il mercato dell'idrogeno pulito sia ancora nascente. Nonostante ciò, le prospettive indicano una crescita esponenziale nei

prossimi decenni: il costo dell'idrogeno verde è in rapida diminuzione grazie a economie di scala e al calo dei costi delle rinnovabili, rendendo sempre più competitivi nuovi impieghi (Hydrogen Council & McKinsey, 2024). Nel 2023 la capacità installata globale di elettrolizzatori ha superato 1,4 GW (di cui circa il 70% in Cina) e potrebbe raggiungere 5 GW entro fine 2024 in base a studi condotti dall'IEA.

I piani annunciati indicano un'espansione rapidissima: la capacità globale di elettrolisi annunciata al 2030 ammonta a circa 520 GW (IEA, 2024) un valore quasi doppio rispetto alle stime di un anno prima, segno di un forte slancio industriale recente. Se tutti questi progetti si realizzassero, la produzione di idrogeno a basse emissioni potrebbe raggiungere ~49 Mt/anno entro il 2030 (IEA, 2024), pari a quasi metà dell'attuale domanda totale di idrogeno. Va però notato, che molti progetti potrebbero non concretizzarsi nei tempi previsti a causa di ritardi, cancellazioni o difficoltà finanziarie: stime più prudenti indicano che solo 12-18 Mt di capacità potrebbero effettivamente essere operative al 2030, ossia circa un quarto del potenziale annunciato (Hydrogen Council & McKinsey, 2024). Anche con questi ritmi, l'idrogeno verde entrerebbe ugualmente in una fase di adozione massiccia dopo il 2030. Guardando al lungo termine, gli scenari di decarbonizzazione profonda assegnano all'idrogeno un ruolo cruciale: l'IRENA prevede che idrogeno e derivati potrebbero coprire fino al 12% dei consumi energetici mondiali al 2050 (due terzi da H₂ verde, un terzo blu) (IRENA, 2021). Allo stesso modo, l'IEA stima che per centrare l'obiettivo net-zero al 2050 servirebbero circa 530 Mt/anno di idrogeno low-carbon a metà secolo, cioè un aumento di quasi 6 volte rispetto alla produzione odierna (IEA, 2022). In altri termini, secondo le stime, entro il 2050 l'idrogeno pulito diverrebbe un pilastro del mix energetico globale, con volumi nell'ordine di 500-700 Mt annue, una crescita impressionante che richiederà però investimenti enormi e politiche di sostegno adeguate, come verrà discusso nelle sezioni seguenti.

2.2 Principali attori industriali e istituzionali

Con l'attenzione sempre più crescente nei confronti "dell'economia dell'idrogeno", si sta delineando un ecosistema variegato di attori privati e pubblici che stanno investendo nel segmento dell'idrogeno verde lungo tutta la filiera, dalla produzione alle applicazioni finali. In questa sezione si vanno a mappare quelli che sono i principali player industriali (aziende energetiche incumbent, utilities, nuovi entranti specializzati) e gli stakeholder istituzionali (investitori pubblici, banche, fondi sovrani), analizzando i volumi di investimento, la

tipologia di finanziamenti e la distribuzione geografica. Tra i protagonisti industriali dell'idrogeno verde si distinguono diverse categorie:

Grandi compagnie energetiche (Oil & Gas e utility): in primis i colossi operanti nel settore del petrolio e del gas stanno integrando l'idrogeno nelle loro strategie di decarbonizzazione. Ad esempio, aziende come BP, Shell, TotalEnergies ed Equinor hanno annunciato progetti di riconversione di siti industriali esistenti per destinarli alla produzione di idrogeno verde o blu su grande scala. Parallelamente, aziende nel mondo delle utilities elettriche, come Engie, Iberdrola, Enel Green Power, disponendo di capitali ingenti e know-how infrastrutturale, sono attive per quel che riguarda investimenti per lo sviluppo di impianti power-to-hydrogen, sfruttando la disponibilità di energia rinnovabile per produrre H₂.

Industria dei gas industriali: aziende leader nella gestione di gas tecnici come Air Liquide, Linde, Air Products hanno decenni di esperienza nella produzione e distribuzione di idrogeno (tradizionalmente da steam reforming) e stanno riconvertendo parte della loro capacità verso idrogeno verde. Ad esempio Air Liquide investe in elettrolizzatori su scala gigawatt in Canada e Europa, e Air Products è partner nel mega-progetto NEOM in Arabia Saudita. Queste imprese fungono spesso da off-taker⁶ e distributori per l'idrogeno, collegando produzione e clienti finali.

Produttori di elettrolizzatori e tecnologia: un ruolo chiave spetta ai costruttori di elettrolizzatori, il “cuore” tecnologico della filiera dell'idrogeno; così come in Europa società specializzate come Nel Hydrogen (Norvegia), ITM Power (UK), Thyssenkrupp Nucera (Germania) e McPhy (Francia) sono cresciute rapidamente, con piani di costruzione di “gigafactory” per assemblare elettrolizzatori su larga scala, anche negli USA e in Asia, attori come Plug Power, Cummins, Siemens Energy, Toshiba e vari produttori cinesi stanno aumentando la capacità manifatturiera. Il mercato globale degli elettrolizzatori potrebbe raggiungere un volume di 28,2 miliardi \$ entro il 2033 secondo analisi Frost & Sullivan (Frost & Sullivan, 2024), trainato dalla domanda di nuove installazioni per decine di GW. La concorrenza tecnologica vede diverse soluzioni (AEK, AEM, PEM, SOEC) e una corsa all'innovazione per aumentarne efficienza e ridurre il costo specifico.

⁶ Off-taker: sono i soggetti che, attraverso contratti di lungo termine (off-take agreements), si impegnano ad acquistare l'idrogeno prodotto. In questo modo forniscono stabilità economica ai progetti e riducono il rischio di mercato, rendendo più semplice l'accesso a finanziamenti.

Start-up e scale-up innovative: oltre ai player appena nominati, già affermati nel settore, vi è un vivace tessuto di nuove imprese focalizzate su aspetti innovativi dell'economia dell'idrogeno: ad esempio H2Pro (Israele) sviluppa elettrolizzatori a membrana bifasica ad alta efficienza, Sunfire (Germania) e Bloom Energy (USA) puntano su elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) ad alta temperatura, Enapter (Italia/Germania) su elettrolizzatori AEM modulari, mentre start-up come Electric Hydrogen (USA) e Ohmium (USA) stanno ottenendo ingenti finanziamenti venture per nuove tecnologie produttive. Sul lato utilizzi, società come Plug Power (USA) guidano l'innovazione nelle celle a combustibile per mobilità e applicazioni stazionarie. Molte di queste giovani imprese collaborano con i grandi player industriali in progetti pilota, apportando soluzioni avanzate in nicchie specifiche.

Gli **investimenti finanziari** nel settore dell'idrogeno verde hanno visto un'impennata negli ultimi anni, provenienti sia da capitale industriale (CAPEX di progetto, investimenti corporate) sia da finanziamenti equity e venture capital. Secondo il rapporto condotto in sinergia da Hydrogen Council & McKinsey, il **capitale globale impegnato in progetti H₂** che hanno raggiunto la Final Investment Decision (**FID**) è passato da appena 10 miliardi \$ nel 2020 a **75 miliardi \$ nel 2024** (per 434 progetti), una crescita di circa 7 volte in quattro anni (Hydrogen Council, 2024). Allargando lo sguardo all'intera pipeline di progetti annunciati, la stima di investimenti complessivi fino al 2030 è salita globalmente a 680 miliardi di dollari (in aumento del +20% rispetto ai 570 mld stimati pochi mesi prima) (Hydrogen Council, 2024); questa cifra include progetti in vari stadi (meri annunci, studi di fattibilità, FEED, FID) lungo tutta la catena del valore dell'idrogeno. Si noti che circa l'11% di questi investimenti è ormai "committed" (cioè ha superato FID), segno che un numero crescente di iniziative stanno superando gli step iniziali, passando dalla teoria alla pratica. Contestualmente, il volume in fase di progettazione dettagliata (FEED) rappresenta un ulteriore 14% del totale, indicando un rapido avanzamento della maturità del settore (Hydrogen Council, 2024).

Dal **punto di vista geografico**, Cina e Nord America dominano attualmente per capitale investito già impegnato: la sola Cina rappresenta circa 31 miliardi \$ di investimenti "committed", seguita dal Nord America con 17 miliardi \$, ossia rappresentano insieme oltre il 60% del capitale globale già in esecuzione (Hydrogen Council, 2024). In questi due mercati, gran parte dei fondi è destinata a impianti di produzione e fornitura di idrogeno (elettrolisi e progetti con CCUS). Altre regioni presentano anch'esse pipeline consistenti ma con progetti in fasi meno avanzate: Europa, Giappone, Corea e Medio Oriente hanno diversi

miliardi già impegnati soprattutto in impieghi “downstream” (ad esempio infrastrutture di utilizzo finale, trasporti), mentre India e Oceania spiccano per un alto volume di investimenti in fase FEED (rispettivamente ~28 mld \$ e 12 mld \$) e America Latina guida i progetti in studi di fattibilità (oltre 70 mld \$ annunciati, es. grandi progetti in Cile) (Hydrogen Council, 2024). L’Europa in particolare, pur avendo il maggior numero di progetti annunciati al mondo, sconta una realizzazione più lenta: solo una piccola quota (<10%) dei più di 320 progetti europei è arrivata a FID finora, a causa di iter autorizzativi complessi e incertezze normative (Hydrogen Council, 2022). Negli Stati Uniti, al contrario, la disponibilità di incentivi robusti (vedi IRA) ha sbloccato rapidamente investimenti, al punto che oltre il 90% della capacità di idrogeno low-carbon che ha raggiunto FID nel 2023 è localizzata in Nord America (Hydrogen Council, 2024). La Cina, dal canto suo, è già leader per potenza di elettrolizzatori installati e fa capo a circa il 40% dei progetti annunciati globalmente (IEA, 2024), sostenuta da piani industriali nazionali e investimenti pubblici locali.

Accanto ai capitali industriali, è in forte crescita anche il *finanziamento di venture capital* verso start-up dell’idrogeno. Nel 2023 gli investimenti VC globali in tecnologie per idrogeno pulito (produzione, stoccaggio, utilizzi) sono più che raddoppiati, passando da circa 600 milioni \$ nel 2022 a 1,5 miliardi \$ nel 2023 (oliverwyman.com). Questo aumento, in controtendenza rispetto al calo generale del venture funding, riflette il crescente interesse per il potenziale dell’idrogeno come vettore energetico pulito. Gran parte dei fondi venture si è concentrata su poche start-up nordamericane ad alta capitalizzazione (circa 2/3 del totale VC in H₂ nel 2023), spinte dall’attrattività del mercato USA dopo l’IRA (oliverwyman.com). Anche in Europa e Asia tuttavia non mancano round significativi (es. la francese Lhyfe per H₂ da eolico offshore, l’indiana Ohmium, ecc.). Inoltre, società di investimento corporate e fondi infrastrutturali stanno finanziando progetti industriali, le oil major hanno creato unità dedicate al venture su tecnologie a idrogeno, e grandi fondi (es. FiveT Hydrogen, Hy24) raccolgono capitali istituzionali per investirli in progetti H₂ su larga scala. L’insieme di queste iniziative finanziarie sta mobilitando decine di miliardi di dollari di equity privato, spesso in forma di joint venture pubblico-privato nei progetti più imponenti.

Il decollo del mercato dell’idrogeno verde vede un coinvolgimento diretto del *settore pubblico* e dei grandi *investitori istituzionali*, cruciali per colmare il gap finanziario iniziale e de-rischiare i progetti:

In **Europa**, la Commissione UE e i governi nazionali stanno attivando massicci strumenti di finanziamento. Oltre ai tradizionali sussidi e fondi R&S, sono stati lanciati programmi dedicati come gli IPCEI (Important Projects of Common European Interest) sull'idrogeno, che hanno mobilitato oltre 10 miliardi € per filiere innovative (coinvolgendo decine di aziende europee). La Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ha creato un Green Hydrogen Fund e sta erogando prestiti agevolati per progetti strategici (es. 430 milioni € per elettrolizzatori nel complesso Galp a Sines, Portogallo (eib.org; strategicenergy.eu). La BEI insieme a banche pubbliche nazionali (KfW in Germania, Cassa Depositi e Prestiti in Italia, etc.) finanzia inoltre progetti anche fuori Europa, ad esempio con linee di credito per progetti H₂ in Cile e Africa (eeas.europa.eu), sia per garantire forniture future all'UE sia per sostenere l'export di tecnologia europea.

A **livello globale**, le banche multilaterali di sviluppo e organizzazioni internazionali stanno iniziando a sostenere l'idrogeno nei paesi emergenti. La Banca Mondiale ha lanciato la partnership "Hydrogen for Development (H4D)" per aiutare i paesi in via di sviluppo a partecipare all'economia dell'idrogeno (worldbank.org). Ad oggi, il World Bank Group ha già approvato finanziamenti per 1,65 miliardi \$ in progetti di idrogeno verde (per lo più legati ad ammoniaca per i fertilizzanti) e sta studiando formule di blended finance per ridurre il fabbisogno di capitale pubblico nei progetti H₂ (ammoniaenergy.org). Infine, anche altre istituzioni come la Asian Development Bank (ADB) e il Fondo africano di sviluppo (AfDF) prevedono iniziative riguardanti il clima che includono l'idrogeno. Questi interventi, fornendo prestiti a lungo termine, garanzie e co-finanziamenti, puntano a catalizzare gli investimenti privati specialmente nei paesi con maggior potenziale di produzione low-cost come ad esempio i paese del Medio Oriente, dell'Africa settentrionale o dell'Africa Australe.

I **fondi sovrani e investitori statali** delle economie ricche di risorse stanno scommettendo sull'idrogeno come strategia di diversificazione. In Medio Oriente, il fondo sovrano saudita PIF co-investe (con ACWA Power e Air Products) nel progetto NEOM dal valore di 5 miliardi \$ per esportare ammoniaca verde. Analogamente, Mubadala (Emirati) e QIA (Qatar) hanno costituito joint venture per sviluppare tecnologie di elettrolisi e progetti H₂ sia in patria che in Europa. Il fondo norvegese e quello di Singapore stanno investendo in società innovative dell'idrogeno per posizionarsi sul lungo termine. Inoltre, aziende di stato come Adnoc (Abu Dhabi) e Petronas (Malaysia) hanno creato divisioni interne per l'idrogeno, supportate da capitali pubblici. Questi attori dispongono di ingenti risorse finanziarie e mirano a fare dei propri paesi hub di produzione o esportazione di idrogeno verde,

beneficiando sia della disponibilità di capitale sia di vantaggi naturali (sole, vento, superficie) per produrre H₂ a basso costo.

Complessivamente, la parte maggiore degli investimenti finora è avvenuta nei paesi sviluppati (oltre 3/4 del totale in progetti annunciati), ma la geografia dell'idrogeno verde potrebbe evolvere rapidamente: regioni come il Medio Oriente e l'Africa Australe, ricche di risorse rinnovabili e spazio, stanno attirando capitali esteri (spesso europei o asiatici) per sviluppare impianti destinati all'export di ammoniaca o combustibili sintetici. Allo stesso tempo, Cina e Stati Uniti appaiono avviate a dominare la manifattura di componenti e la realizzazione di capacità produttiva domestica. L'Europa, forte di leadership tecnologica e obiettivi climatici stringenti, dovrà bilanciare la carenza di investimenti privati attraverso strumenti di politica industriale innovativi (paragrafo 2.4).

2.3 Approfondimento: casi studio reali

Di seguito sono presentati due esempi reali, attualmente operativi, di impianti che producono e utilizzano idrogeno verde attraverso il processo di elettrolisi. Questi casi studio rappresentano esempi significativi dell'applicazione concreta della tecnologia, mostrando sia il potenziale tecnico che le sfide ancora da affrontare per una diffusione su larga scala.

Impianto Iberdrola – Fertiberia di Puertollano (Europa, Spagna)

Il primo impianto che andiamo ad analizzare è situato a Puertollano (provincia di Ciudad Real) nella regione Castiglia-La Mancia, in Spagna. Si tratta di un progetto realizzato dalla multinazionale energetica Iberdrola presso lo stabilimento di fertilizzanti del gruppo Fertiberia (iberdrola.com). È fra i più grandi impianti di idrogeno verde per uso industriale in Europa, è stato inaugurato nel 2022 e utilizza elettrolizzatori di tipo PEM (Proton Exchange Membrane). Iberdrola ha selezionato la società norvegese Nel Hydrogen come fornitrice degli elettrolizzatori basati sulla sua tecnologia Proton PEM® (iberdrola.com).

La potenza installata dell'elettrolizzatore è di 20 MW, composta da stack modulari PEM, rendendo questo sistema di elettrolisi uno dei più grandi al mondo nella sua categoria. La produzione di idrogeno è alimentata al 100% da energia rinnovabile fotovoltaica dedicata; in particolare, l'impianto è integrato con un parco solare da 100 MW situato nelle vicinanze, dotato di moduli bifacciali (per maggiore efficienza) e di un sistema di accumulo agli ioni di litio da 20 MWh. Questa configurazione, visibile in Figura 15, garantisce che l'elettrolisi avvenga con elettricità rinnovabile, azzerando le emissioni di CO₂ associate (iberdrola.com).

Il progetto, come detto, è frutto della collaborazione tra Iberdrola (che ha investito circa 150 milioni di euro nell'impianto) e Fertiberia (utilizzatore dell'idrogeno prodotto). Oltre a questi, sono coinvolti partner tecnologici e industriali: la già citata Nel Hydrogen come fornitore degli elettrolizzatori PEM, la società spagnola Elecnor che ha curato l'assemblaggio elettrico e la fornitura di apparecchiature elettriche in sito, nonché il Centro Nazionale dell'Idrogeno di Spagna (con sede proprio a Puertollano) che ha fornito supporto tecnico durante la costruzione.

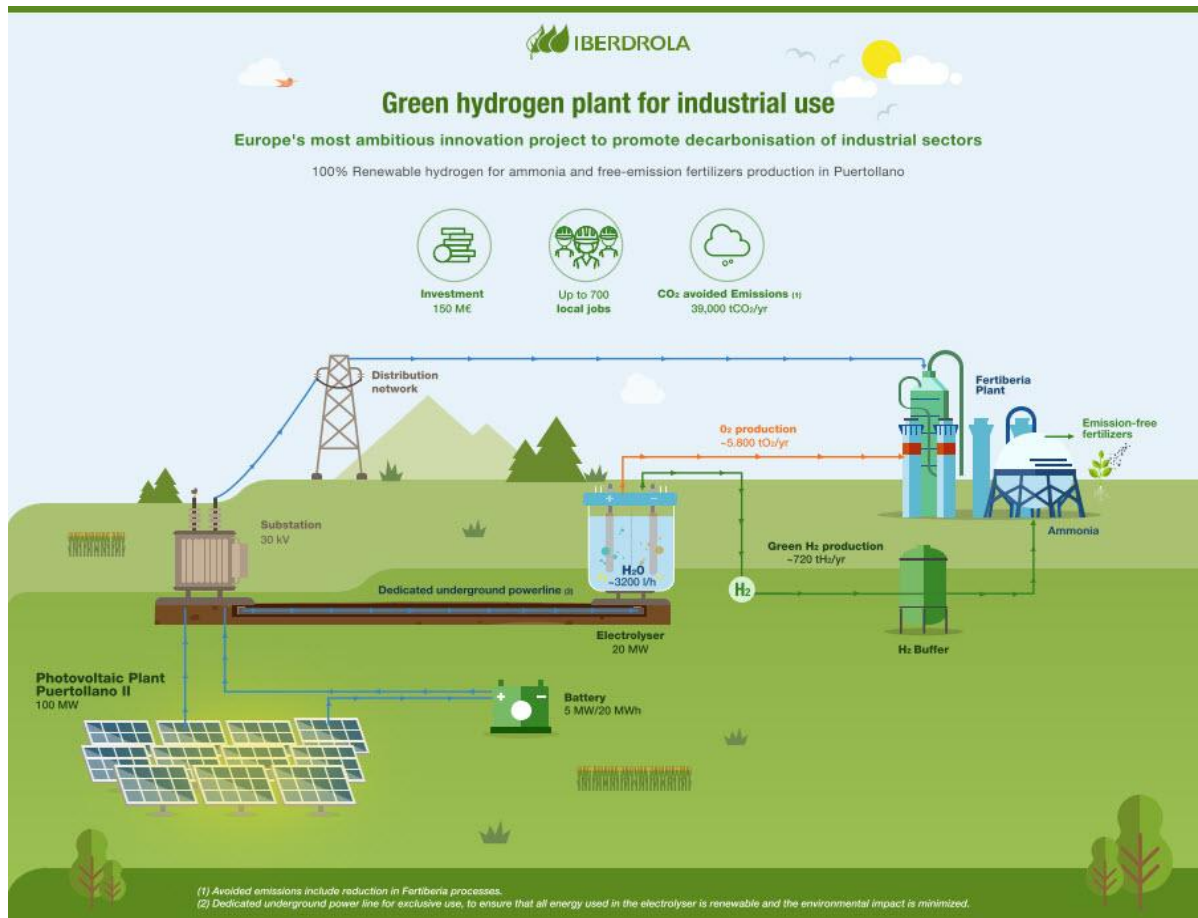


Figura 15: Schema di funzionamento del progetto Iberdrola a Puertollano (Spagna).

L'elettrolizzatore da 20 MW può produrre fino a 3.000 tonnellate di idrogeno verde all'anno a pieno regime. In termini di output energetico, l'impianto genera circa 156 GWh all'anno sotto forma di idrogeno e consente di evitare l'emissione di circa 39.000 tonnellate annue di CO₂ rispetto all'idrogeno tradizionale da fonte fossile (iberdrola.com). L'idrogeno verde prodotto a Puertollano viene interamente utilizzato nel vicino stabilimento Fertiberia per la produzione di ammoniaca e fertilizzanti. Ciò permette di sostituire parte dell'idrogeno proveniente da gas naturale precedentemente impiegato nel processo industriale, contribuendo alla decarbonizzazione di un settore difficile da elettrificare come quello

chimico-fertilizzante. Fertiberia utilizza l'idrogeno (nonché l'ossigeno coprodotto dall'elettrolisi) nei suoi processi produttivi, diventando la prima azienda europea del settore fertilizzanti a sperimentare la generazione di ammoniaca verde su larga scala. In prospettiva, l'idrogeno potrà trovare impiego anche in altri settori locali ad esempio miscelato nel gas naturale per riscaldamento urbano tramite una rete di teleriscaldamento verde in progetto a Puertollano, nonché nel trasporto pesante e nell'industria siderurgica, ma l'uso primario attuale è nell'industria dei fertilizzanti.

L'impianto è stato inaugurato ufficialmente a maggio 2022, pienamente operativo dal medesimo anno, avviando la produzione di idrogeno verde rifornendo regolarmente lo stabilimento Fertiberia. Iberdrola e Fertiberia hanno annunciato l'obiettivo di sviluppare entro il 2027 ulteriori impianti per raggiungere complessivamente 40.000 tonnellate/anno di capacità di idrogeno verde (circa 830 MW di elettrolizzatori installati in totale) distribuiti su altri siti Fertiberia in Spagna. Il progetto di Puertollano, dunque, rappresenta un primo progetto pilota su scala industriale, già operativo, destinato potenzialmente ad essere ampliato e replicato in futuro su scala maggiore.

Impianto Sinopec di Kuqa (Asia, Cina)

Il Kuqa Green Hydrogen Project, situato nella città di Kuqa, nella regione autonoma dello Xinjiang (Cina occidentale), rappresenta attualmente il più grande impianto “solar-to-hydrogen” al mondo in esercizio (prnewswire.com). Il progetto è stato sviluppato e viene gestito dalla compagnia petrolchimica statale Sinopec (China Petroleum & Chemical Corporation), tramite la sua controllata New Star Energy. La costruzione dell'impianto è iniziata alla fine del 2021 ed è stato ufficialmente messo in funzione nel 2023. L'investimento iniziale complessivo per la realizzazione del progetto è stato pari a circa 420 milioni di dollari (reuters.com).

Dal punto di vista tecnologico, l'impianto impiega la tecnologia di elettrolisi alcalina (AEL) su larga scala, attualmente dominante in Cina nei grandi progetti di idrogeno verde per via dei costi relativamente contenuti. Va osservato che, sebbene Sinopec stia sviluppando anche tecnologie PEM (Proton Exchange Membrane) su scala ridotta per le stazioni di rifornimento a idrogeno, per questo impianto ha optato per l'uso della più consolidata tecnologia alcalina, adatta a progetti di grandi dimensioni. L'intero impianto di Kuqa è alimentato esclusivamente da fonti rinnovabili locali, con un'enfasi particolare sull'energia solare, risorsa abbondante nella regione dello Xinjiang. A tal fine, è stato realizzato un ampio parco

fotovoltaico dedicato, situato nelle immediate vicinanze dell'impianto di elettrolisi, con una capacità stimata dell'ordine di alcune centinaia di megawatt (prnewswire.com). Tale infrastruttura è completata da linee elettriche e sistemi di trasformazione volti a convogliare efficientemente l'energia prodotta verso l'elettrolizzatore, garantendo un processo interamente sostenibile dal punto di vista energetico con l'obiettivo di ridurre al minimo l'impronta carbonica associata alla produzione di idrogeno (prnewswire.com).



Figura 16: immagine aerea dell'impianto Sinopec situato a Kuqa, Cina occidentale.

L'impianto dispone inoltre di infrastrutture avanzate per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno: i serbatoi installati hanno una capacità complessiva di circa 210.000 m³, mentre il sistema di distribuzione consente una movimentazione fino a 28.000 m³/ora. Ciò evidenzia l'elevato livello di integrazione della filiera, dalla produzione di energia rinnovabile fino alla distribuzione dell'idrogeno (prnewswire.com). L'impianto ha una capacità produttiva annua di 20.000 tonnellate di idrogeno, rendendolo il primo in Cina a superare la soglia delle 10.000 tonnellate annue. Per raggiungere tale output, sono stati installati elettrolizzatori alcalini pressurizzati per una potenza complessiva di circa 260 MW, distribuiti su 52 unità fornite da diversi produttori nazionali (spglobal.com).

L'idrogeno verde prodotto a Kuqa è destinato principalmente all'impiego interno nella raffineria Sinopec Tahe, situata nelle vicinanze. Qui viene utilizzato per sostituire l'idrogeno da gas naturale nei processi di raffinazione del petrolio, contribuendo in modo significativo alla decarbonizzazione della produzione di carburanti. Secondo le stime di Sinopec, l'utilizzo dell'idrogeno verde consente una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a circa

485.000 tonnellate annue (prnewswire.com). Sebbene il principale utilizzo dell'idrogeno sia attualmente limitato alla raffinazione, Sinopec considera il progetto come un modello replicabile per altri settori. In particolare, l'azienda prevede un'espansione dell'uso dell'idrogeno nella mobilità sostenibile, tramite lo sviluppo di una rete nazionale di stazioni di rifornimento a celle a combustibile. Tuttavia, ad oggi l'uso prevalente dell'idrogeno prodotto nel sito di Kuqa resta confinato all'ambito industriale. L'impianto è attualmente operativo, seppur in fase attivazione graduale verso la piena capacità. Dal lancio ufficiale nel luglio 2023, l'impianto ha prodotto oltre 30.000 tonnellate di idrogeno verde (spglobal.com). Data la sua scala senza precedenti e il carattere pionieristico, l'impianto è attentamente monitorato da Sinopec per ottimizzare prestazioni e gestione operativa, in particolare in relazione al problema noto dovuto all'intermittenza della fonte solare. Contestualmente, l'azienda ha avviato un secondo progetto in Inner Mongolia da 30.000 tonnellate/anno e pianifica la costruzione di una rete di gasdotti per idrogeno che colleghi le future aree di produzione rinnovabile ai poli industriali più importanti come Pechino (reuters.com).

In conclusione, il polo di Kuqa rappresenta un caso esemplare di produzione e utilizzo integrato dell'idrogeno verde su scala industriale in Cina e costituisce un pilastro fondamentale della strategia nazionale per la transizione energetica.

2.4 Politiche, incentivi e normative

Le politiche governative e i quadri normativi rivestono un ruolo determinante nello stimolare la crescita del mercato dell'idrogeno verde, incidendo sia sull'economicità dei progetti di produzione (riducendo il costo di produzione via incentivi) sia sulla creazione di una domanda di mercato (attraverso obblighi settoriali e sostegni all'utilizzo). In questo paragrafo si esaminano le principali iniziative di policy messe in atto da Stati Uniti ed Unione Europea, e si accenna ai meccanismi di incentivo chiave come i crediti d'imposta.

USA – *Inflation Reduction Act (IRA)* e credito d'imposta 45V: Negli Stati Uniti un cambiamento di paradigma è avvenuto con l'approvazione dell'*Inflation Reduction Act (IRA)* nell'agosto 2022, un pacchetto federale di incentivi per l'energia pulita senza precedenti che ammonta a 369 miliardi \$. Per l'idrogeno, l'IRA ha introdotto il *tax credit 45V*, un credito d'imposta sulla produzione di idrogeno pulito che ha immediatamente reso gli USA uno dei luoghi più attraenti per investire in elettrolisi. In sintesi, il 45V riconosce fino a 3 \$ per ogni chilogrammo di H₂ generato con processi a emissioni molto basse (meno

di 0,45 kg CO₂ per kg H₂), per i primi 10 anni di esercizio dell'impianto (U.S. DoE, 2022). L'incentivo è scalato su quattro livelli in base all'intensità carbonica: ad esempio, per H₂ "verde" da rinnovabili si ottiene il massimo di 3 \$/kg, mentre per H₂ "blu" con CCS a moderata cattura si accede a crediti inferiori (1 \$/kg o 0,75 \$/kg a seconda della CO₂ residuale). Questo meccanismo, diretto a ridurre il costo operativo effettivo, rende possibile produrre idrogeno verde a costi competitivi con l'idrogeno da gas naturale in molte regioni degli USA. A fianco del 45V, l'IRA offre anche un *credito alle infrastrutture (45Q)* per la CO₂ catturata (rilevante per progetti su idrogeno blu) e altri incentivi trasversali (es. crediti per elettrolizzatori come tecnologie "energy storage"). Inoltre, gli USA avevano già stanziato 8 miliardi \$ per finanziare Hydrogen Hubs regionali (dal Bipartisan Infrastructure Law 2021), creando almeno 6-10 poli produttivi in diversi stati con co-finanziamento federale: nel 2023 sono stati selezionati i primi 7 Hydrogen Hubs che riceveranno contributi per sviluppare progetti integrati produzione-utilizzo distribuiti sul territorio nazionale. La **strategia USA** privilegia quindi **incentivi fiscali diretti e investimenti in infrastrutture per stimolare l'offerta**, confidando che il mercato trovi autonomamente gli off-taker grazie ai prezzi più bassi resi possibili dai sussidi. I primi effetti sono già visibili dopo l'IRA, in quanto si è visto un notevole aumento nel numero di annunci di elettrolizzatori su scala gigawatt negli USA e Canada e nel numero di accordi per la fornitura di idrogeno a raffinerie e acciaierie. Si stima che i crediti 45V possano ridurre il costo livellato dell'idrogeno verde (LCOH) fino del 50-60%, portandolo sotto i 2 \$/kg (in siti con elettricità rinnovabile a prezzi abbordabili), sbloccando così la fattibilità economica di molti investimenti (Hydrogen Council, 2023).

UE – Green Deal, Hydrogen Strategy, RED III: L'Unione Europea ha abbracciato l'idrogeno pulito come parte integrante del Green Deal (la strategia per fare dell'Europa il primo continente climate-neutral al 2050). Nel 2020 la Commissione varò la Strategia Europea per l'Idrogeno, fissando obiettivi di deploy significativo: 6 GW di elettrolizzatori entro il 2024 e 40 GW entro il 2030 all'interno dell'UE (più altri 40 GW in paesi confinanti per l'import). Questi traguardi sono stati poi resi ulteriormente audaci nel 2022 dal piano REPowerEU, che in risposta alla crisi energetica post-Ucraina ha alzato l'asticella a 20 milioni di tonnellate di H₂ rinnovabile da utilizzare nel 2030 (di cui 10 Mt prodotte internamente e 10 Mt importate). Per abilitare questi target, l'UE ha lavorato su vari fronti normativi:

- **Revisione della direttiva rinnovabili (RED III):** Approvata nel 2023, la RED III introduce *obblighi specifici all'uso di idrogeno rinnovabile nei settori industriali e dei trasporti*. In particolare, dal 2030 almeno il 42% dell'idrogeno consumato nell'industria dovrà essere "verde" (RFNBO = "Renewable fuels of non-biological origin"), percentuale che sale al 60% nel 2035 (cedingegneria.it). Questo impone alle raffinerie, alle industrie chimiche e alle acciaierie europee una massiccia sostituzione dell'idrogeno grigio con H₂ rinnovabile nel giro di pochi anni. Nel settore dei trasporti, RED III stabilisce un sub-target combinato del 5,5% di combustibili avanzati (biofuels avanzati + RFNBO) al 2030, con un sotto-obiettivo specifico di almeno 1% di combustibili di origine H₂ (RFNBO) nei trasporti al 2030 (observatory.clean-hydrogen.europa.eu). Tramite meccanismi di moltiplicatori, si incentivano in particolare gli e-fuels per aviazione e shipping (conteggiati 1,5 volte) e l'idrogeno per altri trasporti (conteggiati 2 volte) (observatory.clean-hydrogen.europa.eu). Queste quote vincolanti sul consumo dovrebbero creare una domanda garantita di idrogeno verde e dei suoi derivati nei settori elencati, riducendo l'incertezza per gli investitori nella produzione.
- **Meccanismi di sostegno finanziario (EU Hydrogen Bank):** Consapevole che i soli obblighi potrebbero non bastare ad avvicinare i costi di produzione dell'H₂ verde al prezzo che gli utilizzatori finali possono pagare, la Commissione ha lanciato nel 2023 la cosiddetta European Hydrogen Bank. Si tratta in realtà di un *insieme di strumenti*, il principale dei quali è un sistema di aste per contratti per differenza (CfD) rivolti ai produttori di idrogeno rinnovabile. I **contratti per differenza (Contracts for Difference, CfD)** sono uno strumento di sostegno economico che mira a rendere bancabili i progetti di idrogeno verde riducendo il rischio legato alle oscillazioni dei prezzi di mercato. In pratica, al produttore viene garantito dallo stato un prezzo fisso di vendita per un certo periodo di tempo per l'idrogeno rinnovabile: se il prezzo di vendita di mercato risulta più basso, la differenza viene coperta da fondi pubblici; se invece il prezzo è superiore, il produttore restituisce l'eccedenza all'erario. Questo meccanismo consente di colmare il cosiddetto *green premium*, cioè il differenziale di costo che oggi separa l'idrogeno verde da quello fossile, e favorisce lo sviluppo di nuovi investimenti. La prima asta pilota avvenuta in Europa a fine 2023, ha allocato 800 milioni € su 7 progetti, con un incentivo medio di circa 2,8€ per kg H₂ prodotto per un orizzonte temporale di dieci anni (bruegel.org). Questi CfD europei sono

finanziati attraverso l’Innovation Fund, e rappresentano un modo per assicurare una stabilità di ricavo ai produttori, riducendo il rischio di prezzo e facilitando il closing finanziario dei progetti. Alcuni stati membri stanno implementando meccanismi simili o complementari in forma autonoma: ad esempio la Germania con il programma H2Global acquista idrogeno verde all’estero pagandolo a prezzo fisso con fondi pubblici per poi rivenderlo sul mercato domestico al prezzo corrente, coprendo la differenza; anche la Francia e i Paesi Bassi stanno studiando CfD nazionali per impianti sul proprio territorio. Queste iniziative, insieme agli obblighi di consumo della RED III, offrono un quadro di policy abbastanza completo in UE: sostegno sia dal lato domanda (quote obbligatorie) sia dal lato offerta (sussidi diretti via aste).

In sintesi, le politiche pubbliche delineate in questa sezione sono un pilastro fondamentale: da un lato gli USA puntano su forti incentivi fiscali per abbattere i costi di produzione, dall’altro l’Europa combina target vincolanti a sussidi selettivi per creare sia domanda che offerta, ma anche molti altri paesi si stanno muovendo (es. strategie nazionali in Giappone, Corea, Cina, non trattate qui in dettaglio). Nel complesso, il supporto istituzionale sta rendendo sempre più concreti gli investimenti nell’idrogeno verde, infatti, come mostrato dai dati, negli ultimi 12 mesi la quota di progetti che raggiungono effettivamente la FID è passata dal 4% al 7% del totale annunciato (IEA, 2024), segno di un settore in transizione dalla pianificazione all’implementazione. Continuare su questa traiettoria sarà essenziale affinché l’idrogeno verde possa scalare dai progetti pilota odierni fino a diventare, entro 2050, uno dei pilastri energetici e industriali di un’economia globale decarbonizzata.

CAPITOLO 3: Patent Landscape e Innovation Trends

3.1 Importanza dell'innovazione e dei brevetti

L'innovazione è lo sfruttamento economico di un'invenzione, ovvero è l'introduzione di una nuova invenzione sul mercato; rappresenta la forza trainante per favorire l'espansione economica, la competitività tra gli attori e in generale il progresso sociale. Proteggere il valore dell'innovazione rappresenta un qualcosa di fondamentale importanza per l'inventore e per le imprese in quanto, grazie alla salvaguardia dei loro investimenti in R&S, possono promuovere ulteriori sviluppi tecnologici. Dunque, specialmente in mercati caratterizzati da un elevato grado di specializzazione tecnologica, l'innovazione rappresenta un elemento cruciale per accaparrarsi un vantaggio competitivo sui competitors. Infatti, al giorno d'oggi, gli asset intangibili (in certi contesti anche più di quelli materiali) giocano un ruolo fondamentale nel mondo delle imprese; lo sfruttamento strategico di questi asset è un elemento cruciale per la creazione di valore.

Ci sono diversi modi per proteggere il valore di un'innovazione:

- *Segreto industriale* (pratica che consiste nel mantenere riservate informazioni proprietarie e segreti commerciali);
- *Diritti di proprietà intellettuale* (includono brevetti, marchi, copyright e design industriali);
- *Curve di apprendimento* (consistono nel mantenere un vantaggio rispetto ai concorrenti attraverso l'innovazione continua e la conservazione del know how acquisito);
- *Sfruttamento dei complementary asset* (capacità di produzione su larga scala, canali di distribuzione, accesso a risorse chiave);
- *Lock-in dei clienti* (sono dei meccanismi che creano vincoli per i consumatori, come externalità di rete, elevati switching cost e standard de facto nel settore).

In questa trattazione ci focalizzeremo sui **Diritti di Proprietà Intellettuale (IPR)** e più nello specifico sui brevetti, per comprendere al meglio le dinamiche dell'innovazione della tecnologia in questione. In quanto asset dell'impresa, la proprietà intellettuale deve essere protetta attraverso la concessione di diritti esclusivi al suo titolare, anche se per un periodo

di tempo limitato. Le imprese operanti in settori ad elevato livello tecnologico hanno: una forte posizione di mercato e godono di vantaggi competitivi, profitti tipicamente più alti e considerevoli ritorni sugli investimenti fatti, ricavi aggiuntivi dovuti dalla concessione di licenze, ampio potere negoziale (in base all'importanza della tecnologia che si possiede) e una tutela legislativa maggiore. La proprietà intellettuale si riferisce alle creazioni dell'ingegno, come ad esempio invenzioni, opere letterarie e artistiche, o anche simboli nomi e immagini utilizzati in commercio. L'IP si divide in due categorie:

- ***Diritto d'autore (copyright)***: comprende le forme artistiche e creative, come opere letterarie, film, musica, opere d'arte (disegni, dipinti, fotografie e sculture) e design architettonici. Il copyright include anche i diritti relativi alle performance dal vivo degli artisti, alle registrazioni dei produttori musicali e ai programmi radiofonici o televisivi. Questo privilegio si applica automaticamente a tutte le opere inedite al momento della loro creazione.
- ***Proprietà industriale***: include brevetti per le invenzioni, marchi, design industriali e indicazioni geografiche. A differenza del copyright, questo diritto non nasce automaticamente, ma prevede un processo di applicazione e pubblicazione per i brevetti e un processo di registrazione per marchi e design.

I Diritti di Proprietà Intellettuale (IPR), come qualsiasi altro diritto di proprietà, consentono ai creatori o ai proprietari di brevetti (o marchi) di trarre profitto dall'investimento effettuato o dal lavoro svolto nella creazione dell'opera. In particolare, l'autore ha il diritto di godere della protezione dei propri interessi morali e materiali derivanti da qualsiasi sua opera (Art. 27 Dichiarazione Universale dei Diritti Umani). Vi sono diversi motivi per promuovere e difendere i diritti di proprietà intellettuale: in primis, il progresso e il benessere dell'umanità dipendono dalla capacità di creare e innovare; in secondo luogo, come precedentemente accennato, la protezione di nuove invenzioni stimola e incentiva l'allocatione di ulteriori risorse per le innovazioni future. Un sistema efficace ed equo di protezione dell'innovazione può beneficiare tutte le nazioni favorendo la crescita economica e il benessere sociale e culturale. Infatti, il sistema di proprietà intellettuale serve a bilanciare gli interessi degli innovatori e quelli del pubblico, offrendo un ambiente protetto in cui la creatività e l'innovazione possano prosperare a vantaggio di tutti.

BREVETTI:

I **brevetti** rappresentano una delle principali forme di tutela della proprietà intellettuale e costituiscono uno strumento giuridico fondamentale per la protezione delle innovazioni tecnologiche. Un brevetto conferisce al titolare il diritto esclusivo di sfruttare commercialmente l'invenzione per un periodo di tempo limitato, generalmente pari a venti anni a partire dalla data di deposito, all'interno dei confini territoriali in cui è stato concesso. Tale diritto esclusivo consente di impedire a terzi la fabbricazione, l'uso, la vendita o l'importazione dell'invenzione senza il consenso del titolare, offrendo così una protezione concreta agli investimenti effettuati in ricerca e sviluppo (treccani.it). Per questo motivo, il brevetto assume un valore strategico anche dal punto di vista economico e commerciale. In molti contesti, infatti, viene considerato una forma di "monopolio limitato", in quanto consente all'impresa di proteggersi dalla concorrenza e di mantenere un vantaggio competitivo grazie all'esclusività della tecnologia. Proprio per queste implicazioni legali e di mercato, conoscere quali soggetti detengano i brevetti e in quali settori tecnologici essi siano attivi diventa un elemento chiave per orientare le politiche industriali e le strategie aziendali. Inoltre, ottenere un brevetto comporta spesso un investimento significativo: si stima che i costi possano partire da circa 10.000 USD per una singola domanda, fino a moltiplicarsi in modo rilevante per applicazioni più complesse o estese a più paesi. Di conseguenza, il fatto che un'organizzazione decida di brevettare una determinata tecnologia, soprattutto a livello internazionale, è solitamente indice di un forte interesse strategico e di un investimento concreto nello sviluppo di quell'area tecnologica (WIPO).

Affinché un'invenzione possa essere oggetto di brevetto, è necessario che rispetti determinate proprietà. In primo luogo, deve presentare il requisito della **novità**, ossia non deve essere stata divulgata al pubblico prima della data di deposito. In secondo luogo, deve implicare un'**attività inventiva**, ovvero non deve risultare ovvia per un esperto del settore tecnico di riferimento. A ciò si aggiunge il requisito dell'**applicabilità industriale**, che richiede che l'invenzione possa trovare concreta applicazione nei processi produttivi. Infine, l'invenzione deve essere **lecita e conforme all'ordine pubblico e al buon costume**, e deve essere descritta in maniera sufficientemente chiara e completa da permettere a un tecnico del settore di riprodurla (treccani.it; WIPO).

Il percorso per ottenere un brevetto si articola in diverse fasi: il primo passaggio è il deposito della domanda, che deve contenere una descrizione dettagliata dell'invenzione, eventuali

disegni tecnici e almeno una rivendicazione che definisca l'ambito di tutela richiesto. Dopo il deposito, l'ufficio brevetti competente procede all'esame formale e sostanziale per verificare la sussistenza dei requisiti di brevettabilità. Se l'esito è positivo, la domanda viene pubblicata e il brevetto viene concesso, acquisendo efficacia giuridica nel territorio prescelto. Successivamente, il titolare dovrà provvedere al pagamento delle tasse di mantenimento annuali per conservare i diritti esclusivi sino alla naturale scadenza (WIPO). A livello internazionale, la procedura può essere ulteriormente semplificata grazie al Patent Cooperation Treaty (PCT), un accordo multilaterale gestito dalla World Intellectual Property Organization (WIPO) che consente di depositare un'unica domanda internazionale valida in oltre 150 Paesi. Il PCT non sostituisce i procedimenti nazionali, ma permette di ottenere più tempo per decidere in quali giurisdizioni estendere la protezione, centralizzando la fase iniziale di esame tecnico e riducendo significativamente i costi iniziali, come quelli legati a traduzioni, tasse nazionali e rappresentanze legali. Dopo il deposito, la domanda viene sottoposta a una prima ricerca di anteriorità e a un parere scritto da parte di un'Autorità di Ricerca Internazionale (ISA), che fornisce un'indicazione preliminare sulla potenziale brevettabilità dell'invenzione. Il richiedente ha così fino a 30 mesi di tempo dalla data di priorità per decidere se procedere con l'ingresso nella cosiddetta fase nazionale, cioè avviare l'esame formale nei singoli Paesi in cui intende ottenere la protezione (WIPO).

Un aspetto spesso sottovalutato quando si analizzano i dati brevettuali è quello della cosiddetta “**black window**” o “finestra cieca”. Si tratta di un intervallo temporale, tipicamente di 18 mesi, che intercorre tra il deposito di una domanda di brevetto e la sua pubblicazione ufficiale nei registri internazionali. In questo periodo, i contenuti della domanda rimangono riservati e non accessibili al pubblico. Di conseguenza, qualsiasi analisi brevettuale svolta in tempo reale non potrà tener conto di quelle innovazioni che sono già state registrate, ma che non sono ancora visibili. Per questo, quando si interpretano i dati più recenti, è buona norma considerare che l'apparente calo di attività innovativa potrebbe essere dovuto proprio a questa finestra cieca, più che a una reale contrazione dell'interesse tecnologico (WIPO).

Fondamentale per l'analisi dei brevetti, è anche il sistema di classificazione tecnologica utilizzato per ordinare e categorizzare i documenti brevettuali. La classificazione internazionale dei brevetti (IPC), sviluppata sotto il coordinamento della WIPO, suddivide i brevetti in otto sezioni principali (A-H), ulteriormente articolate in classi, sottoclassi e gruppi tecnologici, permettendo una catalogazione estremamente dettagliata di ogni invenzione. Ad

integrazione dell'IPC, numerosi uffici brevetti, tra cui l'European Patent Office (EPO) e lo United States Patent and Trademark Office (USPTO), utilizzano la Cooperative Patent Classification (CPC), un'estensione più granulare che offre una maggiore precisione nel definire l'ambito tecnico delle invenzioni (WIPO).

3.2 Patent Landscape: metodologia

L'analisi dei brevetti, comunemente nota come **patent landscape**, riveste un ruolo strategico crescente sia in ambito accademico che industriale. Oltre a rappresentare un indicatore degli investimenti e delle direttrici di sviluppo tecnologico, i brevetti costituiscono anche un'importante fonte di informazione tecnica e scientifica spesso non reperibile altrove. Secondo stime storiche riportate dalla letteratura, si ritiene infatti che una quota significativa del contenuto informativo presente nei brevetti (fino all'80%) non sia mai pubblicata su riviste scientifiche o documentazione pubblica, ma rimanga accessibile unicamente tramite le banche dati brevettuali (WIPO). Proprio per questa unicità informativa, i brevetti permettono di analizzare in modo estremamente dettagliato lo stato dell'arte e i trend emergenti in specifici settori tecnologici, come quello dell'idrogeno, offrendo indicazioni preziose per il policymaking, le strategie industriali e le attività di investimento.

In questa prospettiva, l'analisi brevettuale rappresenta dunque uno strumento essenziale per osservare le dinamiche dell'innovazione, identificare i principali attori industriali e mappare lo sviluppo tecnologico globale.

3.2.1 Descrizione del perimetro di ricerca

L'obiettivo di questa tesi magistrale è fornire una panoramica completa dello stato attuale delle tecnologie legate alla produzione dell'idrogeno, attraverso l'analisi dei dati brevettuali. Per garantire un'analisi il più possibile completa ed esaustiva del panorama brevettuale legato alla produzione di idrogeno, sono state considerate diverse tecnologie, includendo sia quelle già affermate a livello industriale sia quelle più recenti ed emergenti. In particolare, l'analisi ha preso in esame:

- le **tecnologie consolidate**, quali la produzione di idrogeno grigio (principalmente tramite reforming del metano) e idrogeno blu (che associa il reforming alla cattura e stoccaggio (CCUS) della CO₂);

- le **tecnologie “green”**, la produzione di idrogeno verde in primis tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili (AEK, PEM, AEM, SOEC), in secundis anche tramite fotocatalisi;
- le **tecnologie emergenti**, come l’idrogeno turchese, prodotto tramite pirolisi del metano con generazione di carbonio solido anziché CO₂.

Tale impostazione consente di mettere a confronto le diverse traiettorie tecnologiche, valutando non solo il grado di maturità, ma anche l’evoluzione, la distribuzione geografica e i principali attori coinvolti nello sviluppo delle varie soluzioni.

A supporto dell’analisi brevettuale è stato adottato come riferimento il report *“Hydrogen Patents for a Clean Energy Future – A Global Trend Analysis of Innovation along Hydrogen Value Chains”* (IEA, 2023), che fornisce una visione completa delle tecnologie brevettate lungo l’intera catena del valore dell’idrogeno. Data l’estrema ampiezza e frammentazione del panorama brevettuale legato all’idrogeno, risulta infatti complesso includere in modo sistematico tutte le tecnologie esistenti. Per garantire un’analisi il più possibile solida ed efficace, sono state prese in considerazione le **tecnologie di produzione** più rilevanti in termini di attività brevettuale, così come risultano dai risultati della piattaforma Lens.org, filtrati secondo una tassonomia costruita a partire dal benchmark fornito dal report IEA.

L’obiettivo è quindi quello di fornire una panoramica chiara e mirata sulle tecnologie maggiormente rappresentative o emergenti nella produzione di idrogeno, con particolare attenzione sia a quelle già affermate su scala industriale, sia a quelle in forte sviluppo.

3.2.2 Identificazione del dataset

L’identificazione del dataset brevettuale è stata condotta attraverso la piattaforma **Lens.org**, un database avanzato e open source che offre un’ampia copertura delle giurisdizioni brevettuali a livello globale, tra cui lo United States Patent and Trademark Office (**USPTO**), l’European Patent Office (**EPO**), la World Intellectual Property Organization (**WIPO**) e l’Eurasian Patent Organization (**EAPO**). Questa ampia copertura ha permesso di includere un insieme eterogeneo di brevetti, garantendo una rappresentazione più completa del panorama brevettuale internazionale. La piattaforma offre inoltre una vasta gamma di filtri di ricerca che consentono un’indagine approfondita (Date range, Flags (Titolo/Abstract/Claims), Jurisdiction, Applicants, Owners, Legal status, Classificazione IPC o CPC, ecc.). Oltre a ciò, Lens.org include strumenti avanzati per l’esportazione agevolata dei dati brevettuali in formato Excel in locale. Infine, uno dei punti di forza di

Lens.org è la sua interfaccia intuitiva e user-friendly, accompagnata da istruzioni chiare che facilitano la navigazione, rendendola accessibile anche a utenti con differenti livelli di esperienza nella ricerca brevettuale.

L'identificazione delle **query** per trovare i brevetti per ciascun elemento della tassonomia ha richiesto più fasi e l'adozione di una **strategia iterativa**. Il processo è iniziato con una ricerca preliminare volta a identificare le parole chiave e i sinonimi più rilevanti per ciascuna tecnologia; sulla base di tali elementi è stata modellata una query capace di includere le varie formulazioni possibili. Questo passaggio ha comportato un lavoro di tentativi e correzioni, in cui sono stati valutati diversi criteri di ricerca e affinate progressivamente la query. Come schema per l'individuazione delle query, si è cercato di inserire **keyword** collegate alla tecnologia in questione cercando di restringere quanto più possibile il campo e non finire per eccedere il perimetro di competenza. Sono state analizzate tutte le tecnologie di interesse in ambito green hydrogen (elettrolizzatori (ALK, PEM, AEM, SOEC) e fotocatalisi), le principali tecnologie affermate nella produzione di idrogeno attuale (idrogeno grigio e idrogeno blu) con le altre tecnologie emergenti rilevanti (idrogeno turchese).

Per costruire le query definitive, come precedentemente accennato, è stato adottato un processo iterativo: ad ogni ciclo sono stati selezionati soltanto i termini che, nella ricerca brevettuale, restituivano brevetti (per quanto possibile) pienamente pertinenti, integrandoli poi nella ricerca definitiva. L'intero lavoro è stato guidato da un modello di query modellato con la seguente struttura:

- **Tecnologia principale** (per l'elettrolizzatore alcalino, ad esempio, abbiamo utilizzato ALK o Alkaline* o AEL);
- **Processo o tecnologia associata**;
- **Obiettivo principale**;
- **Materie prime utilizzate** (reagenti);
- **Prodotti da ottenere** (idrogeno molecolare);
- **Esclusione dei risultati irrilevanti** (sono state escluse parole come "Fuel cell", "ammonia" o "methanol" che avrebbero potuto compromettere la ricerca);

Uno degli aspetti più critici nella realizzazione di un patent landscape è rappresentato dal bilanciamento tra ampiezza della ricerca (recall) e pertinenza dei risultati (precision). Quando si definiscono le query di ricerca, infatti, si affronta il rischio di includere un elevato numero di documenti non pienamente rilevanti (rumore informativo), se la ricerca è troppo

ampia, oppure di escludere documenti potenzialmente significativi, se i criteri sono troppo restrittivi.

Ad esempio, nel caso specifico delle tecnologie per l'elettrolisi alcalina dell'acqua (ALK), questa problematica emerge in modo evidente. Non sempre, infatti, nei documenti brevettuali vengono utilizzate espressioni generali come “*green hydrogen*” o “*water splitting*” che definiscono chiaramente il contesto applicativo della produzione di idrogeno a basse emissioni. Al contrario, molte domande di brevetto fanno riferimento unicamente a specifici aspetti tecnici, quali l'uso di elettroliti alcalini come il potassio o il sodio idrossido (*potassium hydroxide*, *sodium hydroxide*) o il funzionamento di una *electrolytic cell*, senza necessariamente esplicitare la finalità legata alla produzione di idrogeno verde.

Inoltre, una parte rilevante dell'attività brevettuale in questo settore riguarda lo sviluppo di componenti specifici (come elettrodi, catalizzatori o membrane), i cui ambiti di applicazione possono essere molteplici e non sempre dichiarati esplicitamente nei testi brevettuali. In questi casi, l'invenzione può comunque risultare altamente rilevante per il dominio della produzione di idrogeno tramite elettrolisi alcalina, pur non contenendo nel testo le parole chiave strettamente associate al green hydrogen. Questa peculiarità, come accennato precedentemente, rende particolarmente complessa l'impostazione delle strategie di ricerca brevettuale in ambito tecnologico: una ricerca troppo restrittiva rischia di escludere invenzioni pertinenti che utilizzano terminologie diverse o più specialistiche; al contrario, una ricerca troppo generica finisce per restituire un elevato numero di documenti fuori ambito, appartenenti ad altri settori industriali. La costruzione delle query deve quindi trovare un equilibrio metodologico che permetta di catturare il maggior numero possibile di documenti rilevanti, limitando al contempo la presenza di rumore informativo.

Per quanto riguarda i **filtri** utilizzati nel processo di selezione delle query:

- Date range: orizzonte temporale di 20 anni (dal 01/01/2005 al 16/06/2025);
- Legal status (Active e Pending);
- Document type (patent application e granted patent)
- Document family (group by simple family, per ottenere direttamente il numero di famiglie brevettuali e andando in questo modo a “schiacciare” i dati);
- Filtri avanzati: per ridurre al minimo, per quanto possibile, il “rumore” presente nel dataset dovuto a brevetti i cui codici non appartenevano al dominio di queste analisi (es. codice “A”). [Metodologia generale: filtri avanzati → classification → IPCR

codes → verificare la coerenza tra il codice IPC di riferimento e il nostro dominio, utilizzando come strumento di supporto “classification explorer” di Lens.org, in cui si può verificare velocemente a quale campo appartiene quel preciso codice IPC. Successivamente, ci si sposta nella schermata “analysis” per verificare che gli applicant siano coerenti o se compare qualche azienda tra le principali che notoriamente non si occupa di elettrolizzatori (es. Canon), e la si va ad escludere dalla ricerca].

Si è deciso di non inserire all’interno delle query i codici IPC e CPC specifici come filtro in input, in quanto, in alcuni casi si rischiava di restringere eccessivamente il campo di ricerca; tuttavia, questi codici sono ugualmente disponibili, per ogni ricerca, sia nella sezione successiva di questo elaborato, sia nella sezione [“Analysis” → “Technologie”] del sito Lens.org (una volta inserita la query sulla piattaforma). In questa sezione il sito propone una suddivisione dei brevetti ricercati per codice identificativo (IPC e CPC). Inoltre, per ampliare la ricerca in ambiti tecnologici specifici, Lens.org permette di utilizzare la Classificazione Internazionale dei Brevetti (**IPC**). L’IPC è un sistema standard per la classificazione dei brevetti secondo il contenuto tecnico, organizzato in una struttura gerarchica che facilita la consultazione e il recupero delle informazioni brevettuali tra Paesi e uffici differenti. Grazie all’uso dei codici IPC (filtro “IPCR”), è stato possibile migliorare l’efficacia della ricerca in aree tecnologiche mirate, escludendo un numero maggiore di brevetti non pertinenti e accedendo a informazioni più “pulite” per l’analisi. La ricerca brevettuale è stata effettuata a livello globale, senza restrizioni sui codici Paese, quindi i brevetti identificati potevano essere stati depositati o concessi in qualsiasi giurisdizione.

Per le query sono stati utilizzati operatori booleani, quali AND, OR, NOT e operatori come * (asterisco) che vengono utilizzati per rappresentare qualsiasi serie di caratteri che segue una radice di parola (“electrolys”* trova: electrolysis, electrolyzer, electrolytic). In determinati casi sono stati utilizzati anche operatori come ~ (tilde) chiamato anche operatore di prossimità. Quest’ultimo è utilizzato per trovare parole che appaiono vicine tra loro in un documento, indipendentemente dall’ordine in cui appaiono. Combinati adeguatamente, questi elementi, permettono una ricerca mirata e precisa durante la definizione delle query.

Di seguito le query utilizzate per la ricerca:

Tecnologia	Query – Lens.org	Totale brevetti	Famiglie brevettuali
ALK	((("alkalin*" OR "bacon" OR "potassium hydroxide" OR "sodium hydroxide" OR "AEL*" OR "AEC*") AND ("electrolyz*" OR "electrolys*" OR "electrodialys*" OR "electrolytic cell*") AND ((("hydrogen*" OR "H2" OR "H") AND ("produc*" OR "generat*" OR "synthesis*" OR "creat*" OR "manufact*" OR "fabric*") OR ("water" AND ("split*" OR "decompos*" OR "oxidat*" AND "reduct*") OR "electrodissociat*")))) AND NOT ("ammonia" OR "ammoniaca" OR "fuel" OR "methane" OR "methanol"))	4844	2494
PEM	((("proton*" OR "exchang*" OR "membran*") OR "PEM*" OR "SPE*") AND ((("electrolyz*" OR "electrolys*") OR ("electrodialys*") OR ("electrolytic cell*")) AND (((("hydrogen*" OR "H2" OR "H") AND ("produc*" OR "generat*" OR "synthesis*" OR "creat*" OR "manufact*" OR "fabric*") OR ("water" AND ("split*" OR "decompos*" OR "oxidat*" AND "reduct*") OR "electrodissociat*")))) AND NOT ("fuel cell" OR "PEM fuel cell" OR "polymer electrolyte fuel cell" OR "proton exchange membrane fuel cell" OR SOEC) NOT ("ammonia" OR "ammoniaca" OR "fuel" OR "methane" OR "methanol"))	4312	2041
SOEC	((("Solid Oxide" OR SOEC OR "High Temperature") AND (electrolyzer OR electrolyzers OR electrolysis OR electro dialysis OR "electrolytic cell") AND (Hydrogen OR H2 OR H) AND (production OR generation OR synthesis OR creation OR manufacturing OR fabrication OR splitting OR decomposition OR electro dissociation) AND (water OR splitting OR decomposition OR electro dissociation)) NOT ("fuel cell" OR "SOEC fuel cell" OR "Solid oxide fuel cell" OR "SOFC") NOT ("ammonia" OR "ammoniaca" OR "fuel" OR "methane" OR "methanol"))	5453	2676
AEM	((("Anion* exchang*" OR "AEM" OR "Anion* exchang* membrane") AND ("electrolyz*" OR "electrolys*" OR "electrodialys*" OR "electrolytic cell*") AND ((("hydrogen*" OR "H2" OR "H") AND ("produc*" OR "generat*" OR "synthesis*" OR "creat*" OR "manufact*" OR "fabric*") OR ("water" AND ("split*" OR "decompos*" OR "oxidat*" AND "reduct*") OR "electrodissociat*"))))	1280	773
Fotocatalisi	((("Photocatalysis" OR "Photo-catalysis" OR "Photocatalytic" OR "Photocatalyst" OR "Photoelectrochemical" OR "PEC" OR "Photoelectrochemical Cell") AND ("Green Hydrogen" OR "Hydrogen Production" OR "Water Splitting" OR "Electrochemical Water Splitting" OR "Photocatalytic Water Splitting" OR "Solar Hydrogen Production") AND (Hydrogen OR H2 OR "Molecular Hydrogen") AND (production OR generation OR synthesis OR creation OR manufacturing OR fabrication OR splitting OR decomposition OR electro dissociation) AND (water OR splitting OR decomposition OR "oxidation reduction" OR electro dissociation)) NOT ("ammonia" OR "ammoniaca"	1335	1278

	OR "fuel" OR "methane" OR "methanol") NOT (PEM OR SOEC OR AEK OR AEL OR AEM OR fuel cell*)		
Idrogeno grigio	((("Grey Hydrogen" OR "Conventional Hydrogen" OR "Hydrogen from Natural Gas" OR "Hydrogen Production from Methane" OR "Steam Methane Reforming" OR "SMR") AND ("Methane Reforming" OR "CH ₄ " OR "Steam Methane Reforming" OR "SMR" OR "Auto-Thermal Reforming" OR "ATR" OR "Natural Gas Reforming")) AND (Hydrogen OR H ₂ OR "Molecular Hydrogen") AND (water AND (production OR generation OR synthesis OR creation OR manufacturing OR fabrication OR cracking OR gasification OR decomposition OR dissociation))))	8316	3709
Idrogeno blu	((("Blue Hydrogen" OR "Low Carbon Hydrogen" OR "Clean Hydrogen" OR "Hydrogen Production from Natural Gas" OR "Methane Reforming" OR "Steam Methane Reforming" OR "SMR" OR "Auto-Thermal Reforming" OR "ATR") AND ("Carbon Capture" OR "Carbon Sequestration" OR "Carbon Capture and Storage" OR "CCS" OR "Carbon Capture Utilization and Storage" OR "CCUS" OR "CO ₂ Capture" OR "CO ₂ Sequestration" OR "CO ₂ Storage" OR "Carbon Utilization")) AND (Hydrogen OR H ₂ OR "Molecular Hydrogen") AND (production OR generation OR synthesis OR creation OR manufacturing OR fabrication OR splitting OR decomposition OR reforming OR sequestration OR storage OR utilization OR cracking))	2993	1472
Idrogeno turchese	((("Turquoise Hydrogen" OR "Methane Pyrolysis" OR "Thermal Cracking of Methane" OR "Natural Gas Cracking" OR "Thermal Decomposition of Methane" OR "Methane Dissociation" OR "Molten Metal Pyrolysis" OR "Plasma Pyrolysis" OR "thermal decomposition" OR "catalytic decomposition") AND (methane OR "natural gas" OR CH ₄ OR "therm* plasma" OR solar OR "molten metal") AND (pyrolysis OR cracking OR thermolysis OR decomposition OR dissociation) AND ("solid carbon" OR "carbon black" OR "carbon byproduct") AND (Hydrogen OR H ₂ OR "Molecular Hydrogen") AND (production OR generation OR synthesis OR creation OR manufacturing OR fabrication))	818	436

Tabella 2: Elenco delle query utilizzate per il patent landscape e relativi output della ricerca (numero totale di brevetti e famiglie brevettuali)

La Tabella 2 riporta le query di ricerca utilizzate per esplorare le tecnologie. La tabella include inoltre informazioni sul numero totale di brevetti e famiglie brevettuali rilevate per ciascuna tecnologia. In particolare, i brevetti individuali comprendono tutti i documenti e le voci associate a una domanda di brevetto o a un brevetto concesso. Le **famiglie brevettuali**, infine, raggruppano tutte le domande e i brevetti connessi a una stessa invenzione, basandosi sulla priorità comune. Se un richiedente deposita domande in diversi Paesi per la stessa invenzione, tali domande sono considerate appartenenti alla stessa famiglia. La

visualizzazione per famiglia consente quindi di comprendere l'estensione territoriale e lo stato dei vari documenti correlati.

Come riportato nella Tabella 2, le query elaborate hanno permesso di identificare **29.351 domande di brevetto** e **14.879 famiglie brevettuali** riconducibili alle tecnologie di produzione dell'idrogeno. È importante notare che i risultati ottenuti possono contenere sovrapposizioni tra tecnologie, poiché un singolo brevetto può includere più rivendicazioni che fanno riferimento a tecnologie differenti. Pertanto, i numeri rilevati rappresentano un indicatore dell'ampiezza e della complessità del panorama brevettuale dell'idrogeno, riflettendo la varietà delle innovazioni oggi in sviluppo. Tali considerazioni verranno ulteriormente approfondite nel capitolo successivo.

3.2.3 Download, pulizia e raffinamento del dataset

Dopo aver identificato e perfezionato le query di ricerca per tutte le classi brevettuali, si è proceduto con l'esportazione del dataset da Lens.org a Excel. La procedura è così articolata: una volta raggiunto il livello di dettaglio desiderato su Lens, e dopo aver raggruppato le singole domande di brevetto in "famiglie brevettuali", si clicca su "Export", dopodiché si seleziona il numero di brevetti da includere nell'esportazione (es. 10.000), il tipo di formato (CSV) e i campi che si desidera analizzare. Adesso, una volta su Excel, si vanno a trasformare questi dati in formato CSV in formato classico in modo tale da poterli analizzare adeguatamente. Una volta fatto questo, verrà in supporto la funzione "Power Query" di Excel in cui, si va a controllare se il formato in cui sono stati esportati i dati è esatto, si vanno ad eliminare eventuali righe vuote e infine il passaggio più importante: la pulizia in locale. In questa fase, ci si colloca sulla colonna IPC (o CPC) e si vanno a filtrare (ed eliminare) quei brevetti a cui sono associati codici che sono totalmente fuori dominio di competenza e che compaiono molte volte (a causa di inesattezze dovute alle keyword nella query). In particolar modo, in ogni singolo dataset analizzato, si è applicato il filtro per testo "*non contiene A*" (classe "Human necessities") in modo tale da eliminare tutti i brevetti che avrebbero causato un "rumore significativo" nella nostra analisi. È importante inoltre sottolineare l'importanza del Lens ID, in quanto è un identificatore univoco assegnato a una domanda di brevetto al momento del deposito, utile per tracciare e distinguere ogni singola applicazione nel tempo (N.B. di norma, ogni domanda ha un solo Lens ID). In conclusione, a seguito di questa operazione, si è verificata complessivamente una **perdita del 10,84%** delle osservazioni iniziali. Come descritto, l'estrazione definitiva dal database Lens.org, successiva alle fasi di

pulizia e raffinamento, ha portato all'identificazione di un **campione finale costituito da 13.265 famiglie brevettuali**.

3.3 Statistiche descrittive del Dataset

Una volta che il dataset è stato creato, ho analizzato, con un approccio top-down, i risultati ottenuti partendo in primo luogo con un confronto cross-sector quindi *tra* i vari “colori” dell'idrogeno in termini di numero totale di famiglie brevettuali, evoluzione temporale e distribuzione geografica. In secondo luogo, si procede ad analizzare nello specifico le tecnologie utilizzate per la produzione di idrogeno verde quali i diversi tipi di elettrolisi e la fotocatalisi, in termini di: famiglie brevettuali, evoluzione temporale, principali applicants, codici CPC/IPC dominanti e paese di deposito prioritario. Infine, vi è un paragrafo conclusivo in cui è stata condotta un'analisi comparativa e proposti degli spunti strategici.

3.3.1 Confronto “cross-sector” tra tecnologie di produzione

Per un'analisi comparativa preliminare sulle principali traiettorie tecnologiche, come precedentemente accennato, si è proceduto a suddividere il dataset nelle quattro categorie rappresentative delle principali tecnologie di produzione dell'idrogeno: idrogeno grigio, blu, turchese e verde. Questa classificazione ha permesso di mettere a confronto la relativa intensità brevettuale, l'evoluzione temporale dei depositi e la distribuzione geografica delle attività brevettuali.

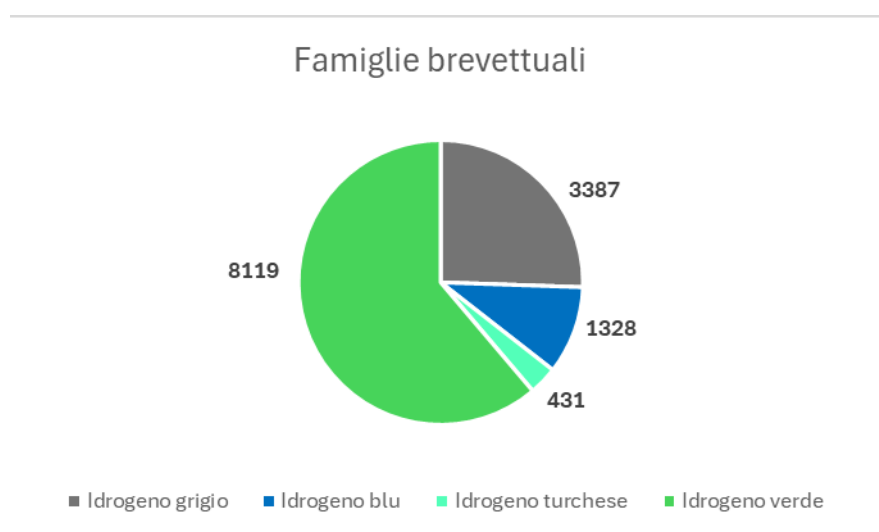


Figura 17: Numero di famiglie brevettuali per tipologia di tecnologia di produzione di idrogeno

Il grafico a torta (Figura 17) mostra la distribuzione complessiva del numero di famiglie brevettuali tra le quattro tipologie analizzate. I risultati evidenziano chiaramente il

predominio dell'**idrogeno verde**, che raccoglie 8119 famiglie brevettuali, pari a oltre il 60% del campione totale. Segue l'**idrogeno grigio** con 3387 famiglie, mentre le tecnologie di **idrogeno blu** e **turchese** risultano significativamente meno rappresentate a confronto, con rispettivamente 1328 e 431 famiglie brevettuali.

Questa ripartizione riflette una evidente intensità innovativa e un'attenzione crescente verso le tecnologie di produzione green, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e la spinta regolatoria a livello internazionale. L'elevata quota dell'idrogeno verde è indicativa della sua **maturità tecnologica emergente** e della rilevanza strategica attribuita alla riduzione delle emissioni di CO₂ attraverso l'uso di fonti rinnovabili. È evidente dalla figura come l'andamento della tecnologia "green" sia nettamente superiore rispetto alle altre; questo perché in questa analisi si è approfondito maggiormente questo tema, andando a considerare nello specifico tutti i tipi di elettrolizzatori e la fotocatalisi, cosa che non è stata fatta in maniera così approfondita per le altre tecnologie.

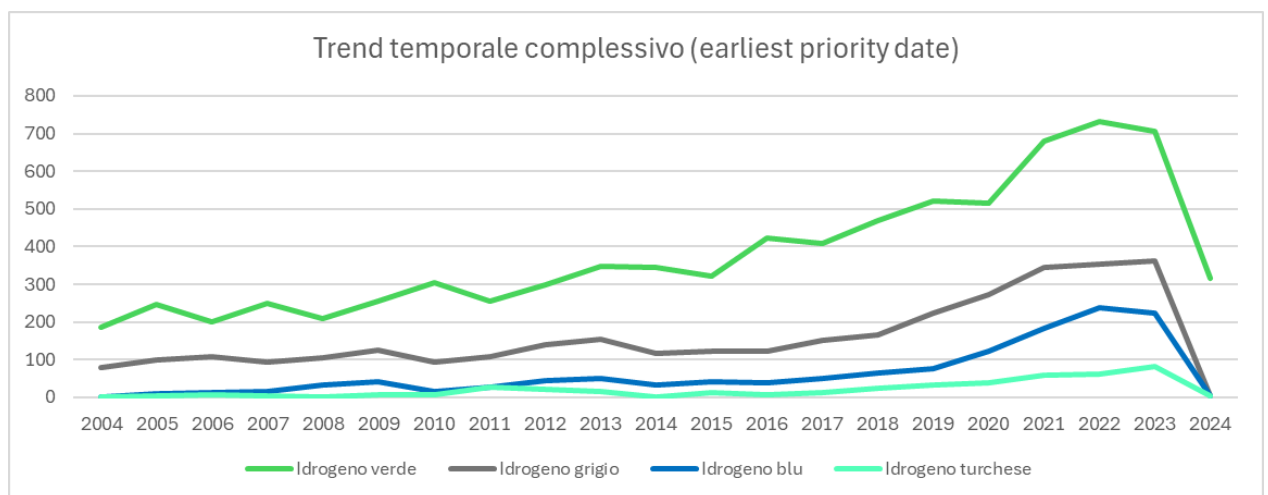


Figura 18: Trend temporale complessivo del numero di brevetti depositati. Ascisse: anni; Ordinate: numero brevetti

La Figura 18 mostra il trend temporale, basato sulla *earliest priority date*, del numero di famiglie brevettuali depositate negli anni per ciascuna tecnologia. Il grafico evidenzia differenze significative nella dinamica evolutiva:

- **Idrogeno verde** presenta un andamento nettamente crescente, con un'accelerazione marcata dal 2015 in avanti, raggiungendo un picco tra il 2021 e il 2023. Questo evidenzia un **forte slancio innovativo** negli ultimi anni, correlato a politiche di incentivo, piani di transizione energetica e investimenti industriali su larga scala.

- **Idrogeno grigio** mostra un andamento complessivamente più stabile, con una crescita moderata e priva di accelerazioni significative. Questo dato conferma la **maturità consolidata** di processi produttivi basati su fonti fossili, che beneficiano di minori necessità di innovazione incrementale.
- La traiettoria dell'**idrogeno blu** è molto simile a quella dell'idrogeno grigio in termini di trend, confermando anche qui la consolidata maturità tecnologica; tuttavia, appare più piatta e quindi con volumi di deposito apparentemente inferiori.
- L'**idrogeno turchese** presenta un andamento che appare molto meno marcato e complessivamente piatto, con volumi di deposito notevolmente inferiori. Questo riflette una **fase di sviluppo più precoce o più contenuta** in termini di impegno brevettuale, coerente con una minore diffusione commerciale e investimenti più selettivi.

In sintesi, l'analisi temporale mostra come l'idrogeno verde si distingua non solo per volumi complessivi, ma anche per il suo **trend di crescita recente**, suggerendo un progressivo consolidamento della tecnologia come opzione prioritaria per la decarbonizzazione.

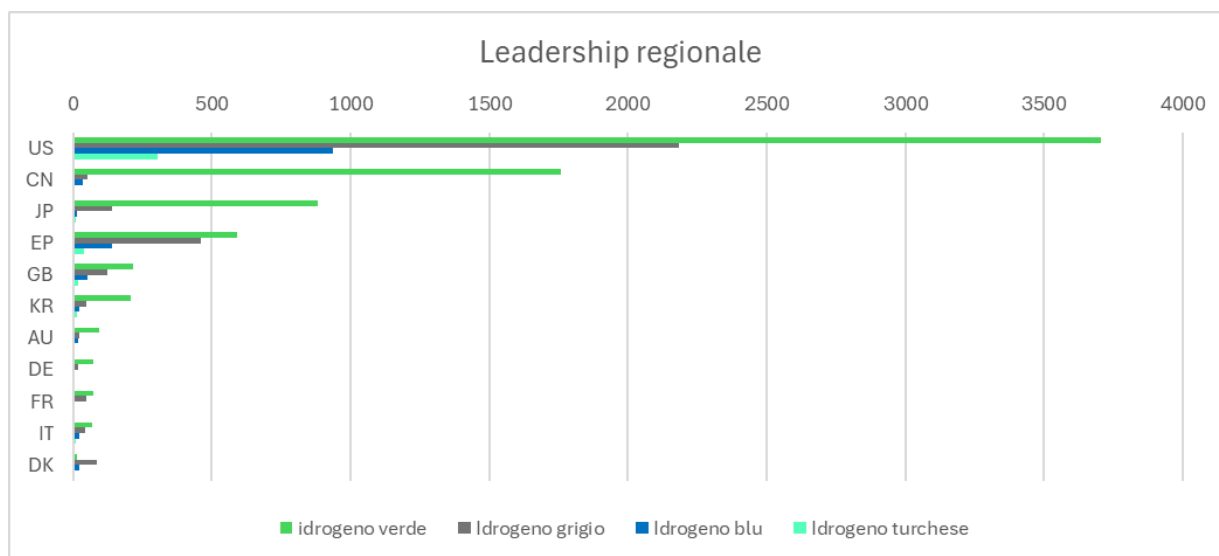


Figura 19: Leadership regionale rappresentata dal numero di brevetti depositati per la prima volta in un determinato paese. (Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: Paesi in cui vi è stato il deposito prioritario)

La Figura 19 fornisce una panoramica della distribuzione geografica dei *priority numbers* associati alle famiglie brevettuali, evidenziando la cosiddetta **leadership regionale**. In particolar modo, per estrarre questa informazione, si sono andate ad estrarre le prime due lettere delle stringa che vanno ad indicare proprio il paese di provenienza (es. US 62648404 P).

- Gli **Stati Uniti (US)** emergono come la giurisdizione con il maggior numero di depositi prioritari in tutte le tecnologie, con particolare concentrazione nell'idrogeno verde. Questo evidenzia come la leadership sia ben salda negli USA e questo grazie certamente sia alle politiche favorevoli, ma anche grazie al florido ecosistema startup in quest'ambito che contribuisce in maniera cruciale all'innovazione.
- Seguono **Cina (CN)** e **Giappone (JP)**, che mostrano volumi significativi e ben distribuiti tra le varie tipologie (con l'idrogeno verde che fa da padrone), confermando la rilevanza strategica dell'idrogeno nei rispettivi piani industriali.
- L'**Unione Europea** (rappresentata dai depositi **EP**) rivela un'intensità brevettuale inferiore ma comunque rilevante, specialmente sul fronte green. (N.B. nel momento in cui siamo in presenza della sigla "EP" vuol dire che il brevetto è stato esteso subito all'EPO (European Patent Office), senza far prima domanda al singolo stato).
- Altri paesi industrializzati come **Gran Bretagna (GB)**, **Corea del Sud (KR)**, **Australia (AU)**, **Francia (FR)** e **Germania (DE)** mantengono una presenza più contenuta ma non trascurabile. Infine, **l'Italia (IT)**, seppur con numeri abbastanza contenuti, appare in una situazione alquanto equilibrata per quanto riguarda l'avanzamento nelle tecnologie di idrogeno blu, verde e grigio.

La mappa delle giurisdizioni suggerisce una concentrazione dell'innovazione nei grandi mercati tecnologici, con un ruolo trainante di Stati Uniti e Asia orientale nello sviluppo e nella tutela delle tecnologie a idrogeno. Tuttavia, se si considerano in maniera additiva tutti i paesi europei (in modo da creare un confronto equo in termini di dimensione geografica), si vede come anche l'Europa gioca un ruolo di prima fascia per quanto riguarda l'innovazione tecnologica (1157 brevetti), questo implica che il contributo tecnologico è sicuramente polarizzato verso gli USA ma **distribuito equamente** tra Asia orientale (Cina, Corea del Sud, Giappone) ed Europa. Questa distribuzione geografica riflette sia la strategia industriale dei player locali sia le politiche di supporto e finanziamento alla transizione energetica. In particolare, l'alta quota di depositi prioritari negli Stati Uniti conferma la volontà di posizionarsi come leader nell'economia dell'idrogeno verde, in particolare per la produzione.

L'analisi cross-sector evidenzia come la traiettoria di sviluppo dell'idrogeno sia tutt'altro che omogenea. L'idrogeno grigio, sebbene ancora rilevante in termini assoluti, mostra segnali di **"stagnazione innovativa"**, coerenti con un mercato maturo e privo di spinte

regolatorie al miglioramento tecnologico. Al contrario, l'idrogeno verde si afferma come **segmento prioritario** sia per intensità brevettuale totale sia per crescita temporale, riflettendo una transizione industriale già in atto verso tecnologie low-carbon.

3.3.2 Focus sulle tecnologie green hydrogen

Dopo aver effettuato l'analisi brevettuale sulle diverse metodologie esistenti per la produzione di idrogeno, si procede adesso sull'analisi specifica sull'idrogeno verde. In particolar modo, sui diversi tipi di tecnologie utilizzate; da quella più diffusa, l'elettrolisi a quella emergente, la fotocatalisi. Si procederà in primis con un'analisi dettagliata in cui, per ogni tecnologia, si andranno ad analizzare: il trend temporale brevettuale, i codici CPC/IPC dominanti, i top applicants e infine la distribuzione geografica in base ai priority numbers. A valle del paragrafo, si andranno invece ad effettuare delle osservazioni trasversali con dei grafici di confronto. Questa analisi, come già detto nei paragrafi precedenti, è riferita a un pezzo ben preciso della value chain dell'idrogeno, nonché il più critico: la produzione. Questo perché, affinché l'idrogeno diventi sostenibile dal punto di vista economico e quindi affinché le aziende riescano ad effettuare economie di scala, è necessario abbattere il costo a monte trovando soluzioni efficienti e potenzialmente scalabili. Senza questa prerogativa, l'idrogeno, seppur una soluzione validissima per fronteggiare le criticità odierne, non vedrebbe mai una diffusione concreta.

Per iniziare, nel seguente pie chart (Figura 20), è visibile come si distribuiscono le famiglie brevettuali all'interno del segmento green hydrogen. La distribuzione complessiva, evidenzia la diversa maturità e il grado di interesse tecnologico delle principali opzioni di elettrolisi. La quota più ampia è detenuta dalla tecnologia SOEC (Solid Oxide Electrolysis), con 2461 famiglie brevettuali, a testimonianza di un forte interesse verso soluzioni ad alta temperatura con potenziale di integrazione nell'industria. Segue l'elettrolisi alcalina (ALK/AEL), con 2154 famiglie, che resta una tecnologia consolidata e ampiamente applicata su scala industriale. La PEM (Proton Exchange Membrane) totalizza circa 1450 famiglie brevettuali, confermando la sua posizione di rilievo commerciale grazie alla buona efficienza e flessibilità operativa. Le tecnologie emergenti, invece, mostrano valori più contenuti: la fotocatalisi raggiunge 1278 famiglie, riflettendo il suo stato di ricerca avanzata ma ancora lontana da applicazioni su larga scala, mentre l'AEM (Anion Exchange Membrane) si attesta a 773 famiglie, coerente con una fase pre-commerciale e di sviluppo intensivo di materiali e componenti.

Adesso si procederà con l'analisi di queste categorie singolarmente.

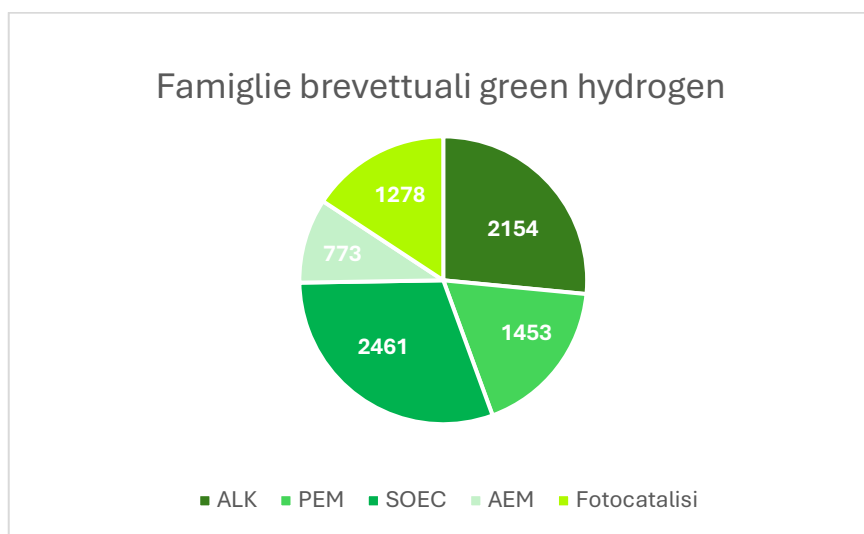


Figura 20: Distribuzione delle famiglie brevettuali all'interno del segmento green hydrogen.

Legenda: ALK = alkaline water electrolysis; PEM = proton exchange membrane electrolysis; SOEC = solid oxide electrolyzer cell; AEM = anion exchange membrane electrolyzer

Elettrolisi alcalina (AEL o AEK):

L'elettrolisi alcalina (AEL) è la tecnologia storicamente più consolidata e utilizzata per la produzione di idrogeno verde, con oltre un secolo di applicazioni industriali alle spalle. Funziona facendo passare corrente elettrica in una soluzione alcalina (come KOH o NaOH) a temperature moderate, separando la molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno in modo relativamente semplice e affidabile. Offre un buon compromesso tra efficienza (intorno al 60–70%) e costi, con impianti che possono funzionare per decenni. Pur avendo limiti legati alla densità di corrente e alla purezza del gas prodotto, resta oggi la tecnologia più diffusa e matura per progetti su scala industriale, rappresentando un riferimento consolidato anche dal punto di vista brevettuale.

Il grafico (Figura 21) mostra un andamento relativamente stabile tra il 2005 e il 2015, seguito da una crescita graduale e poi più marcata dal 2018 al 2022. Questo riflette un rinnovato interesse legato alla spinta verso la decarbonizzazione e alla maggiore competitività economica dell'idrogeno verde in quegli anni. Il picco nel biennio 2021–2022 segnala il momento di massimo slancio innovativo, probabilmente stimolato da politiche di sostegno e da una maggiore maturità industriale. Il calo nel 2023–2024 è in linea con quanto osservato per altre tecnologie ed è sicuramente legato alla black window ma probabilmente anche a un rallentamento generale di mercato in questo segmento.

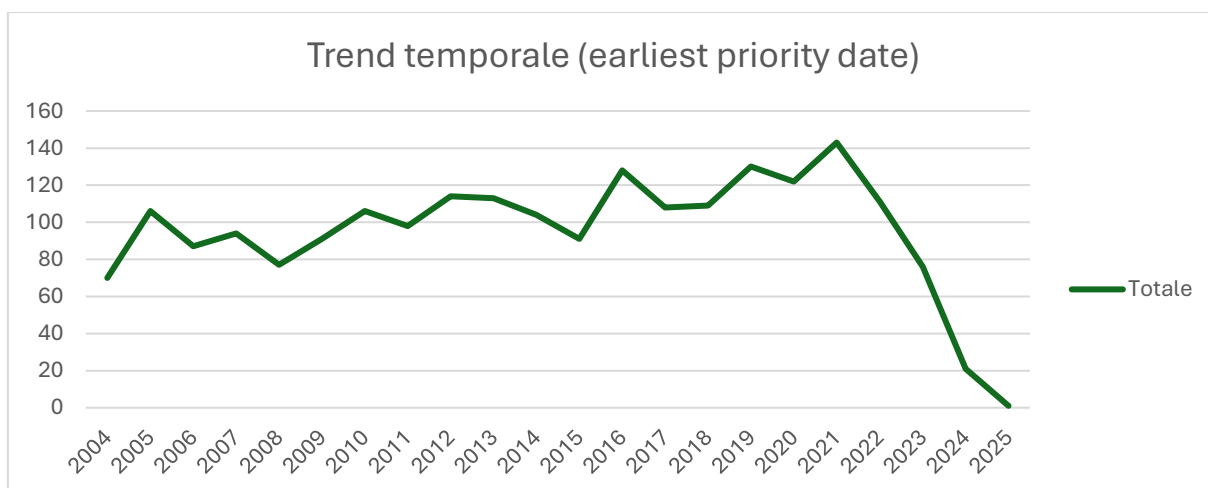


Figura 21: Trend temporale in base all'earliest priority date. Ascisse: anni; Ordinate: numero di brevetti depositati

La distribuzione dei codici (Figura 22 e 23), evidenzia una netta prevalenza della sezione C (chimica/metallurgia), che supera il 40% sul totale, seguita a distanza da H (tecnologie elettriche) e B (varie operazioni industriali). Questo pattern conferma la forte componente di processo chimico di questa tecnologia, centrata sulla gestione dell'elettrolita alcalino, la resistenza alla corrosione e l'ottimizzazione delle celle. La presenza significativa della classe H segnala comunque attenzione agli aspetti elettrici e ai componenti di potenza.

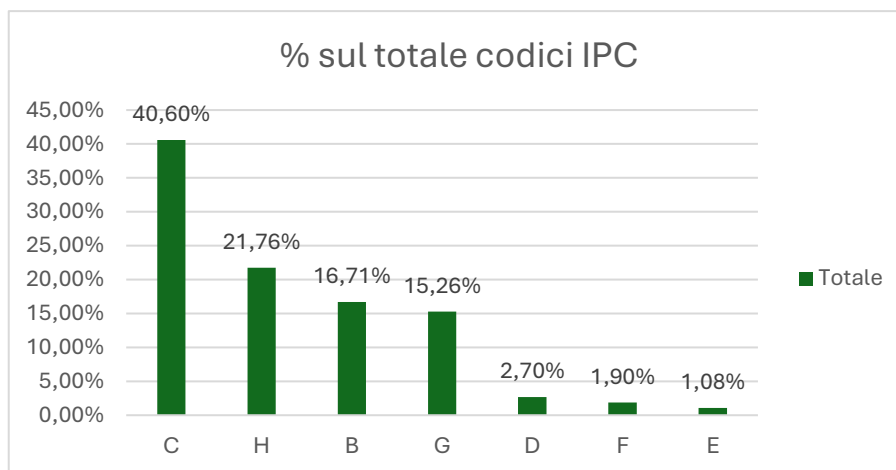


Figura 22: percentuale sul numero totale di codici IPC per la tecnologia ALK per evidenziare la suddivisione tra classi

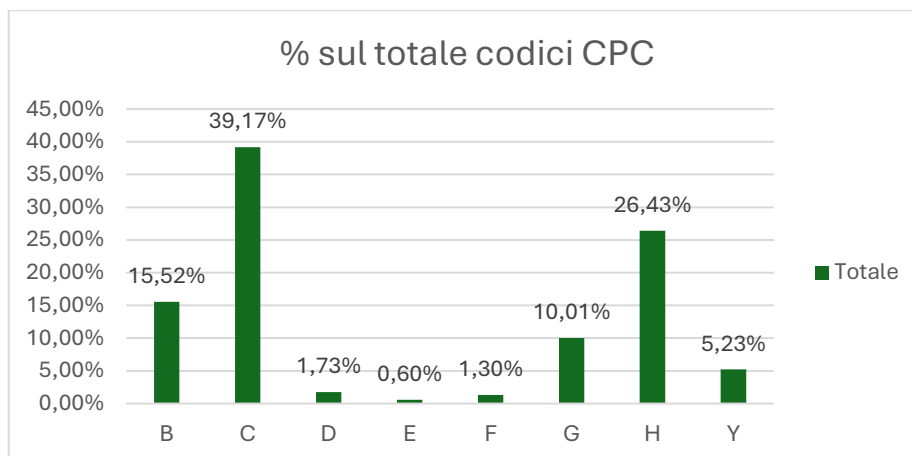


Figura 23: percentuale sul numero totale di codici CPC per la tecnologia ALK per evidenziare la suddivisione tra classi

Analizzando la distribuzione interna dei codici C (Figura 24), emerge un portafoglio relativamente concentrato sui primi 5-6 codici, legati alla chimica inorganica e ai processi di elettrolisi. In particolar modo, il codice più diffuso (C25) è quello legato ai processi elettrolitici che sono il core della produzione. Seguono i codici C08 e C09 riferiti a rispettivamente a polimeri e plastiche, importati quindi nello sviluppo delle membrane; infine degli di nota i codici C23 e C07 riferiti rispettivamente a tecnologie riguardanti rivestimenti di materiali metallici per evitare la corrosione (particolarmente importate negli elettrolizzatori questo aspetto) e alla chimica organica come la catalisi e le sintesi organiche. Ciò suggerisce che, nonostante la maturità tecnologica, l'innovazione si stia focalizzando su aspetti noti ma ancora ottimizzabili, come l'efficienza dei catalizzatori, la durata delle membrane e di conseguenza alla riduzione dei costi di produzione.

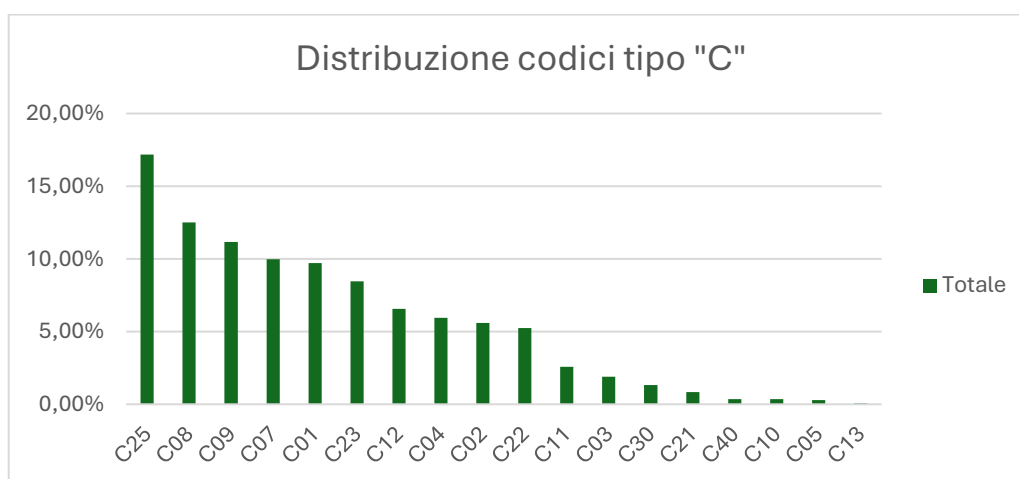


Figura 24: analisi di dettaglio della distribuzione interna dei codici di tipo "C" (IPC). Percentuale sul totale

Il panorama degli attori brevettuali è frammentato ma con alcuni player chiaramente dominanti. In Figura 25, si può osservare come Halliburton si conferma in posizione di leadership con oltre 50 famiglie brevettuali, seguita da 3M e da altri grandi gruppi industriali e tecnologici (Global Graphene Group, Asahi Chemical, Fujifilm). La forte presenza di multinazionali di oil and gas, chimiche e di materiali testimonia l'interesse industriale verso questa tecnologia consolidata, vista come una piattaforma affidabile per la produzione su larga scala.



Figura 25: applicants più rilevanti per la tecnologia ALK. Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: nomi aziende

Dal punto di vista geografico (Figura 26), la leadership è saldamente statunitense, con più di 1200 famiglie di brevetti depositate in US come primo paese di priorità. Seguono Cina, Giappone ed Europa (EP), segnalando una competizione globale ma con forte concentrazione nelle economie avanzate. Questo pattern è coerente con la storicità industriale dell'AEL, diffusa nei paesi con filiere chimiche consolidate e politiche di sostegno all'idrogeno verde.

In sintesi, l'analisi brevettuale dell'elettrolisi alcalina conferma il suo ruolo di tecnologia matura e industrializzata, con una base brevettuale ampia e consolidata, un forte presidio di player multinazionali e una diffusione geografica globale ma sbilanciata verso le economie leader. Pur consolidata, la continua attività brevettuale mostra spazi di ottimizzazione tecnologica, specie nei materiali e nell'integrazione elettrica.

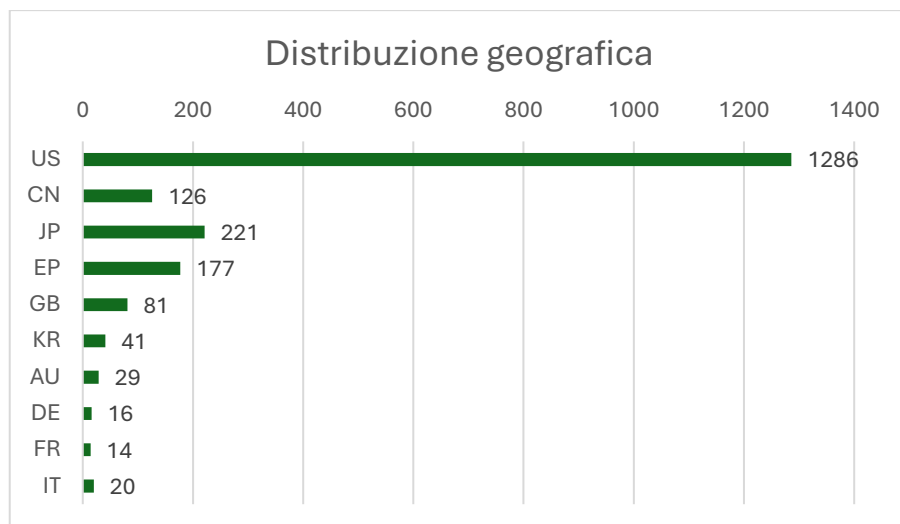


Figura 26: Distribuzione geografica data dal priority number, delle nazioni in cui vi è stato il primo deposito

Elettrolisi con membrana a scambio protonico (PEM)

L'elettrolisi con membrana a scambio protonico (PEM) è una delle tecnologie più promettenti per produrre idrogeno verde, grazie alla sua flessibilità operativa e alla capacità di generare idrogeno ad altissima purezza. Utilizza una membrana polimerica proton-conduttrice che consente alte densità di corrente e impianti compatti, ideali per spazi limitati e applicazioni modulari. Sebbene meno matura dell'elettrolisi alcalina, ha conosciuto un rapido sviluppo con moduli commerciali fino a 20 MW. I principali limiti restano i costi elevati dei catalizzatori a base di metalli nobili.

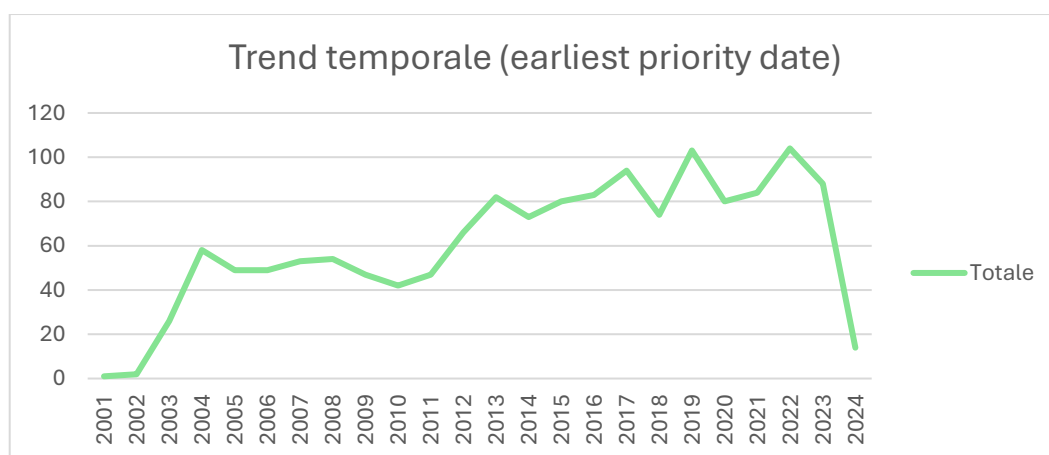


Figura 27: Trend temporale in base all'earliest priority date. Ascisse: anni; Ordinate: numero di brevetti depositati

Il grafico temporale (in figura 27), evidenzia un andamento positivo soprattutto nell'ultimo decennio; dopo una fase relativamente stabile tra il 2005 e il 2015, le famiglie brevettuali mostrano una crescita importante fino al 2021–2022. Questo riflette l'interesse crescente per

la tecnologia PEM, spinta dall'attenzione alla produzione di idrogeno verde ad alta purezza. Il calo nel 2023-2024 è in linea con quanto osservato per altre tecnologie, ed è sicuramente legato alla black window che non rende disponibili i brevetti già depositati di recente.

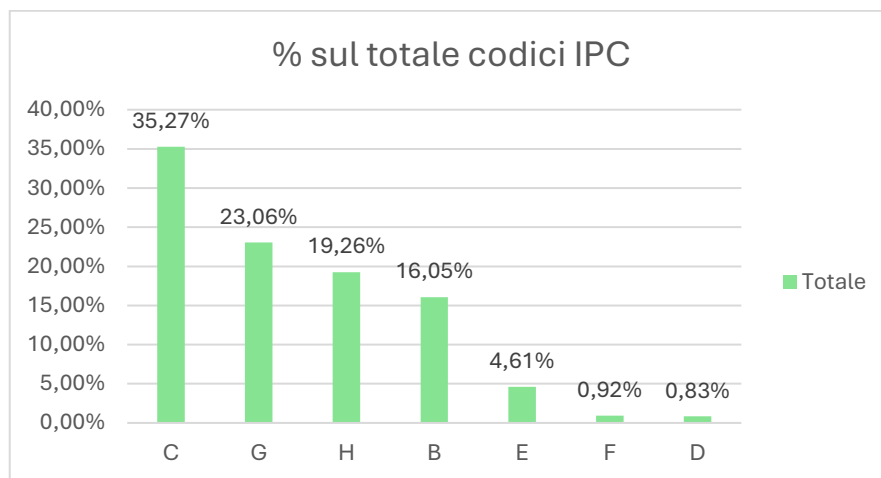


Figura 28: percentuale sul numero totale di codici IPC per la tecnologia PEM per evidenziare la suddivisione tra classi

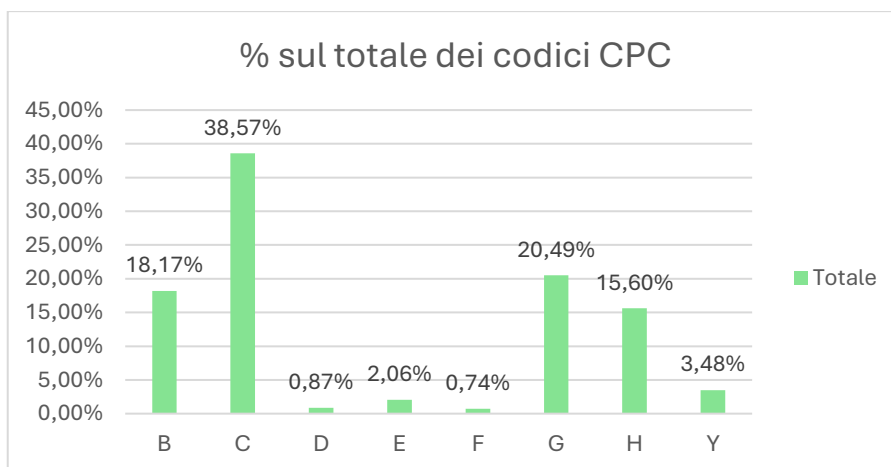


Figura 29: percentuale sul numero totale di codici CPC per la tecnologia PEM per evidenziare la suddivisione tra classi

La mappatura dei codici (Figura 28), mostra un forte peso della classe C (chimica e processi industriali), ma con un mix più diversificato rispetto ad altre tecnologie. Ad esempio, si nota una quota non trascurabile nelle classi G e H (tecnologie generiche, elettriche), segno che l'innovazione PEM combina ricerca sui materiali, design ingegneristico delle celle, componentistica elettrica ed elettronica avanzata. La classe B (operazioni varie) ha un'incidenza più contenuta ma stabile, indicando possibili sviluppi su aspetti di sistema e integrazione. Si nota come nella classificazione CPC (Figura 29), la quota di brevetti appartenenti alla classe Y02 ("technologies or applications for mitigation or adaptation against climate change") tocca una quota pari al 3,48% del totale, anche se, per questa

tecnologia, è il codice “Y02E60/10” (“reduction of greenhouse gas [GHG] emissions, related to energy generation, transmission or distribution”) quello che compare il maggior numero di volte (79).

Nel dettaglio dei codici “C” (Figura 30), vediamo che dominano voci come C07, C08 e C25, confermando la forte centralità dei processi chimici avanzati, catalisi e trattamento dei materiali. Questo è coerente con il focus PEM su membrane, catalizzatori (spesso nobili come platino) e processi di gestione del flusso di gas. Le code lunghe (numerose voci a bassa frequenza) indicano un’ampia esplorazione tecnica e possibilità di innovazione multilaterale.

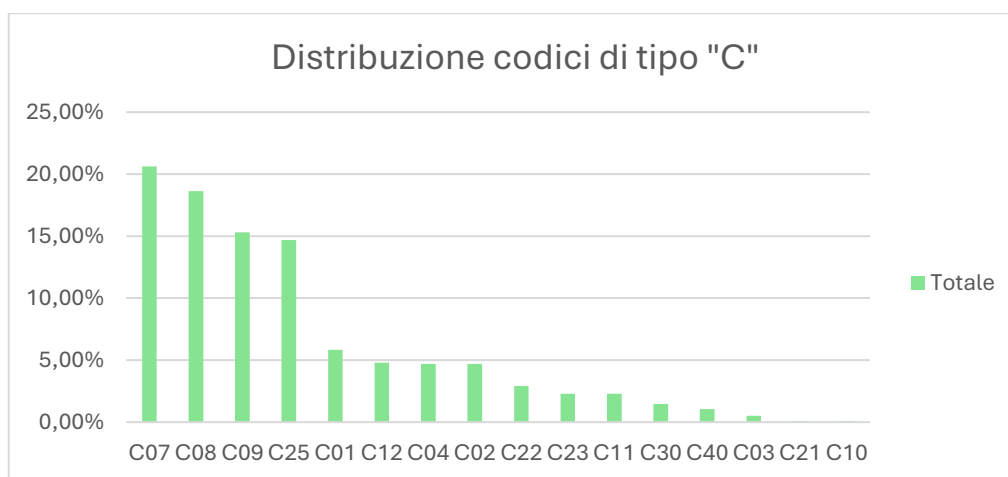


Figura 30: analisi di dettaglio della distribuzione interna dei codici di tipo “C” (IPC). Percentuale sul totale.

Il grafico dei top applicants (Figura 31), mostra una concentrazione significativa attorno a grandi player industriali e istituti di ricerca avanzata. Halliburton, Schlumberger, Philips, BASF, università di alto livello (University of California, Massachusetts Institute of Technology (MIT)) testimoniano la rilevanza strategica e il livello tecnologico elevato di questo segmento. L'ampiezza e la varietà degli attori suggeriscono un mercato competitivo ma non ancora dominato da pochi monopolisti. Si sottolinea inoltre, come i primi due applicants in questa classifica siano aziende leader nel settore oil & gas, questo rappresenta una internalizzazione di nuove tecnologie green da parte di queste aziende che intendono ridurre le emissioni per cercare di raggiungere l’obiettivo NZE entro il 2050.

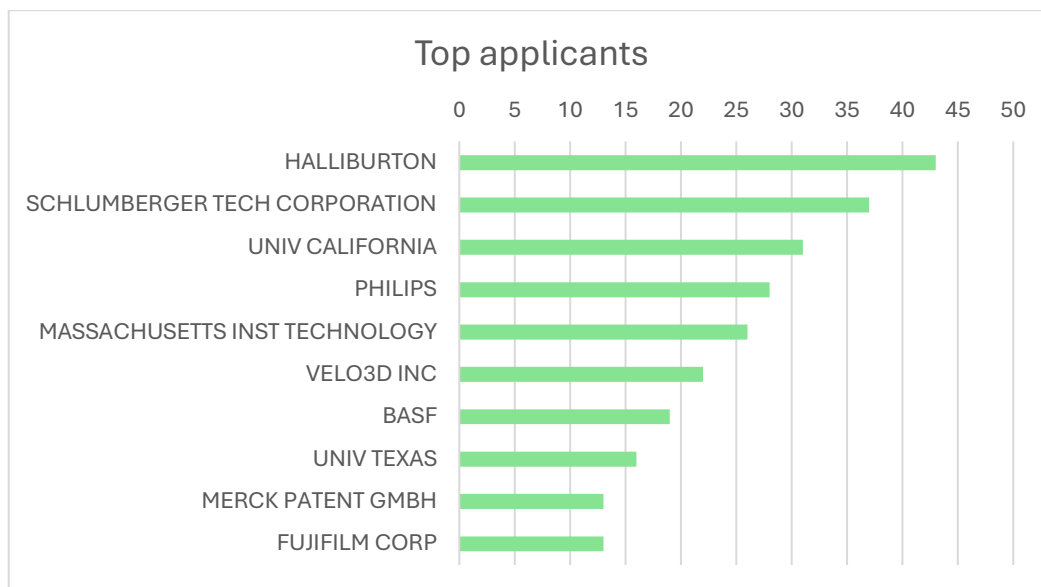


Figura 31: applicants più rilevanti per la tecnologia PEM. Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: nomi aziende.

Sul piano geografico (Figura 32), la leadership è chiaramente statunitense che stacca di gran lunga gli altri paesi. Tuttavia l'Europa (EP), il Giappone (JP) e la Cina (CN) sono attivi e mostrano un presidio importante. Questo riflette la dimensione globale della corsa all'idrogeno verde, con investimenti importanti sia in Asia che in Occidente. La presenza di paesi come Corea del Sud e Australia evidenzia strategie nazionali di medio termine per la decarbonizzazione e la creazione di value chain locali.

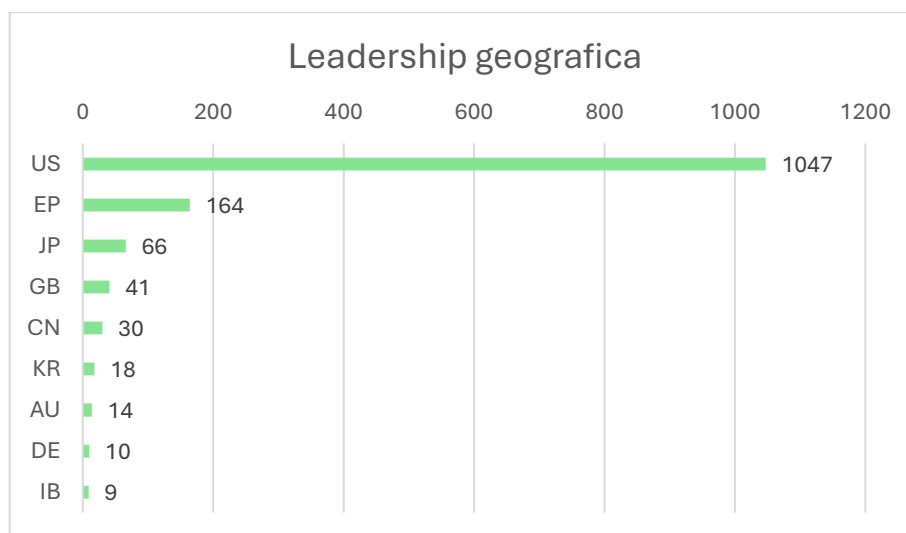


Figura 32: Distribuzione geografica data dal priority number, delle nazioni in cui vi è stato il primo deposito.

In sintesi, l'analisi della tecnologia PEM mette in luce una traiettoria di crescita significativa ma ancora in consolidamento, con forte intensità innovativa in chimica avanzata, materiali e componentistica. Il mercato mostra un equilibrio competitivo tra industria pesante

(oil&gas), settori hi-tech ed enti di ricerca, mentre la dimensione geografica evidenzia una leadership marcata degli USA ma con una competizione su più paesi. Questa pluralità di attori e territori di sviluppo lascia prevedere una continua evoluzione e un potenziale di miglioramento tecnologico rilevante nei prossimi anni.

Elettrolisi con membrana a scambio anionico (AEM)

L'elettrolisi con membrana a scambio anionico (AEM) è una tecnologia emergente che mira a combinare i vantaggi economici dell'elettrolisi alcalina, con le alte prestazioni della tecnologia PEM, riducendo la dipendenza da metalli preziosi. Utilizza membrane anioniche e catalizzatori a base di metalli di transizione come il nichel, rendendola una soluzione potenzialmente più economica e sostenibile. Pur essendo ancora in fase di sviluppo, l'AEM presenta interessanti prospettive di crescita, grazie alla semplificazione del sistema e ai minori problemi di corrosione. I limiti attuali riguardano soprattutto la durata, la scalabilità e l'efficienza, ma sta maturando un interesse crescente da parte di aziende innovative e centri di ricerca.

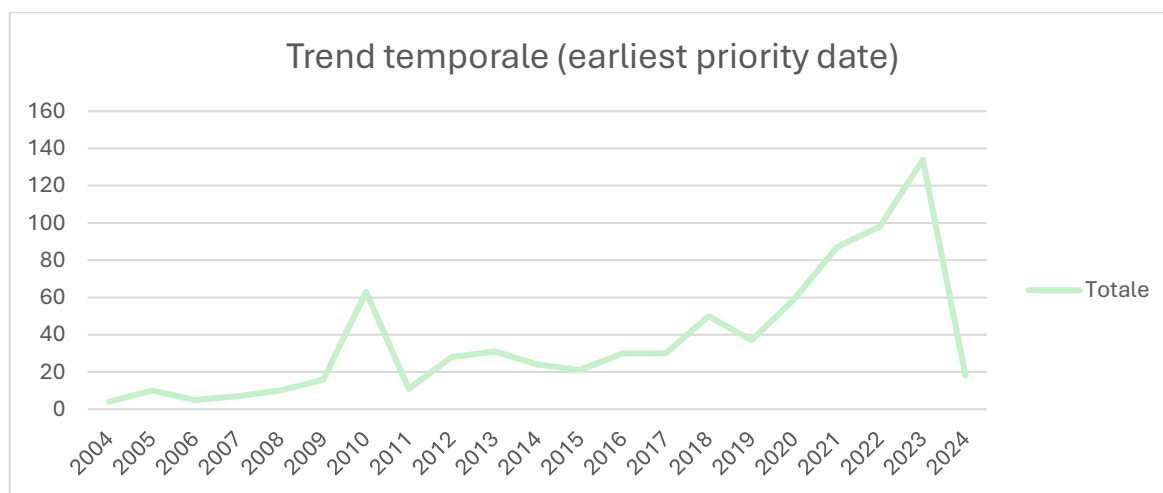


Figura 33: Trend temporale in base all'earliest priority date. Ascisse: anni; Ordinate: numero di brevetti depositati.

La tecnologia AEM, pur essendo relativamente giovane e ancora in fase di consolidamento, mostra nella Figura 33, un trend in crescita significativa a partire dal 2018, con un picco nel 2023. L'andamento temporale dei brevetti evidenzia una fase iniziale di bassa attività brevettuale fino al 2017, seguita da un'accelerazione importante, destinata ad aumentare sempre più, coerente con l'interesse emergente verso tecnologie a basso costo e prive di metalli nobili.

Dal punto di vista classificatorio, l'analisi IPC (Figura 34) mostra una forte concentrazione nei codici C (oltre il 50%), seguiti da H (circa il 30%) e B (circa il 12%), che denotano una marcata attenzione verso processi chimici e tecnologie elettriche associate. In particolare, all'interno della classe C (Figura 36) emergono i codici C07 (composti organici), C25 (processi elettrolitici) e C08 (polimeri per sviluppo membrane), a testimonianza del focus sulla chimica dei materiali e sull'ottimizzazione delle reazioni di elettrolisi.

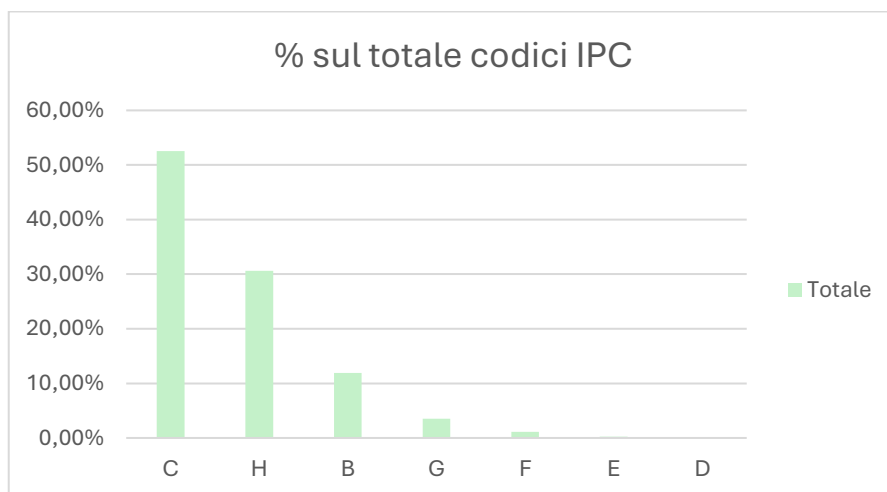


Figura 34: percentuale sul numero totale di codici IPC per la tecnologia AEM per evidenziare la suddivisione tra classi.

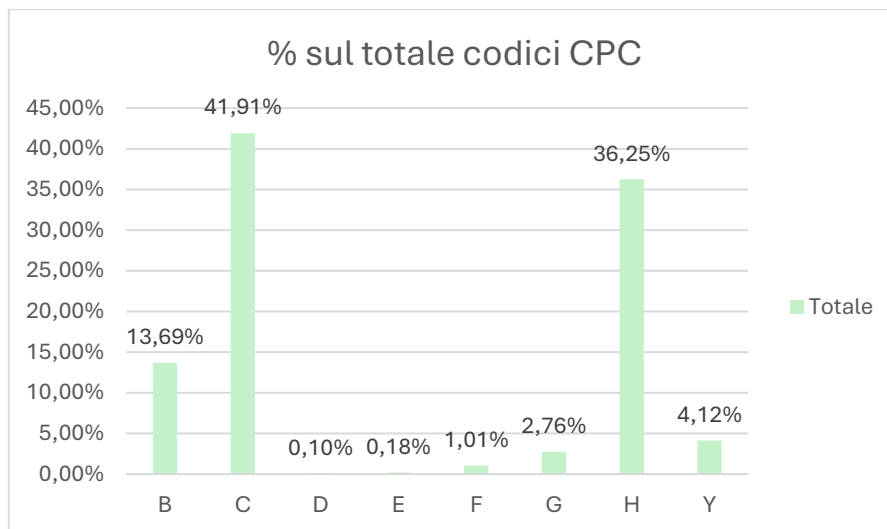


Figura 35: percentuale sul numero totale di codici CPC per la tecnologia AEM per evidenziare la suddivisione tra classi.

Per quanto riguarda la classificazione CPC (Figura 35), si va a confermare la tendenza, con una predominanza della classe C (41,91%) e H (36,25%), a ulteriore conferma dell'approccio tecnologico ibrido tra componentistica elettrica e innovazione chimica. Inoltre, è rilevante sottolineare anche una quota pari a più del 4% relativa alla classe Y02,

con i codici Y02E60/50 e Y02E60/36 tra i più frequenti in questa analisi, che rappresentano rispettivamente “Hydrogen technology - Production of hydrogen” e “Hydrogen technology – hydrogen storage”.

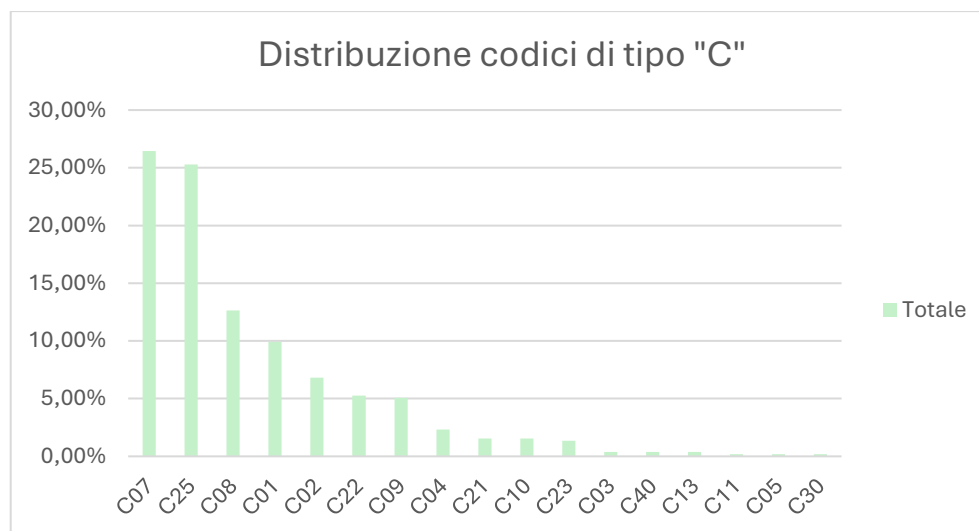


Figura 36: analisi di dettaglio della distribuzione interna dei codici di tipo “C” (IPC). Percentuale sul totale.

L’analisi (in Figura 37) dell’ecosistema dei principali depositanti di brevetti (top applicants) nella tecnologia AEM evidenzia un panorama ancora frammentato e in forte evoluzione. A guidare la classifica troviamo Monolithic 3D Inc. e Twelve Benefit Corp., due realtà che si stanno ritagliando un ruolo di primo piano nello sviluppo di soluzioni innovative anche se la loro presenza tra i top applicants indica un’innovazione trasversale, non una specializzazione idrogeno-focused. In particolare, Monolithic 3D Inc. è una realtà attiva nell’elettronica, si occupa di circuiti integrati tridimensionali (3D-IC), sviluppando soluzioni avanzate per impilare transistor e ridurre costi e consumi energetici. È un’azienda con brevetti nel campo dei semiconduttori, quindi la sua presenza nel settore green hydrogen suggerisce un interesse nell’applicazione delle sue tecnologie (es. micro-elettrodi o sensoristica avanzata) in questo ambito.

Tuttavia, accanto a questi attori emergenti del settore privato, spiccano anche enti di ricerca e università, come il Governing Council dell’Università di Toronto e la University of California, segno come anche le università giocano un ruolo di rilievo nello sviluppo di questa tecnologia. Degna di nota è la presenza della start-up italo-tedesca Enapter S.R.L., che andremo ad approfondire nel capitolo 4 con un caso studio dedicato, e che rappresenta una esempio di successo nel panorama europeo.

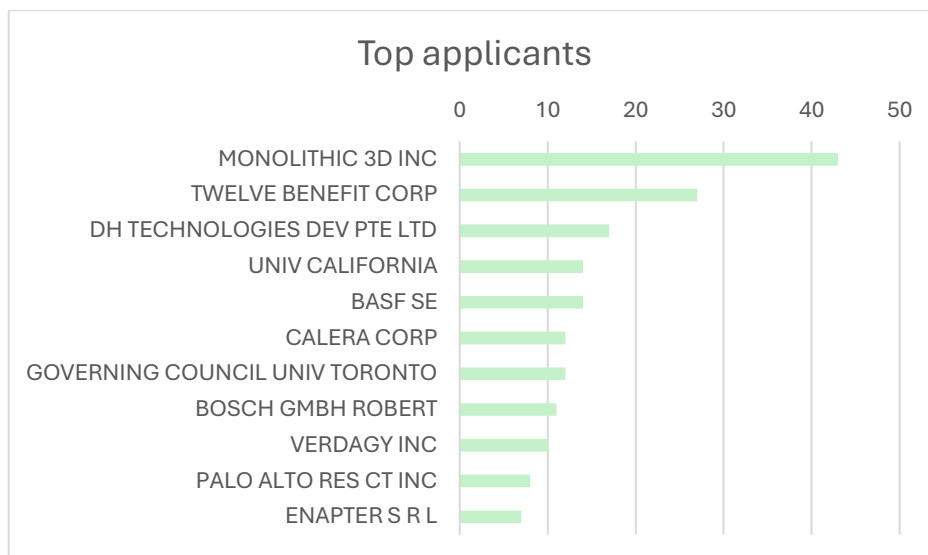


Figura 37: applicants più rilevanti per la tecnologia AEM. Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: nomi aziende.

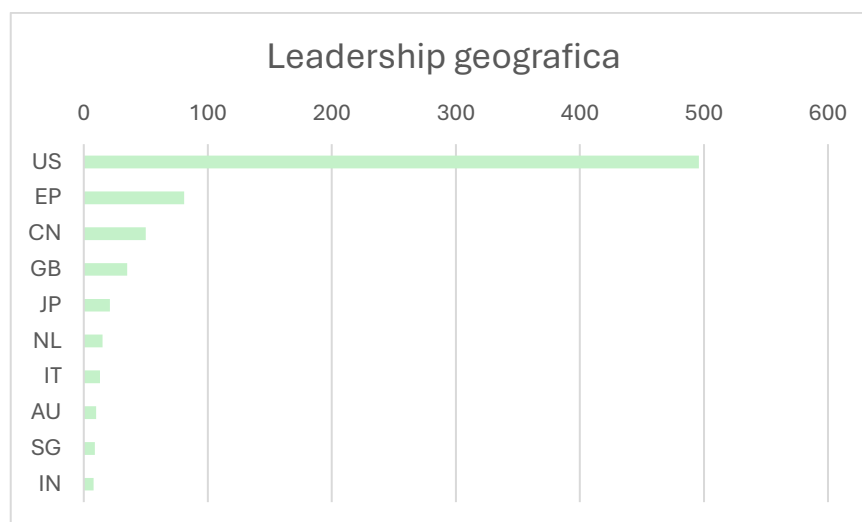


Figura 38: Distribuzione geografica data dal priority number, delle nazioni in cui vi è stato il primo deposito.

Dal punto di vista geografico (Figura 38), la distribuzione delle famiglie brevettuali, così come per le altre tecnologie analizzate finora, rivela una netta predominanza degli Stati Uniti (US), che da soli concentrano circa 500 depositi. A seguire, con un distacco marcato, si trovano l'Europa (EP), la Cina (CN), il Regno Unito (GB) e il Giappone (JP), che mostrano comunque segnali di interesse e crescita. Questo scenario suggerisce che, almeno nella fase attuale di sviluppo tecnologico, la leadership in termini di innovazione e protezione intellettuale è saldamente nelle mani degli attori statunitensi.

In sintesi, possiamo concludere che la numerosità brevettuale riscontrata sulla tecnologia AEM, pur inferiore rispetto ai domini più consolidati (PEM, AEL), evidenzia un forte trend

di crescita recente e una significativa concentrazione di attività brevettuale in ambito accademico e startup.

Elettrolisi ad ossidi solidi (SOEC)

L'elettrolisi ad ossidi solidi (SOEC) rappresenta una delle tecnologie più avanzate e promettenti per la produzione di idrogeno verde, grazie alla sua elevata efficienza energetica e alla possibilità di sfruttare calore di scarto da processi industriali. Operando ad alte temperature (650 - 1000 °C) e utilizzando vapore anziché acqua allo stato liquido, la SOEC riduce significativamente il fabbisogno di elettricità, poiché parte dell'energia necessaria alla scissione dell'acqua è fornita sotto forma di calore. Inoltre, la tecnologia SOEC offre anche la possibilità di funzionare in modalità reversibile come fuel cell, per la produzione di energia elettrica. Recenti installazioni, dimostrano un crescente interesse industriale e aprono prospettive concrete per un futuro utilizzo su larga scala.

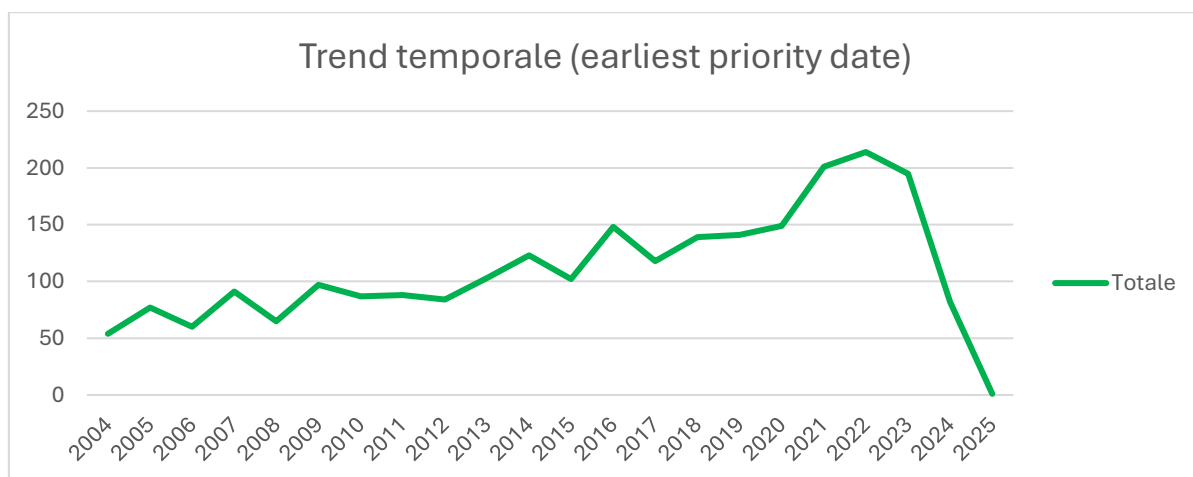


Figura 39: Trend temporale in base all'earliest priority date. Ascisse: anni; Ordinate: numero di brevetti depositati.

Il trend temporale (Figura 39) mostra una crescita continua e piuttosto solida a partire già da prima del 2004 (da circa il 2002), con un'accelerazione marcata tra il 2017 e il 2022. Il picco viene raggiunto nel 2022, con un numero molto elevato di famiglie brevettuali, per poi mostrare un netto calo nel 2023 e soprattutto nel 2024, coerente con la finestra temporale e i limiti di visibilità dei dati brevettuali più recenti. Questo andamento conferma un interesse crescente per la tecnologia SOEC negli ultimi anni, legato alle sue potenzialità in termini di efficienza e integrazione industriale.

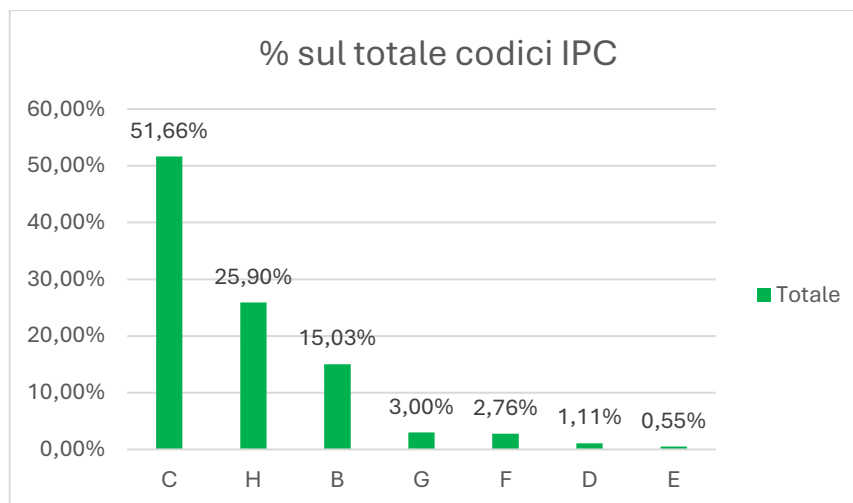


Figura 40: percentuale sul numero totale di codici IPC per la tecnologia SOEC per evidenziare la suddivisione tra classi.

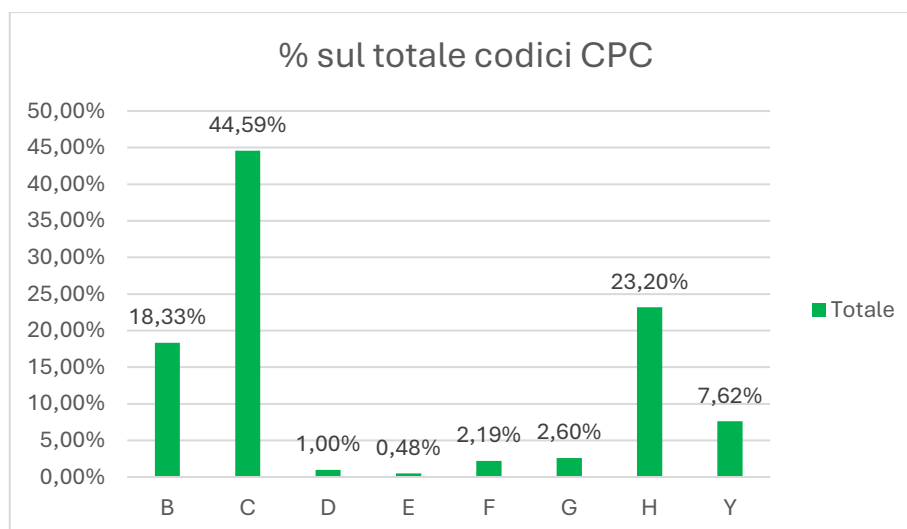


Figura 41: percentuale sul numero totale di codici CPC per la tecnologia SOEC per evidenziare la suddivisione tra classi.

Il quadro dei codici IPC (Figura 40), evidenzia una forte predominanza della classe C (Chimica e Metallurgia) con il 51,66% del totale, seguita dalla H (Elettricità) con il 25,9% e dalla B (Tecnologie meccaniche) con il 15%. Questo indica un'integrazione tra aspetti materiali e componenti meccanico-elettrici tipici della tecnologia SOEC, che richiede soluzioni avanzate sia nella gestione del vapore che nella progettazione dei materiali ceramici conduttivi.

Come visibile nella Figura 42, all'interno della classe "C", prevalgono i codici C25, C01, C22 e C07, riconducibili a processi elettrochimici, produzione di idrogeno e trattamento di

materiali non metallici. Ciò conferma l’orientamento applicativo della SOEC verso il trattamento del vapore e l’ottimizzazione dei materiali per l’elettrolisi ad alta temperatura.

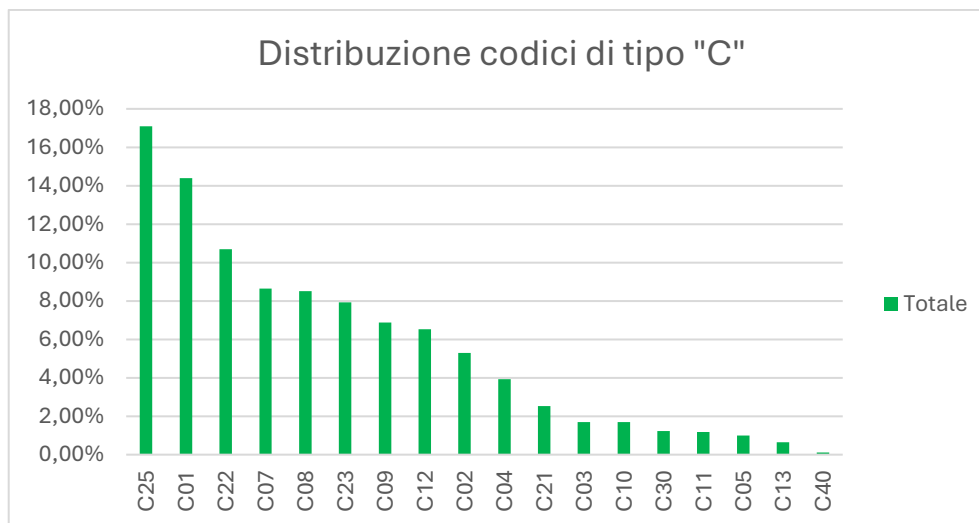


Figura 42: analisi di dettaglio della distribuzione interna dei codici di tipo “C” (IPC). Percentuale sul totale.

La classificazione CPC (Figura 39), rafforza quanto emerso finora: il codice C è il più presente (44,59%), seguito da H (23,20%) e B (18,33%), che indicano una solida presenza di componenti elettrici e di progettazione ingegneristica. I codici Y02 sono presenti per il 7,62%, la quota più elevata riscontrata finora nelle diverse tecnologie di elettrolisi, suggerendo applicazioni emergenti in ambito energetico e ambientale. In particolare, tra i più frequenti troviamo i codici “Y02E60/10” e “Y02E60/36” che taggano rispettivamente brevetti riferiti al campo “Hydrogen production from electrochemical processes” e “Hydrogen production from non-carbon containing sources”. Infine, i codici F e G, anche se in numero nettamente minore, indicano l’integrazione con controlli di processo e applicazioni meccaniche.

Tra i principali detentori di brevetti (Figura 43), spiccano Dow Global Technologies che lavora su materiali funzionali compresi elettroliti e materiali ceramici che possono essere impiegati in SOEC, e Toshiba, che è da anni attiva nel settore delle celle a combustibile ad ossidi solidi, con applicazioni residenziali e industriali. Più recentemente, ha esteso l’interesse alle fuel cell (SOEC), in linea con le strategie di decarbonizzazione e integrazione energetica. Seguono poi, un gruppo eterogeneo di attori come Schlumberger, Murata, Fujifilm, LG, Panasonic (tra i principali sviluppatori di fuel cell ad ossidi solidi), Sony (contributo dal lato di materiali innovativi) e il centro di ricerca francese CEA (Commissariat à l’énergie atomique). Anche l’Università della California è presente, mostrando un buon

mix tra corporate e ricerca accademica. L'insieme dei player evidenzia l'interesse di grandi gruppi industriali con capacità R&D avanzate, coerente con la complessità tecnologica e le sfide associate alla SOEC.

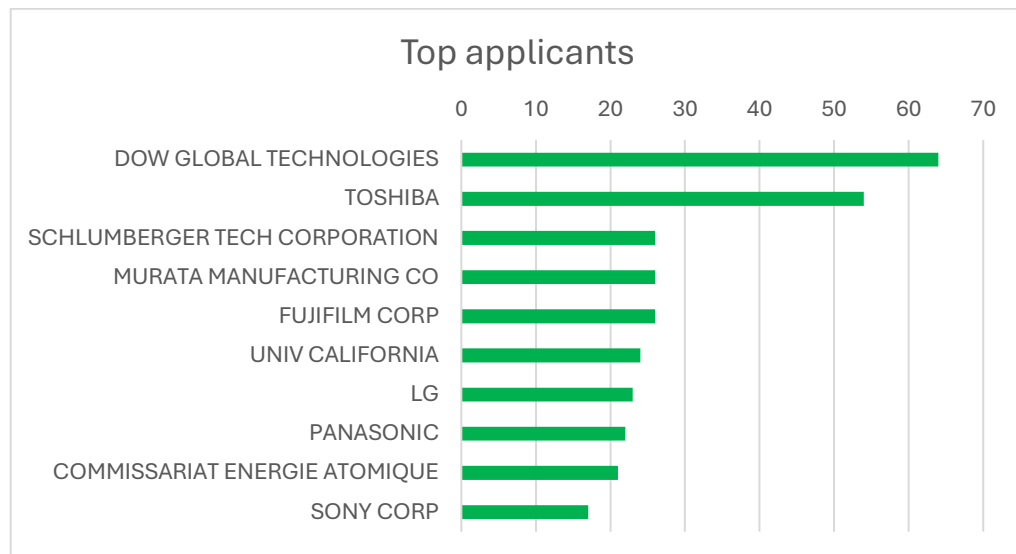


Figura 43: applicants più rilevanti per la tecnologia SOEC. Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: nomi aziende.

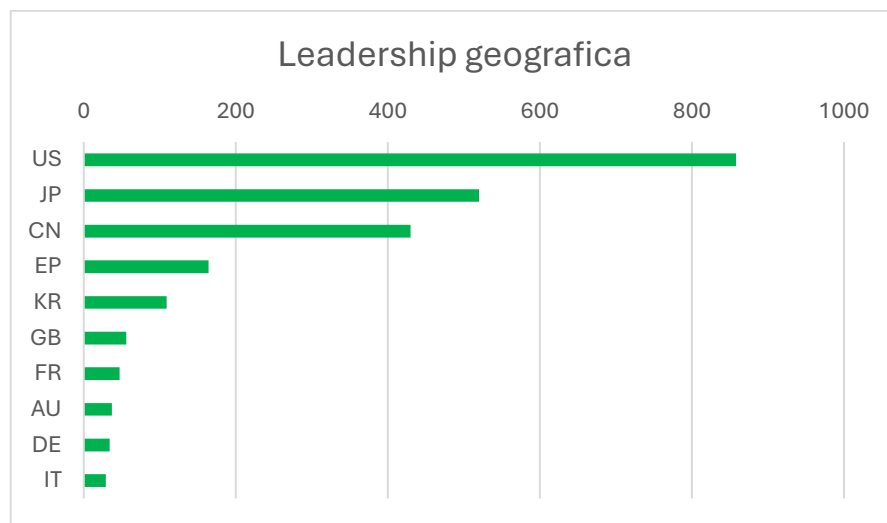


Figura 44: Distribuzione geografica data dal priority number, delle nazioni in cui vi è stato il primo deposito.

In figura 44, si vede come gli Stati Uniti (US) si confermano in posizione di dominio con poco meno di 900 famiglie brevettuali, seguiti da Giappone (JP) e Cina (CN), entrambi molto attivi sul tema, con quote pressoché equivalenti; questo dimostra come la leadership geografica, per questa tecnologia, appartenga ai paesi dell'Asia orientale. L'Europa (EP) è distaccata ma presente, mentre altri paesi come Corea del Sud (KR), Regno Unito (GB), Francia (FR), Australia (AU), Germania (DE) e Italia (IT) appaiono con volumi inferiori,

pur contribuendo alla diversificazione tecnologica globale. Questo evidenzia un'alta competitività internazionale, trainata come di consueto, da tre poli principali: USA, Asia e, in parte, Europa.

Tecnologie emergenti: Fotocatalisi

La scissione fotocatalitica dell'acqua rappresenta una promettente alternativa all'elettrolisi per la produzione di idrogeno verde, basata sull'utilizzo diretto dell'energia solare anziché dell'elettricità. Il processo avviene in presenza di un fotocatalizzatore, che assorbe la luce incidente e attiva la separazione delle molecole d'acqua in idrogeno e ossigeno. A differenza dell'elettrolisi, non richiede alimentazione elettrica esterna, riducendo i costi energetici e semplificando l'infrastruttura. La tecnologia è ancora in fase di ricerca, ma offre grandi potenzialità in termini di sostenibilità, efficienza e semplicità operativa per la generazione diretta di idrogeno da luce solare (rinnovabili.it).

L'andamento temporale delle famiglie brevettuali (Figura 45), evidenzia come l'interesse per la fotocatalisi nella produzione di idrogeno sia esploso abbastanza di recente. Dopo un periodo iniziale di attività molto contenuta (pressoché assente) tra il 2004 e il 2012, il numero di brevetti ha cominciato a crescere in modo più deciso a partire dal 2015, fino a raggiungere un picco tra il 2022 e il 2024, con circa 200 pubblicazioni annue.

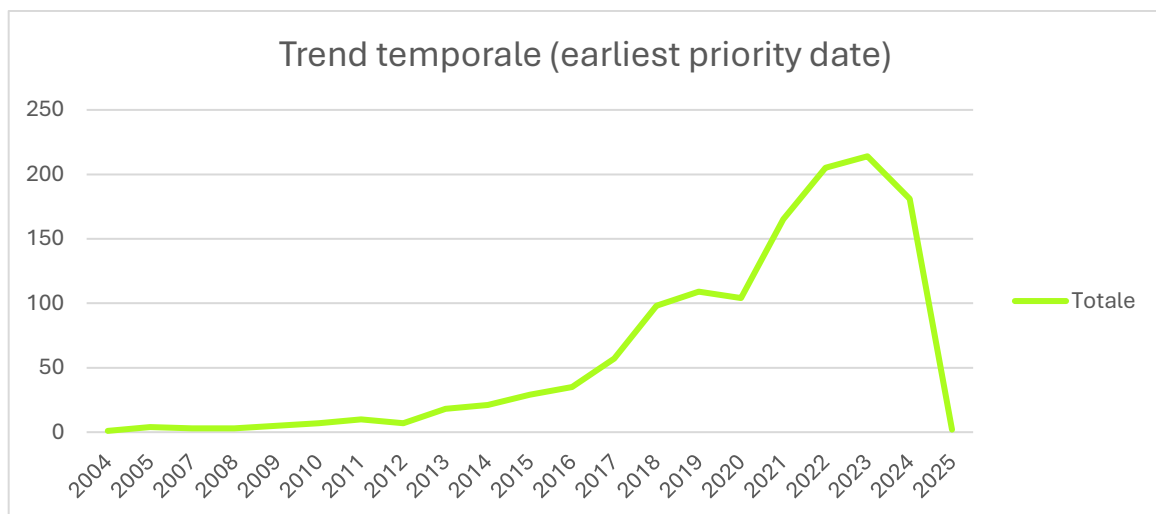


Figura 45: Trend temporale in base all'earliest priority date. Ascisse: anni; Ordinate: numero di brevetti depositati.

Questo trend conferma una crescente attenzione da parte della comunità scientifica e tecnologica verso soluzioni alternative all'elettrolisi, in grado di sfruttare direttamente la luce solare per la scissione dell'acqua, senza dover dipendere necessariamente da energia pulita proveniente da impianti gestiti da terze parti.

Come visibile in Figura 46, dal punto di vista della classificazione IPC (International Patent Classification), il panorama brevettuale è dominato dalla sezione C (Chimica e metallurgia), che rappresenta oltre il 53% del totale, seguita dalla sezione B (Tecnologie meccaniche e ingegneria generica, 29%) e in misura minore da H, G, F e D.

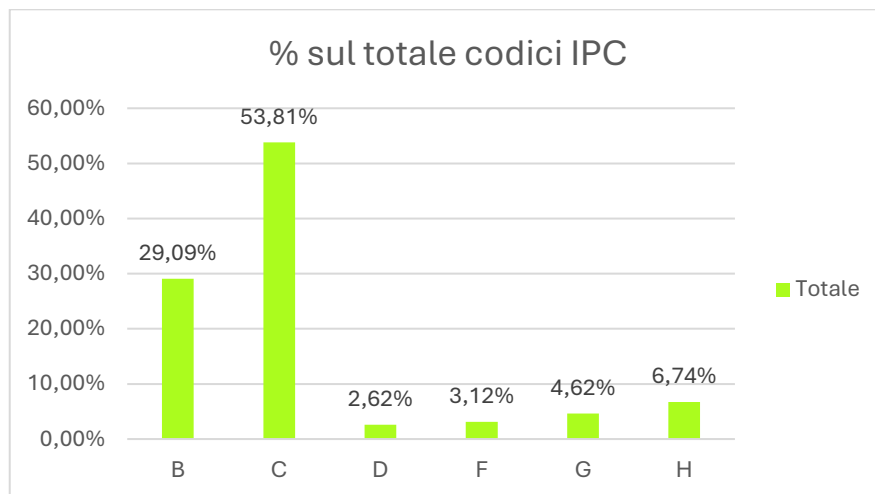


Figura 46: percentuale sul numero totale di codici IPC abbinati alla fotocatalisi per evidenziare la suddivisione tra classi.

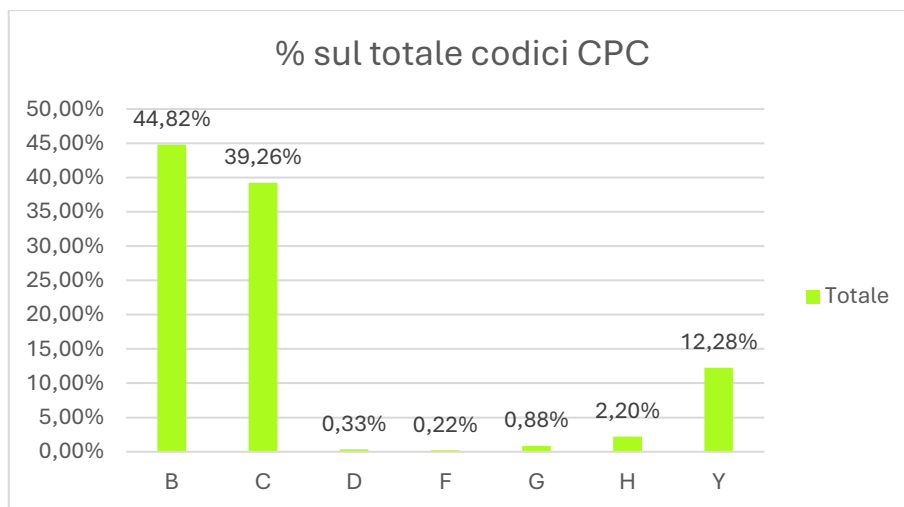


Figura 47: percentuale sul numero totale di codici CPC abbinati alla fotocatalisi per evidenziare la suddivisione tra classi.

Si nota come in Figura 48, i principali codici come C25, C01, C07, C08 e C02 indicano un focus sull'ingegneria dei materiali, sulla catalisi chimica e sui processi di trattamento delle acque. Nel contesto della fotocatalisi per la produzione di idrogeno verde, infatti, alcuni di questi codici IPC risultano particolarmente rilevanti perché descrivono in modo diretto i processi e i materiali coinvolti. Andando ad analizzare i principali, vediamo come il codice C25B 1/55 è uno dei più significativi, in quanto si riferisce esplicitamente ai “metodi per la

produzione di idrogeno per fotoelettrolisi”, ossia la scissione dell’acqua utilizzando energia luminosa. A questo si affianca C25B 11/087, che identifica in modo specifico “materiali catalitici per l’elettrolisi sensibili alla luce”, come semiconduttori fotocatalitici, fondamentali per l’efficienza del processo. Un altro codice chiave è C01B 3/04, che riguarda la “produzione di idrogeno da composti inorganici”, tra cui rientrano reazioni chimiche che possono avvenire anche in ambiente fotocatalitico.

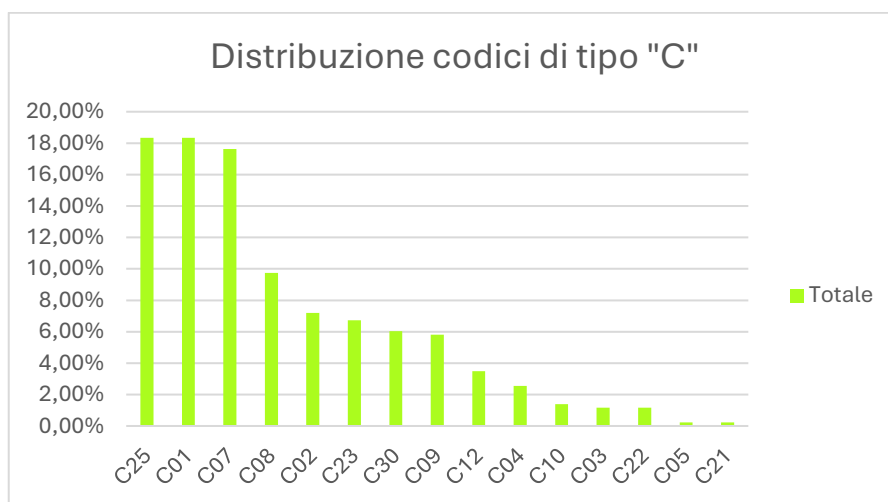


Figura 48: analisi di dettaglio della distribuzione interna dei codici di tipo “C” (IPC). Percentuale sul totale.

Per quanto riguarda la classificazione CPC (Cooperative Patent Classification), anch’essa riflette un’ampia varietà di classi (Figura 47), con una predominanza dei codici B (44,8%) e C (39,3%), a testimonianza di un’elevata multidisciplinarietà che unisce reazioni chimiche, dispositivi ingegneristici e nuove architetture di sistema. Una quota importante pari al 12,3% dei codici Y02 rivela inoltre la presenza di tecnologie emergenti o non ancora perfettamente classificate secondo le voci tradizionali, suggerendo un campo ancora in fase di definizione. In particolare, il codice più frequente (806 volte) è Y02E60/36 “Hydrogen production from non-carbon containing sources”, presente anche nelle tecnologie di elettrolisi.

A differenza delle tecnologie ad elettrolisi (dove dominano grandi aziende o consorzi industriali), nella fotocatalisi l’ecosistema è chiaramente accademico e pubblico (Figura 49). I principali richiedenti di brevetti sono università e istituti di ricerca, in primis Jiangsu University, Liaoning University, Qingdao Science & Technology, Xi'an Jiaotong e Harbin Institute of Technology. Ciò sta a significare, che la paternità di brevetti di questa tecnologia, e quindi la concentrazione di mercato, è presente in contesto accademico piuttosto che in quello privato. Basti notare che, a valle di questa analisi, circa il 48% degli applicants (rispetto al totale), siano rappresentati da università. Questo quadro riflette un settore ancora

in fase esplorativa, dove il contributo scientifico (basic research e applied research) ha maggiore peso rispetto alla maturità industriale o commerciale (product launch).

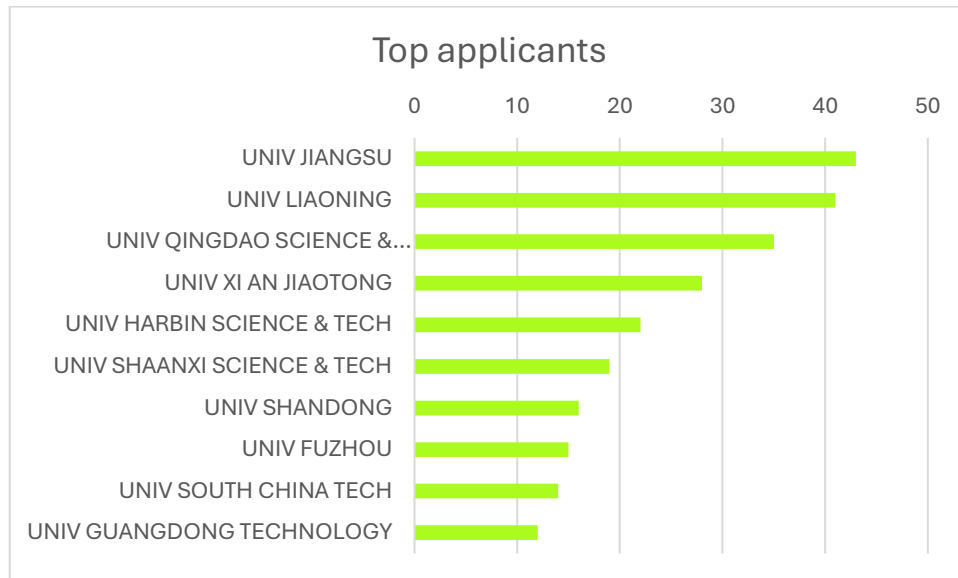


Figura 49: applicants più rilevanti per la fotocatalisi. Ascisse: numero di brevetti depositati; Ordinate: nomi aziende.

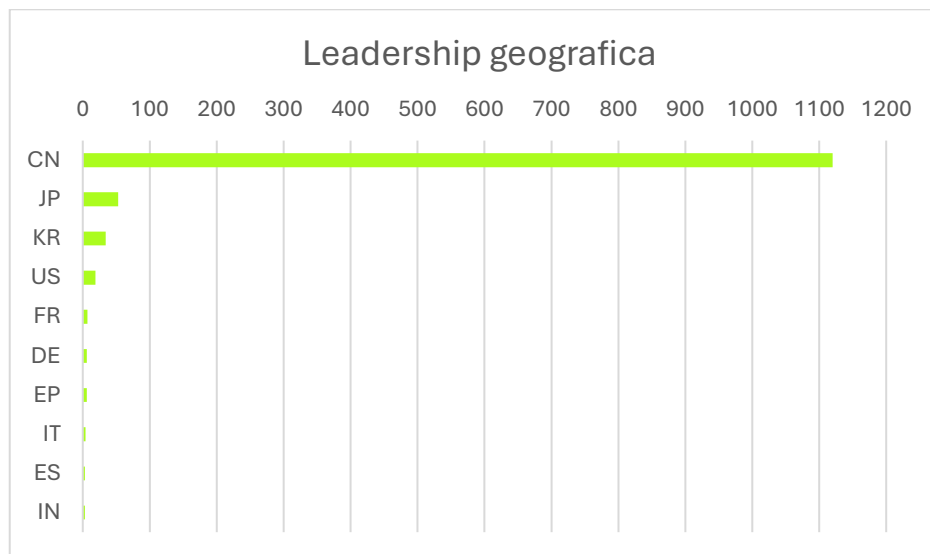


Figura 50: Distribuzione geografica data dal priority number, delle nazioni in cui vi è stato il primo deposito.

Anche la leadership geografica (Figura 50) è molto marcata: la Cina (CN) detiene il primato assoluto con oltre 1000 famiglie brevettuali, seguita a grande distanza da Giappone (JP), Corea del Sud (KR) e Stati Uniti (US) che, in questo caso, non primeggiano in quanto a leadership. L'Europa (EP) e altri Paesi occidentali appaiono marginali in questa fase, evidenziando un divario netto nello sviluppo di questa tecnologia.

Osservazioni trasversali

Una volta analizzate singolarmente le varie tecnologie, in questa sezione si andrà ad unire questi risultati e ad effettuare delle analisi trasversali che porteranno alla luce evidenze precise. Come prima cosa si andrà ad analizzare il trend temporale aggregato (l'evoluzione dei brevetti) delle cinque tecnologie, successivamente si osserverà come gli applicants principali nel panorama green hydrogen investono parallelamente in più tecnologie senza necessariamente verticalizzarsi su una in particolare, e infine un'analisi geografica aggregata dei depositi prioritari.

Inoltre, è da sottolineare la presenza di **sovrapposizioni brevettuali** tra le tecnologie di elettrolisi; infatti, a valle di questa analisi, è risultato come circa il 3,66% dei Lens ID (297 ripetizioni (2 o più) su 8119 brevetti totali) risulta assegnato a più di una classe, suggerendo parziali convergenze tecnologiche o strategie di protezione ampia da parte degli applicant. *L'overlapping*, riflette l'interdisciplinarietà e la convergenza tecnologica dei brevetti in analisi nel campo dell'idrogeno verde. Infatti, lo sviluppo di componenti chiave come ad esempio elettrodi nanostrutturati, membrane, sistemi di controllo o materiali ceramici conduttivi non è esclusivo di una singola tecnologia, ma può essere traslato e adattato a più configurazioni. Questo è vero specialmente nelle fasi iniziali della R&D, dove molte invenzioni vengono brevettate con ampio spettro di applicabilità per massimizzarne la protezione.

Il grafico (Figura 51) sull'evoluzione temporale complessiva dei brevetti nel green hydrogen offre una visione d'insieme molto chiara della traiettoria di crescita che ha caratterizzato questo settore nell'ultimo ventennio. Dopo una fase iniziale piuttosto stabile e contenuta nei volumi, l'attività brevettuale complessiva inizia a intensificarsi in modo evidente a partire dal 2015, riflettendo il crescente interesse industriale e politico per l'idrogeno verde come vettore chiave nella transizione energetica.

Il trend mostra un'accelerazione particolarmente marcata tra il 2018 e il 2022 circa, culminando in un picco di depositi brevettuali che coinvolge tutte le tecnologie considerate. Questa crescita non è casuale: si lega direttamente alle politiche e agli obiettivi di decarbonizzazione più ambiziosi adottati a livello globale (NZE 20230), agli investimenti pubblici e privati nei piani nazionali sull'idrogeno e alla maggiore maturità industriale di alcune soluzioni.

A livello aggregato, l'analisi temporale mette in luce un sistema innovativo estremamente dinamico, caratterizzato dalla coesistenza di percorsi consolidati e di opzioni emergenti. Le curve delle varie tecnologie, pur con differenze di dettaglio, si muovono infatti in modo abbastanza sincrono nell'ultimo decennio, segno di un ecosistema in cui le imprese e i centri di ricerca investono contemporaneamente su soluzioni mature e su tecnologie di frontiera. Va inoltre notato il calo molto netto osservabile nel 2024 - 2025, che non deve essere interpretato come una reale contrazione dell'attività innovativa, ma piuttosto come un limite strutturale dell'analisi basata sull'earliest priority date, che tende a sottostimare gli anni più recenti per effetto della black window.

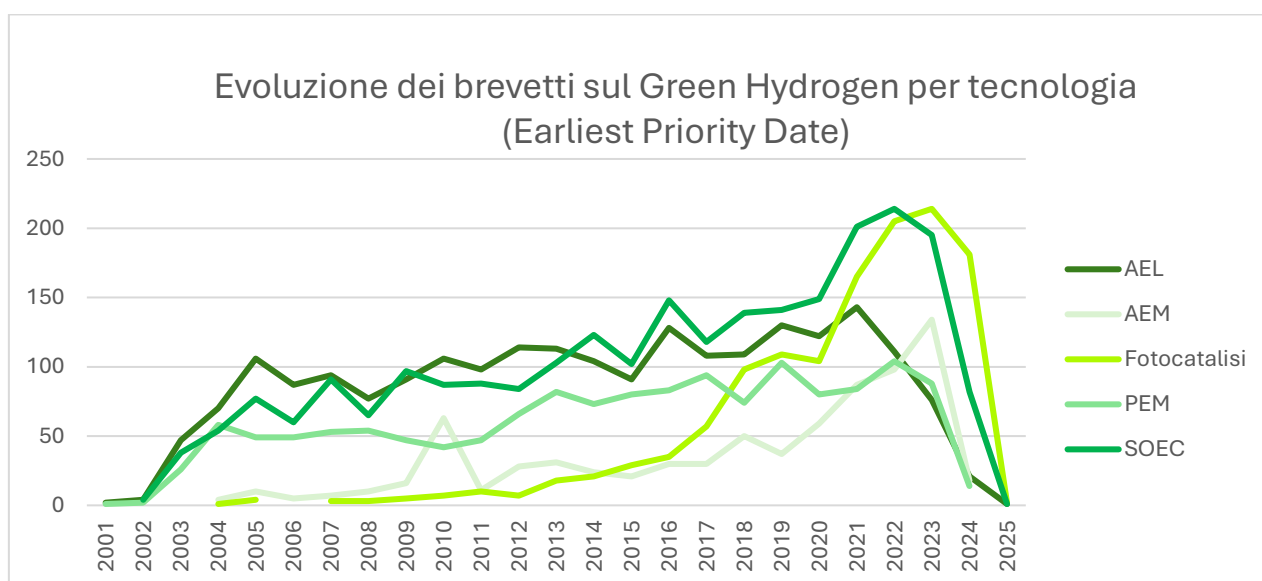


Figura 51: Trend temporale aggregato per il segmento green hydrogen suddiviso per tecnologia.

In sintesi, il grafico evidenzia chiaramente come la produzione brevettuale nel green hydrogen sia passata in pochi anni da una fase di interesse limitato a un boom di innovazione distribuita su più tecnologie, segno di una strategia complessiva volta a diversificare le opzioni, ridurre i rischi tecnologici e favorire la scalabilità delle soluzioni. Si tratta di un elemento cruciale per la futura competitività della filiera, che conferma l'idrogeno verde non solo come una soluzione già in fase di implementazione industriale, ma come un settore in piena evoluzione, con un potenziale di trasformazione ancora largamente da esplorare.

Il grafico (Figura 52) dedicato ai top applicants nel green hydrogen, offre invece una prospettiva preziosa sulla struttura competitiva e sulle strategie di investimento brevettuale nel settore. Non ci limitiamo qui a contare semplicemente i volumi depositati: l'analisi incrociata mette in luce quali soggetti stiano diversificando le proprie attività su più

tecnologie, segnalando un approccio di portafoglio che punta a ridurre i rischi tecnologici e a intercettare più opportunità di mercato.

In cima alla classifica si collocano attori industriali di primo piano, come Halliburton (settore oil&gas) e Dow Global Technologies (settore chimica e materiali avanzati), ma anche università e centri di ricerca pubblici, come l'University of California. Questa eterogeneità riflette bene la natura ancora aperta e contendibile del green hydrogen, dove non esiste un modello unico di leadership tecnologica, ma piuttosto una competizione tra grandi gruppi industriali e istituzioni di ricerca avanzata.

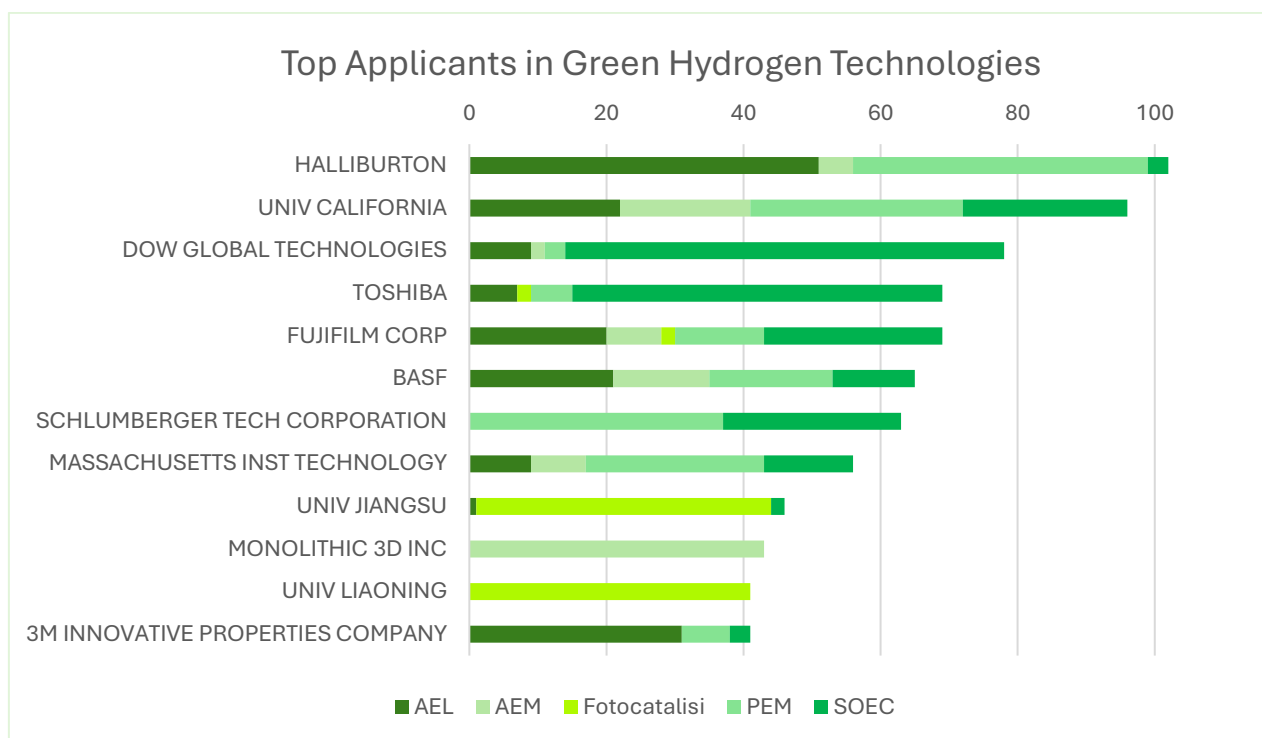


Figura 52: Analisi incrociata sui top applicants per evidenziare coloro che investono parallelamente su più di una tecnologia (ascisse: numero di brevetti; ordinate: top applicants).

Si osserva inoltre che molti dei player principali non concentrano la propria attività brevettuale su un'unica tecnologia, ma presentano portafogli articolati che coprono, in misura variabile, elettrolisi alcalina AEL, PEM, SOEC, AEM e persino tecnologie emergenti come la fotocatalisi. Halliburton, l'University of California, Fujifilm e Toshiba per esempio, mostrano una distribuzione particolarmente ampia e bilanciata, segno di una strategia di presidio su più fronti per adattarsi a diversi segmenti di mercato o requisiti applicativi.

Altri soggetti, invece, pur essendo rilevanti in termini di volume complessivo, appaiono più specializzati su specifiche traiettorie tecnologiche, suggerendo scelte di focalizzazione o di competenza distintiva come ad esempio Schlumberger o le università cinesi sopracitate.

Nel complesso, la distribuzione evidenziata dal grafico conferma come la filiera del green hydrogen stia attraendo un insieme di innovatori molto diversificati, con una struttura di mercato che, almeno sul piano brevettuale, risulta competitiva ma non ancora altamente concentrata. Questa apertura è un fattore potenzialmente positivo per la transizione energetica, in quanto favorisce la circolazione di conoscenze, l'ingresso di nuovi attori e la coesistenza di soluzioni differenti, riducendo i rischi di lock-in tecnologico e aprendo spazi per collaborazioni e trasferimenti tecnologici

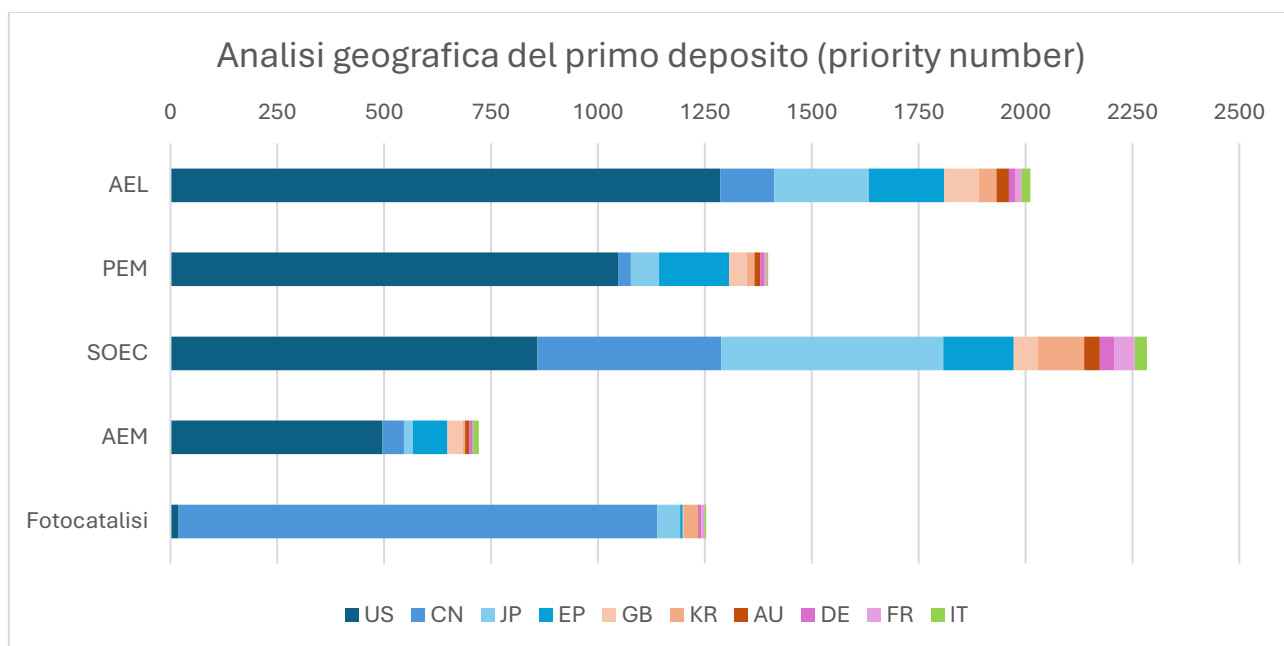


Figura 53: analisi geografica del primo deposito in base al priority number. Ogni rettangolo va inteso come il contributo di quel determinato paese all'innovazione per quella determinata tecnologia.

Il grafico dedicato all'analisi geografica del primo deposito brevettuale (Figura 53) mette in luce come la competizione e la capacità innovativa nel green hydrogen si distribuiscano a livello internazionale, evidenziando contributi specifici di ogni stato per ciascuna tecnologia.

In termini generali, si nota subito il ruolo predominante degli Stati Uniti (US), che risultano la giurisdizione più attiva in tutte le principali tecnologie, soprattutto per AEL, PEM e SOEC. Questa leadership americana riflette sia la dimensione del mercato interno (il più grande al mondo) sia la presenza di operatori industriali e centri di ricerca di scala globale che stanno spingendo sull'innovazione per mantenere un vantaggio competitivo nella transizione energetica. Accanto agli Stati Uniti, la Cina (CN) emerge come secondo "pilastro" in ambito brevettuale, con un contributo particolarmente visibile su fotocatalisi in primis e sull'elettrolisi SOEC. La forte presenza cinese, specie sulle tecnologie più emergenti, sembra indicare una strategia di investimento a lungo termine mirata non solo a colmare il gap

tecnologico con le soluzioni consolidate, ma anche a guadagnare terreno su quelle considerate più di frontiera e potenzialmente dirompenti. Il Giappone (JP) mostra un'intensa attività soprattutto su AEL e SOEC, coerente con la sua consolidata tradizione di leadership industriale nell'elettrolisi e nella chimica avanzata. L'Europa (EP) mantiene un peso significativo in tutte le tecnologie, anche se con valori inferiori rispetto a US e CN, segnalando un ecosistema innovativo distribuito ma meno concentrato. Infine, i contributi di altri paesi (GB, KR, AU, DE, FR, IT) risultano più frammentati ma comunque rilevanti, soprattutto quando consideriamo l'obiettivo di creare catene del valore regionali per la produzione di idrogeno verde. Questa eterogeneità geografica evidenziata dal grafico, suggerisce che l'innovazione nel green hydrogen non è solo un duopolio US-Cina, ma un'arena competitiva globale.

Nel complesso, la distribuzione dei priority number per ciascuna tecnologia racconta di un settore ancora aperto, in cui le diverse giurisdizioni si stanno posizionando strategicamente in modo differenziato. La varietà geografica dell'innovazione è un segnale positivo per la scalabilità globale del green hydrogen, in quanto si riduce il rischio di dipendenze e favorisce la nascita di soluzioni adattabili ai diversi contesti locali e regionali.

3.3.3 Analisi comparativa e discussione strategica

Per completare l'analisi brevettuale sul green hydrogen, questa sezione propone un confronto integrato tra le principali tecnologie di elettrolisi (AEL, PEM, AEM, SOEC) e le soluzioni emergenti come la fotocatalisi. L'obiettivo è mettere in relazione, in un'unica visione d'insieme, i diversi indicatori quantitativi e qualitativi analizzati: numero di famiglie brevettuali, dinamica di crescita (**CAGR**), grado di concentrazione del mercato (**HHI**), principali attori (top applicants) e leadership geografica. Questa sintesi permette di evidenziare punti di forza, debolezze e traiettorie evolutive di ciascuna tecnologia, fornendo spunti utili per valutarne la maturità e le opportunità strategiche di sviluppo industriale.

Prima di iniziare, si descrivono brevemente le modalità di calcolo degli indici HHI e CAGR.

Per stimare il grado di concentrazione del mercato brevettuale di ciascuna tecnologia, si è calcolato l'indice di Herfindahl–Hirschman (HHI), un parametro ampiamente usato nell'analisi industriale. L'HHI si ottiene sommando i quadrati delle quote di mercato (in questo caso, le quote brevettuali degli applicant), moltiplicando poi per 10.000, questo calcolo restituisce un valore compreso tipicamente tra 0 (massima frammentazione) e 10.000 (monopolio perfetto). In questa casistica particolare, essendo il numero degli applicant in

possesso di anche un solo brevetto (e quindi di una quota brevettuale) elevato, l'indice HHI appariva particolarmente basso e privo di significato; ragion per cui, è stato ricalcolato andando a considerare solo i primi 10 applicants per ogni tecnologia, modificando le quote. Nel calcolo, le quote sono state normalizzate sul totale delle famiglie brevettuali di ciascuna tecnologia.

L'indice di **Herfindahl–Hirschman (HHI)** si interpreta nel modo seguente:

- Valori bassi (es. < 1500) indicano un panorama competitivo disperso e frammentato, con molti attori attivi.
- Valori medi (1500–2500) suggeriscono moderata concentrazione.
- Valori alti (> 2500) segnalano mercati molto concentrati, dominati da pochi player.

L'HHI fornisce quindi un indicatore sintetico della struttura competitiva nel panorama brevettuale, utile per capire se l'innovazione è guidata da un oligopolio ristretto o da un insieme ampio di soggetti.

Per quanto riguarda il CAGR (Compound Annual Grow Rate), egli offre una misura sintetica dell'andamento di crescita brevettuale per ciascuna tecnologia, evidenziandone la maturità o la fase di espansione. Il **CAGR** calcolato sui depositi cumulati, rende noto a che ritmo medio annuo cresce il portafoglio di famiglie brevettuali in un determinato periodo, che si è deciso di estendere agli ultimi vent'anni (2005-2025). Di seguito la formula per calcolarlo:

$$CAGR = \left(\frac{\text{Valore finale}}{\text{Valore iniziale}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

dove n è il numero di anni dell'orizzonte temporale considerato.

Il Compound Annual Grow Rate (CAGR) si interpreta nel modo seguente:

- Un CAGR alto segnala forte slancio innovativo, suggerendo tecnologie emergenti o in fase di rapido sviluppo.
- Un CAGR più basso o nullo è tipico di tecnologie più mature e consolidate.

Il CAGR aiuta quindi a confrontare la vitalità innovativa delle varie opzioni tecnologiche e ad anticipare trend futuri.

Tecnologia	Famiglie brevettuali	CAGR (%)	HHI	Top applicants	Paesi leader	TRL
AEL	2154	15,91	1344,63	- HALLIBURTON - 3M INNOVATIVE PROPERTIES - GLOBAL GRAPHENE GROUP	US, CN, JP, EP	9
PEM	1453	17,36	1150,82	- HALLIBURTON - SCHLUMBERGER TECH CORP. - UNIV CALIFORNIA	US, EP, JP, GB	8-9
SOEC	2461	18,68	1237,24	- DOW GLOBAL TECHNOLOGIES - TOSHIBA - SCHLUMBERGER TECH CORP.	US, JP, CN, EP	7-8
AEM	773	30,11	1357,71	- MONOLITHIC 3D - UNIV CALIFORNIA - BASF SE	US, EP, CN, GB	6-7
Fotocatalisi	1278	33,42	1200,33	- UNIV JIANGSU - UNIV LIAONING - UNIV QINGDAO SCIENCE & TECH	CN, JP, KR, US	4-5

Tabella 3: Principali indicatori e dati rilevanti per confrontare le tecnologie green hydrogen analizzate.

In questa parte conclusiva, è utile tirare le somme delle analisi svolte, basandoci sui dati organizzati in Tabella 3, offrendo una visione strategica trasversale sulle cinque tecnologie esaminate. In primo luogo, si può notare come sul fronte della maturità tecnologica, l'elettrolisi alcalina (AEL) si conferma la più consolidata, se si tengono in considerazione congiuntamente il numero assoluto di famiglie brevettuali (2154) e la presenza storica nel panorama industriale. Tuttavia, la tecnologia SOEC è quella che presenta il maggior numero di famiglie (2461), indice di una fortissima spinta innovativa da parte dell'industria, anche se decisamente più recente. È evidente, inoltre, come le tecnologie emergenti come AEM e fotocatalisi stiano guadagnando terreno in modo significativo. A tal proposito, osservando il tasso di crescita (CAGR), emergono chiaramente quali sono le tecnologie a maggiore slancio innovativo: la fotocatalisi e l'elettrolisi AEM, con valori rispettivamente del 33,42% e 30,11%, si posizionano come le più dinamiche, indicatrici di un forte fermento scientifico e industriale negli ultimi anni, che puntano a colmare il gap brevettuale. Anche l'elettrolisi SOEC mostra un buon tasso di crescita (18,68%), segnale di un interesse crescente verso le soluzioni ad alta efficienza integrate nei processi termici, mentre l'AEL mostra un CAGR coerentemente più basso (15,91%) dovuto alla maturità tecnologica e ad una spinta più lenta da parte delle imprese che decidono di puntare su altre tecnologie.

Un altro elemento chiave per comprendere la dinamica competitiva tra le tecnologie è l'indice di Herfindahl–Hirschman (HHI). Tutte le tecnologie analizzate si collocano al di sotto della soglia dei 1500 punti, suggerendo un panorama tecnologico ricco di attori,

generalmente frammentato e competitivo. I valori più bassi si osservano nella fotocatalisi (HHI = 1200,33) e nella PEM (HHI = 1150,82), confermando la presenza di un ecosistema eterogeneo, composto da numerosi attori attivi e in competizione. Al contrario, AEM e AEL registrano valori leggermente più alti (rispettivamente 1357,71 e 1344,63), pur restando entro l'intervallo di bassa concentrazione: questo può riflettere una fase di consolidamento iniziale attorno ai pochi pionieri, come Monolithic 3D o Halliburton. Nel complesso, il basso livello di concentrazione evidenziato dagli indici HHI rappresenta una finestra di opportunità per nuovi entranti e per la nascita di innovazioni di nicchia, in un contesto non ancora dominato da incumbent. Questo fattore, unito ai tassi di crescita elevati (soprattutto per AEM e fotocatalisi), rende il settore dell'idrogeno verde un terreno fertile per lo sviluppo tecnologico e per l'ingresso strategico di nuovi investitori o startup. Dal punto di vista geografico, l'analisi evidenzia una netta leadership statunitense in pressoché tutte le tecnologie di elettrolisi. Questo dimostra come gli USA si pongono come precursori in questa sfida per la transizione energetica, investendo nella ricerca sulle tecnologie emergenti e confermando una posizione dominante nei primi stadi dell'innovazione tecnologica. La Cina, dal canto suo, è protagonista assoluta per la fotocatalisi, ma stabilmente presente subito dopo gli Stati Uniti per tutte le restanti tecnologie, mentre il Giappone mantiene un ruolo centrale su più fronti. L'Europa, sebbene presente, risulta meno incisiva in termini di volumi brevettuali, ma mantiene sicuramente un ruolo rilevante e si candida come paese leader, con segnali promettenti, sul fronte AEM. Un ulteriore spunto di riflessione, riguarda il settore di appartenenza dei principali detentori di tecnologia: le tecnologie consolidate (AEL, PEM, SOEC) sono presidiate da grandi gruppi industriali, come Halliburton, Schlumberger, Toshiba e Dow Technologies; al contrario, nelle tecnologie più giovani (AEM e fotocatalisi), emergono con forza università e centri di ricerca (come Jiangsu o Qingdao Science & Technology nel caso della fotocatalisi o BASF nel caso dell'AEM), a indicare un'innovazione ancora radicata in ambito accademico e non pienamente industrializzata.

Possiamo concludere dicendo che lo scenario brevettuale restituisce un panorama in evoluzione: da un lato tecnologie consolidate, con mercato maturo ma innovazione più stabile; dall'altro tecnologie emergenti, più fragili ma in rapido sviluppo, con forti prospettive future. Le principali sfide riguarderanno il superamento delle barriere tecnologiche e la scalabilità industriale, ma le opportunità sono ampie, soprattutto per gli attori in grado di presidiare sia l'innovazione in fase early stage sia il deployment industriale.

CAPITOLO 4: Modelli di business

4.1 Ecosistema start-up

In questo capitolo, si andrà ad analizzare in maniera dettagliata il panorama green hydrogen dal punto di vista dell'innovazione, quindi si andrà a spiegare in primis quello che è l'ecosistema start-up mondiale, andando a definire dove sono maggiormente diffuse, che grandezza hanno e chi sono i principali investitori. In seguito, si andranno ad approfondire dei casi studio reali, partendo da quella che è ormai la scale-up più rilevante in quest'ambito, fino a raccontare in dettaglio due casi di start-up innovative di medio-piccole dimensioni.

Negli ultimi anni si è formato un vivace ecosistema di startup dedicate all'idrogeno, trainato dalla corsa globale alla decarbonizzazione. Queste giovani imprese innovative coprono l'intera filiera dell'idrogeno: dalla produzione tramite elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile, allo stoccaggio e distribuzione, fino agli utilizzi finali con le fuel cell per trasporti e applicazioni stazionarie. Geograficamente, l'ecosistema è distribuito principalmente tra Europa e Nord America, con una crescente presenza anche in Asia. In particolare, l'Europa si distingue per un elevato numero di startup early-stage e un forte network di incubatori e finanziamenti pubblici per la ricerca, mentre gli Stati Uniti guidano per volume complessivo di investimenti, specialmente su progetti di larga scala favoriti dagli incentivi recenti (tra tutti l'*Inflation Reduction Act (IRA)*). Inoltre, anche finanziamenti governativi stanno dando impulso al settore: a dimostrazione di ciò, una delle maggiori operazioni è arrivata a marzo, quando il Dipartimento dell'Energia (DOE) degli Stati Uniti ha annunciato 750 milioni di dollari per 52 progetti, volti a ridurre i costi dell'idrogeno pulito e a sostenere la leadership degli USA nel settore; più della metà dei finanziamenti sarà destinata alla produzione di elettrolizzatori e alla catena di approvvigionamento (H2UB, 2024). La Cina, dal canto suo, è emersa come un attore chiave: è leader mondiale per capacità installata di elettrolizzatori (oltre il 40% del totale) e ospita numerose startup supportate da ingenti investimenti locali (news.crunchbase.com). Nonostante il rallentamento generale del venture capital in Cina, il settore dell'idrogeno rimane vivace: di recente startup cinesi come LONGi Hydrogen, Sunshine Hydrogen e Zhongke Qingneng hanno chiuso round di finanziamento di grande entità, confermando il ruolo di primo piano dell'Asia orientale nella corsa all'idrogeno verde. In generale, dunque, Europa e Nord

America guidano l'innovazione nelle fasi iniziali, mentre Asia (in particolare la Cina) spicca per capacità manifatturiera e progetti su larga scala (H2UB, 2024).

La maggior parte delle startup dell'idrogeno si trova ancora in fase early-stage o di scale-up iniziale, dato che il boom di nuove imprese nel settore è relativamente recente (come si è visto nel patent landscape nel capitolo 3, vi è stato a cavallo del 2015). Poche sono già redditizie mentre molte reinvestono in R&S e crescita interna. Tuttavia, si osserva una maturazione progressiva: ci sono casi in cui alcune start-up del settore idrogeno (inizialmente finanziate da venture capital con capitale di rischio), stanno crescendo a tal punto da diventare aziende "mid-cap", ovvero non operano più solo in R&S o progetti pilota, ma producono, vendono e installano su larga scala, diventando a tutti gli effetti aziende industriali consolidate. Ad esempio, Plug Power (USA), nata negli anni '90 e considerata la prima "scale-up" dell'idrogeno, oggi è un'azienda quotata da più di 2 miliardi di dollari di fatturato (nasdaq.com). Anche altre startup nate negli ultimi dieci anni stanno raggiungendo valutazioni elevate (>1 miliardo, diventando *unicorni*): la statunitense Electric Hydrogen nel 2022 ha raccolto 380 milioni di dollari ed è stata definita il primo unicorno dell'idrogeno verde. In Europa, vari progetti, seppur ancora in fase di sviluppo, hanno ottenuto finanziamenti quasi da corporate, ad esempio il progetto H2 Green Steel in Svezia ha ricevuto un venture debt da circa \$190 milioni nel 2022 (H2UB, 2024) per costruire impianti per la produzione di acciaio "verde" (alimentati a idrogeno). Questi esempi indicano come il settore stia rapidamente scalando dalle fasi seed verso round di crescita consistenti.

Per quanto riguarda gli investimenti, è rilevante sottolineare come nel settore idrogeno si investe prettamente in start-ups hardware-based. Rispetto al settore "climate tech" in cui gli investimenti (\$337,6 Mld in totale) sono per il 65% stati destinati a start-ups digital-based; nel settore idrogeno gli investimenti (\$21,7 Mld in totale) sono stati per il 97% destinati a tecnologie basate su hardware (H2UB, 2024). L'innovazione hardware è molto CAPEX intensive rispetto all'innovazione digitale, questo porta a cicli di sviluppo più lunghi dovuti alla complessità tecnica. La fase di scale-up a livello industriale è più rischiosa, quindi l'innovazione hardware richiede maggiori capitali per rispetto ai prodotti digitali. Tuttavia, le soluzioni digitali restano una componente essenziale per il mercato dell'idrogeno: esse permettono di aumentare l'efficienza e di abilitare la creazione di mercato, dalla pianificazione dei progetti fino allo scambio commerciale vero e proprio.

Come evidenziato in Figura 54, nel settore dell'idrogeno, l'equity rimane la principale forma di finanziamento, rappresentando circa il 40% del mix in Europa e oltre l'80% negli Stati Uniti. Tuttavia, rispetto ad altri settori del climate tech, si osserva una maggiore incidenza di venture debt e grant, in particolare in Europa (dove insieme rappresentano quasi il 60% del totale), sono le tipologie di investimento più diffuse per sostenere lo sviluppo e la costruzione di prodotti o l'implementazione di progetti. Questo riflette la natura più hardware-based delle startup dell'idrogeno, che operano con modelli di business capital intensive e richiedono elevati investimenti iniziali (CAPEX), spesso in assenza di ritorni immediati. In questo contesto, strumenti come grants pubblici o venture debt assumono un ruolo complementare fondamentale per sostenere le fasi più rischiose dello sviluppo tecnologico (H2HUB, 2024).

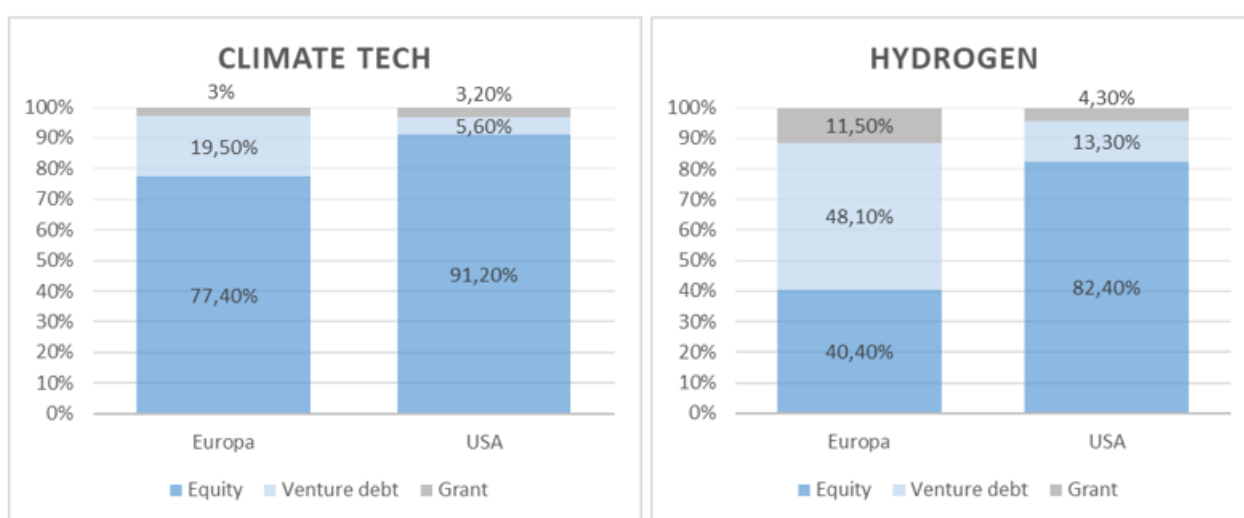


Figura 54: Mix di investimenti nel settore climate tech e in dettaglio nel settore hydrogen per tipologia (H2HUB, 2024)

Se ci si va a concentrare sull'orizzonte temporale che va dal 2019 al 2023, si nota come gli investimenti fatti in Climate tech negli USA sono stati pari a 143,9 Mld\$, ovvero di circa il 60% superiori a quelli effettuati in Europa nello stesso periodo. Se si va a analizzare il settore idrogeno invece, il gap è notevolmente ridotto (7,1 Mld\$ investiti in Europa a fronte dei 9Mld\$ investiti negli USA); andando a calcolare la quota degli investimenti nell'idrogeno sul totale, si ha che negli USA è pari a 6,3% mentre in Europa è del 7,6%. Da ciò possiamo dedurre che questo settore è leggermente più rilevante nella scena Climate tech europea rispetto a quella statunitense. Va notato che il 2023 ha visto un rallentamento congiunto del venture capital mondiale; ciononostante il calo dei finanziamenti per l'idrogeno è stato meno pronunciato in Europa rispetto agli USA, segno di una maggiore resilienza europea nelle fasi di contrazione. Inoltre, mentre in America nel 2023 sono mancati mega-deal, in Europa il

numero di deal è rimasto alto, sebbene di taglia minore. A livello globale, nel 2024 il trend è tornato positivo: solo nei primi 4 mesi del 2024 le startup dell'idrogeno hanno già raccolto oltre 1 miliardo di dollari, pari a oltre due terzi di tutto il capitale raccolto nell'intero 2023. Segno che l'interesse degli investitori verso l'idrogeno rimane alto, sostenuto sia da incentivi pubblici sia dalla necessità di soluzioni climatiche scalabili (H2UB, 2024; crunchbasenews.com).

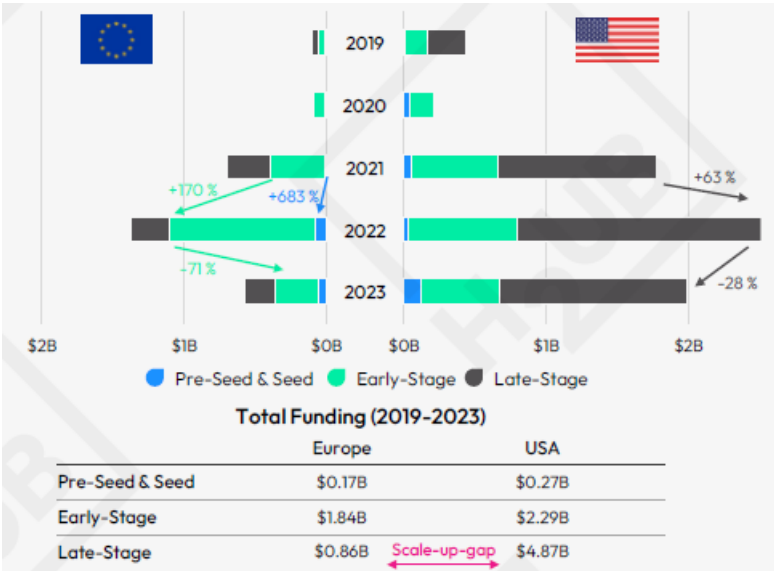


Figura 55: Volumi di finanziamento azionario (equity) per l'idrogeno in Europa e Stati Uniti per fase di finanziamento (H2HUB,2024).

Tra le forme di finanziamento disponibili per le startup dell'idrogeno, il capitale di rischio (equity) rappresenta quella strategicamente più rilevante. A differenza del venture debt o delle sovvenzioni pubbliche (grant), l'**equity** offre un approccio integrato: non solo fornisce risorse economiche, ma comporta anche un coinvolgimento diretto da parte degli investitori, che condividono il rischio, garantiscono un orizzonte di lungo periodo e apportano valore strategico alla crescita dell'impresa (**venture capital**). Per questa ragione, il focus di questa analisi si concentra proprio sull'equity (Figura 55). Nel periodo 2019-2023, il volume degli investimenti in equity nel settore dell'idrogeno ha registrato un'impennata significativa nell'annata 2021, sia in Europa che negli Stati Uniti. Come mostra il grafico, le operazioni di finanziamento nelle fasi iniziali (pre-seed, seed e early-stage (Serie A e B)), hanno avuto un andamento comparabile nei due continenti. In particolare, in Europa, i finanziamenti pre-seed e seed sono cresciuti del +683% nel 2022, mentre early-stage sono aumentati del +170%, segno della vivacità dell'ecosistema innovativo europeo. Tuttavia, è nella fase late-stage che si evidenzia un divario profondo: tra il 2019 e il 2023, le startup statunitensi hanno

raccolto oltre 4,87 miliardi di dollari in equity per progetti maturi, contro appena 0,86 miliardi in Europa. Si tratta di una differenza superiore a circa cinque volte, indicata nel grafico come “scale-up gap”, che segnala la difficoltà per le imprese europee di accedere a capitali di crescita nelle fasi più avanzate.

Il **panorama degli investitori** nelle startup dell'idrogeno è eterogeneo, comprendendo fondi VC specializzati, grandi corporates energetiche, e anche finanziamenti da enti pubblici. Secondo uno studio di Hydrogen Europe/H2UB (2024), i due investitori più attivi a livello globale sono il fondo *AP Ventures* e *Breakthrough Energy Ventures*. AP Ventures è un fondo specializzato proprio in tecnologie dell'idrogeno e ha come partner industriali colossi come Mitsubishi, Equinor e Yara. Breakthrough, il fondo “climatico” creato da Bill Gates, investe anch'esso in diverse startup dell'idrogeno (tra le quali Electric Hydrogen), con l'obiettivo di accelerare la transizione verso un mondo alimentato unicamente da energia pulita. In Europa gioca un ruolo importante *l'European Innovation Council Fund (EIC)*, che fornisce capitali (equity e grant combinati) a startup ad alto impatto tecnologico, incluse varie dell'idrogeno. Tra i venture capitalist “deep tech” figurano inoltre IP Group (UK), Horizons Ventures (HK) e Braemar Energy (USA), anch'essi molto attivi nel settore. Per quanto riguarda la parte industriale, molte **aziende energetiche** tradizionali hanno costituito “*estensioni*” di *venture capital* che investono nell'idrogeno: ad esempio TotalEnergies Ventures e Equinor Ventures compaiono tra i top investor globali, così come Shell Ventures e Chevron Technology Ventures. Anche **grandi utility e industrie pesanti** partecipano tramite *fondi dedicati*: ad esempio Hy24, un fondo infrastrutturale specializzato in idrogeno (joint venture di Air Liquide e altri partner), ha guidato nel 2023 un finanziamento da 200 milioni di € nella francese HysetCo (stazioni di rifornimento H₂ per taxi). Infine, **fondi pubblici e agenzie governative** rivestono un ruolo cruciale in questo ecosistema, data la natura *capital-intensive* dell'idrogeno: molti progetti early-stage sono sostenuti da grant e programmi come il già citato EIC europeo, il DOE Hydrogen Shot americano, e varie iniziative nazionali. Ad esempio, oltre metà delle startup europee dell'idrogeno hanno ottenuto finanziamenti tramite bandi UE come il Clean Hydrogen Partnership o InvestEU. In sintesi, il capitale che affluisce nel settore proviene da un mix di venture privato (spinto sia da fondi specializzati che da corporate strategici) e di fondi pubblici, con quest'ultimi particolarmente importanti nelle prime fasi per condividere il rischio tecnologico elevato di queste iniziative.

4.2 Electric Hydrogen: la scale-up nel settore dell'idrogeno verde

Storia ed evoluzione dell'azienda

Electric Hydrogen (EH2) è una società statunitense fondata nel 2020 con l'obiettivo di abbattere i costi di produzione dell'idrogeno verde su scala industriale. I fondatori, tra cui Raffi Garabedian (CEO) e David Eaglesham (CTO) (entrambi già dirigenti nel settore fotovoltaico presso First Solar), hanno voluto unire decenni di esperienza nelle tecnologie pulite per sviluppare una nuova generazione di elettrolizzatori ad alta potenza (eh2.com). L'azienda è stata costituita con basi sia in California sia nel Massachusetts, importanti poli di innovazione tecnologica, per fare in modo di attrarre i migliori talenti e competenze. In pochi anni Electric Hydrogen è cresciuta da startup a scale-up: conta oltre 300 dipendenti tra Stati Uniti ed Europa e ha inaugurato nel 2024 una delle più grandi fabbriche di elettrolizzatori al mondo, un impianto da 1,2 GW annui di a Devens (Massachusetts). La capacità produttiva di questa gigafactory è tale che, a pieno regime, in un solo anno potrebbe sfornare elettrolizzatori che basterebbero per raddoppiare la capacità di elettrolisi attualmente installata a livello mondiale (eh2.com), evidenziando quanto il settore fosse in una fase embrionale prima dell'ingresso di nuovi attori su scala industriale. Grazie al supporto di istituzioni locali e nazionali, l'azienda ha rapidamente ampliato le proprie strutture (con centri a Natick in Massachusetts per R&D e a San Jose in California) e ha attirato l'attenzione di policy-maker impegnati nella transizione energetica. Questa rapida evoluzione da startup a produttore su larga scala fa di Electric Hydrogen un caso unico ed emblematico nel panorama dell'idrogeno verde.

Modello di business e tecnologia

Electric Hydrogen si distingue per un modello di business orientato ai progetti su larga scala per industrie pesanti, piuttosto che a installazioni piccole o distribuite. L'azienda progetta, produce e fornisce impianti di elettrolisi PEM chiavi in mano modulabili da 75 a 120 MW denominati "HYPRPlant" (eh2.com). A differenza di molti concorrenti che vendono singoli elettrolizzatori o stacks, EH2 offre un sistema integrato completo: ogni plant include tutti i componenti necessari a trasformare acqua ed elettricità in idrogeno, dalla conversione di potenza (rectifier/inverter) al trattamento dell'acqua, dalla gestione termica fino al processing e compressione del gas idrogeno prodotto. Inoltre, il loro punto di forza è la riduzione dei costi (attestata circa al 60% in meno rispetto agli standard) e la velocità di

consegna della commessa, stimata sotto i 6 mesi (eh2.com). Questa soluzione modulare “plug-and-play”, è progettata per essere facilmente replicabile: un singolo impianto richiede ~100 MW di elettricità rinnovabile e può produrre circa dai 1400 Kg/h ai 2300 Kg/h di idrogeno verde. I clienti che necessitano maggior output possono installare più moduli in parallelo, ottenendo impianti su scala gigawatt, in grado di sostenere produzioni di idrogeno nell’ordine di centinaia di migliaia di ton/anno. Il focus sulla scala industriale deriva dalla convinzione che solo attraverso impianti di grande taglia si possa raggiungere un costo per kg di idrogeno sufficientemente basso da competere con l’idrogeno “grigio”. In pratica, Electric Hydrogen mira a rendere l’LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) del verde competitivo con quello dell’idrogeno da gas naturale entro pochi anni, senza dipendere perennemente da sussidi. A tal proposito, l’azienda ha dichiarato che entro il 2030 prevede di far stabilizzare la produzione di idrogeno verde a circa \$1,50 per kg nelle regioni ricche di energie rinnovabili (come il Texas), ovvero un costo paragonabile a quello dell’idrogeno ottenuto attraverso il reforming del metano (c3newsmag.com). Se realizzato, questo traguardo sarebbe fondamentale per la decarbonizzazione di settori “hard-to-abate” come acciaio, fertilizzanti, cemento, trasporti pesanti e combustibili per l’aviazione, che oggi consumano idrogeno ottenuto per la maggiore da fonti fossili. Dal punto di vista tecnologico, Electric Hydrogen utilizza l’elettrolisi PEM (a membrana a scambio protonico) ma con diverse innovazioni proprietarie mirate ad aumentarne la potenza, l’efficienza e la densità di corrente. Il Wall Street Journal ha riportato che EH2 impiega membrane rivestite di metalli speciali per migliorare il processo di separazione dell’acqua (c3newsmag.com). L’azienda stessa afferma di aver “reinventato” il design degli elettrolizzatori per renderli più efficienti e molto meno costosi, sfruttando materiali avanzati e know-how proveniente dall’industria semiconduttori e dal solare, sfruttando il know how dei founder.

Un singolo stack di EH2 è descritto come il più potente al mondo, ed è progettato per operare in sistemi su scala 100 MW mantenendo performance e affidabilità. Un elemento chiave è l’approccio integrato all’impianto: condensando tutte le infrastrutture di bilanciamento d’impianto (BOP) in un package standard, EH2 sostiene di riuscire a ridurre l’occupazione di suolo e i costi complessivi rispetto a soluzioni assemblate ad-hoc. Questa filosofia “plant-level optimization” è un tratto distintivo del modello EH2 rispetto ai competitor: l’azienda non vende semplici apparecchiature, ma capacità produttiva di idrogeno chiavi in mano. Ciò si riflette anche nel modo in cui viene proposta la soluzione al cliente (spesso sviluppatore di progetti o grande consumatore industriale): Electric Hydrogen si propone come partner

tecnico fornendo l'impianto completo, assistenza alla messa in servizio e integrazione con le rinnovabili, invece di limitarsi a fornire stack elettrolitici da integrare a cura del cliente. Tale modello consente ai clienti di ridurre la complessità di progetto e aumenta la certezza sui costi e sulle prestazioni dell'impianto finale.

Il mercato servito da Electric Hydrogen è quindi quello dei progetti di idrogeno verde su larga scala (decine o centinaia di MW) rivolti alla decarbonizzazione di settori hard-to-abate. Tra i clienti e partner iniziali figurano importanti operatori energetici e industriali che stanno lanciando impianti pilota o flagship di idrogeno verde: ad esempio New Fortress Energy (società USA di infrastrutture energetiche) sarà il destinatario del primo impianto da 100 MW di EH2 in Texas, previsto in operatività nel 2024 (eh2.com). In Europa, Uniper (grande utility tedesca) ha scelto la tecnologia Electric Hydrogen come partner esclusivo per il suo progetto Green Wilhelmshaven da 200 MW in Germania, con avvio dell'engineering già nel 2024, confermando la validità dell'approccio di EH2 anche per il mercato europeo (eh2.com). Un altro accordo di rilievo è la fornitura di 1 GW siglata con AES Corporation (multinazionale elettrica USA) annunciata nel marzo 2024, per equipaggiare con elettrolizzatori EH2 vari progetti di AES nei prossimi anni (eh2.com). Questa intesa da 1 GW indica un portafoglio ordini significativo e una collaborazione strategica di lungo termine con uno dei maggiori produttori indipendenti di energia al mondo.

Complessivamente, già a fine 2023 Electric Hydrogen dichiarava di avere prenotazioni per oltre 5 GW di sistemi di elettrolisi da parte di diversi clienti nel mondo (eh2.com; esgtoday.com), un volume enorme considerando che l'intera capacità installata globale odierna è nell'ordine dei 300-400 MW (IEA, 2023). Questo backlog di ordini testimonia la risposta positiva del mercato al modello di EH2, anche se la realizzazione effettiva di tutti i progetti dipenderà da fattori come il raggiungimento dei target di costo, le politiche di incentivo e lo sviluppo della domanda di idrogeno nei vari settori. Va notato infatti che, sebbene oltre 300 GW di capacità di elettrolisi siano stati annunciati a livello globale entro il 2030 (Hydrogen Council, 2023), le analisi indicano che solo una parte di questi progetti vedrà concretamente la luce nei tempi previsti. Ad esempio BloombergNEF stima che soltanto circa 95 GW di elettrolizzatori saranno effettivamente operativi al 2030, pari a circa il 30% dei ~1600 progetti annunciati, a causa di ritardi e colli di bottiglia finanziari e realizzativi (about.bnef.com). In questo contesto competitivo, Electric Hydrogen punta a posizionarsi tra i leader tecnologici capaci di realizzare realmente gli impianti promessi,

trasformando i MOUs (Memoranda of Understanding) e gli ordini preliminari in progetti effettivi.

Fundraising: tappe e investitori principali

Sin dall'anno della sua fondazione, Electric Hydrogen ha raccolto rapidamente ingenti capitali per finanziare lo sviluppo tecnologico e la crescita produttiva. Il modello di business innovativo di EH2 si basa sull'offrire impianti di elettrolisi pre-ingegnerizzati per produrre idrogeno verde a basso costo; questo ha convinto gli investitori a scommettere su un futuro energetico basato sull'idrogeno pulito. Un primo round di investimento (Serie A) è avvenuto nel giugno 2021, con circa \$24 milioni che hanno visto come lead investor il fondo Breakthrough Energy Ventures di Bill Gates, al fine di sviluppare la tecnologia dell'elettrolizzatore e scalare le prime operazioni (clay.com). Successivamente, nel giugno 2022 la società ha chiuso un consistente round Series B da \$198 milioni che aveva come motivazione quella di espandere la capacità produttiva e accelerare lo sviluppo prodotto. Questo investimento, guidato dal fondo climate-tech Fifth Wall, ha visto la partecipazione di importanti aziende industriali e energetiche: ad esempio Honeywell e Mitsubishi Heavy Industries (tecnologia e industria pesante), Rio Tinto e Equinor (rispettivamente mineraria e petrolifera) tra gli investitori strategici (eh2.com). La tappa successiva, nell'ottobre 2023, è stata il round Series C da ben \$380 milioni, che ha portato la valutazione di Electric Hydrogen oltre il miliardo di dollari, conferendole lo status di unicorn (la prima startup dell'idrogeno verde a superare tale soglia secondo il Wall Street Journal) (c3newsmag.com; clay.com). Il Series C è stato oversubscribed, in pratica, c'erano più investitori interessati a partecipare al finanziamento di quanti la società potesse accoglierne. Questo è sintomo che l'interesse verso la tecnologia e il modello dell'azienda è molto alto, e che EH2 ha potuto scegliere gli investitori più allineati alla sua visione strategica. Tra questi figurano Fortescue (colosso minerario ed energie rinnovabili) insieme a Fifth Wall e Energy Impact Partners (clay.com). Hanno partecipato a questo round inoltre, sia diversi investitori di rilievo mondiale, tra cui bp Ventures (oil & gas), Temasek (fondo sovrano di Singapore), Microsoft Climate Innovation Fund (tech), ma allo stesso tempo hanno confermato il loro sostegno gli investitori già presenti nei round precedenti.

In totale, dalla nascita Electric Hydrogen ha raccolto oltre \$600 milioni in equity entro fine 2023 (eh2.com). Inoltre, nel 2024 l'azienda ha attivato forme di finanziamento non diluitivo e project financing: ha ottenuto un credito bancario da \$100 milioni guidato da HSBC con la partecipazione di J.P. Morgan, Stifel Bank e Hercules Capital (eh2.com), destinato a

supportare l'avvio della produzione di serie dei suoi impianti da 100 MW. Questi finanziamenti tramite debito, provenienti da istituzioni finanziarie di prim'ordine, segnano una fase di maturità per la società, come sottolineato dal CFO Derek Warnick, e riflettono la fiducia che gli stakeholders ripongono in Electric Hydrogen sul fatto che sia ormai pronta a consegnare gigawatt di capacità ai clienti nei prossimi anni. Da segnalare è anche il supporto pubblico: attraverso i programmi federali USA per l'idrogeno pulito, EH2 ha ottenuto 65 milioni di dollari complessivi di sostegno dal Department of Energy (DOE) tra sovvenzioni e crediti d'imposta nel 2023-24 (clay.com). Sommando capitale di rischio, finanziamenti bancari e contributi pubblici, Electric Hydrogen ha mobilitato circa \$800 milioni entro la fine del 2024 per alimentare la propria crescita. Questa poderosa raccolta di capitali, con il coinvolgimento di aziende globali e investitori istituzionali, evidenzia le elevate aspettative riposte nella tecnologia e nel modello di Electric Hydrogen, in un contesto in cui l'idrogeno verde è considerato un pilastro chiave della transizione energetica (Hydrogen Council, 2023; IEA, 2023).

Analisi finanziaria e performance

Essendo una società ancora non quotata in borsa (privately held), Electric Hydrogen non pubblica bilanci completi accessibili al pubblico, e, al 2024, si trova nella fase pre-ricavi significativi concentrata su R&D, costruzione della capacità produttiva e prime consegne ai clienti pilota. Non è quindi disponibile un andamento di borsa né dati pubblici su fatturato e utili, ma si può tracciare il quadro finanziario attraverso i capitali raccolti e alcuni indicatori indiretti. Come accennato precedentemente, l'azienda ha ottenuto oltre \$600 milioni in finanziamenti azionari cumulati e circa \$150 milioni in forme di debito e supporti pubblici entro il 2024. Il round Series C del 2023, con \$380 milioni raccolti, ha presumibilmente valutato Electric Hydrogen ben oltre il miliardo di dollari di equity value, conferendogli l'ingresso nello stato di "unicorno". Questa valutazione riflette sia le prospettive di mercato (idrogeno verde atteso in fortissima crescita), sia la fiducia degli investitori nella capacità di EH2 di conquistare una quota rilevante di tale mercato grazie alla sua tecnologia. Sul fronte dei ricavi, è plausibile che nel 2022-2023 fossero limitati o nulli, dato che la società era focalizzata sullo sviluppo prodotto e la costruzione della fabbrica. Le prime vendite effettive inizieranno con la consegna degli elettrolizzatori ai clienti: i dirigenti hanno confermato che i primi stack prodotti a Devens saranno spediti nel 2024 per un progetto in Texas (eh2.com). Dunque il fatturato dovrebbe cominciare a materializzarsi a partire dalla fine del 2024 e crescere nel 2025 via via che gli impianti verranno consegnati e messi in servizio.

Il modello di business, in cui EH2 fornisce sistemi completi chiavi in mano, implica ricavi consistenti per ogni impianto venduto (con una stima nell'ordine di decine di milioni di dollari per modulo da 100 MW). Ciò significa che con l'evasione del backlog di più GW (nel best scenario), l'azienda potrebbe generare diversi miliardi di dollari di revenue nel prossimo quinquennio, se tutti gli ordini si concretizzassero. Naturalmente, come scale-up in fase di espansione, EH2 reinvestirà gran parte dei capitali e dei futuri ricavi in crescita e sviluppo: i costi di produzione, i costi fissi di fabbrica, e le spese di R&D e di costruzione delle prime installazioni pilota incideranno sui conti nell'immediato, presumibilmente mantenendo l'azienda in perdita operativa nel breve termine (com'è tipico per società deep-tech in fase di scaling).

Un indicatore della solidità finanziaria di Electric Hydrogen è l'accesso al credito presso grandi banche: la linea da \$100 milioni ottenuta nel 2024 da istituti come HSBC e J.P. Morgan rappresenta un voto di fiducia nella capacità dell'azienda di raggiungere flussi di cassa significativi in futuro. Non essendo quotata, l'azienda non è tenuta a comunicare indicatori come EBITDA o margini, ma gli analisti guardano con interesse al costo per unità dei suoi elettrolizzatori e alla learning curve attesa. Se Electric Hydrogen riuscirà, grazie alla produzione in serie nella gigafactory, a ridurre significativamente il costo unitario per MW installato, potrebbe migliorare le proprie marginalità col tempo e, soprattutto, aprire la strada a una competitività di prezzo dell'idrogeno verde senza precedenti. In sintesi, la performance finanziaria attuale di EH2 si misura più in termini di capitali raccolti, partnership strategiche e riduzione dei costi tecnologici, che non nei tradizionali indicatori di utile. La scommessa degli investitori è di medio-lungo termine: il potenziale di mercato è enorme e Electric Hydrogen mira a catturarne una parte rilevante grazie alla sua posizione di first mover tra le scale-up occidentali.

Strategia aziendale e prospettive

La strategia di Electric Hydrogen è incentrata su scalabilità, partenariati e innovazione continua, con l'obiettivo di affermarsi come leader nella fornitura di soluzioni per l'idrogeno verde a costo competitivo. Un pilastro strategico è l'espansione della capacità produttiva: la gigafactory nel Massachusetts, inaugurata nel 2024, è il fulcro da cui EH2 intende sfornare elettrolizzatori per progetti sia negli Stati Uniti sia in tutto il mondo. La scelta di produrre negli USA (in particolare in Massachusetts, stato con forte tradizione hi-tech) sfrutta anche i benefici delle politiche pubbliche come l'*Inflation Reduction Act* (IRA), che incentiva la produzione domestica di tecnologie pulite e la fornitura di idrogeno verde a costi sussidiati

nei primi anni. Allo stesso tempo, l'azienda guarda ai mercati esteri: per penetrare in Europa, ha già stretto una collaborazione con la spagnola Ingeteam (fornitore di componenti elettrici) per supportare i progetti europei (eh2.com), e come visto collabora anche con Uniper in Germania. È plausibile che, con l'aumentare della domanda, EH2 possa valutare ulteriori siti produttivi o assemblativi in Europa o altrove, magari in partnership con attori locali, per soddisfare i requisiti di contenuto locale e ridurre i costi logistici. Un indizio in tal senso è la partnership con il gruppo Titan in Texas: annunciata nel 2025, questa alleanza punta a realizzare una produzione modulare di alcuni componenti dell'elettrolizzatore vicino ai luoghi di utilizzo, accelerando la capacità di consegna di impianti completi (eh2.com). La modularità e la localizzazione flessibile della manifattura saranno fattori importanti man mano che si scalerà da pochi impianti pilota a decine di impianti all'anno in diverse regioni.

Sul fronte delle partnership strategiche, Electric Hydrogen ha adottato un approccio collaborativo lungo tutta la catena del valore: come spiegato in precedenza, ha coinvolto partner finanziari non tradizionali per il settore energetico (ad esempio fondi venture e corporate di settori diversi, dall'ICT come Microsoft ai trasporti come United Airlines), creando un ecosistema di sostenitori interessati al suo successo. Inoltre, collabora con EPC (Engineering Procurement and Construction) contractor e sviluppatori per la realizzazione fisica dei progetti: un esempio è l'accordo con Weitz, società di ingegneria e costruzioni, scelta come appaltatore per implementare l'HYPRPlant nell'ambito di un grande progetto di e-fuel (Infinium). Queste collaborazioni consentono a EH2 di concentrarsi sul core tecnologico delegando a partner esperti la costruzione e integrazione on-site, riducendo i rischi esecutivi. Analogamente, cooperare con società come Infinium (e-fuels) o grandi utility come AES e Uniper permette a Electric Hydrogen di avere accesso diretto ai segmenti finali della catena (produzione di combustibili sostenibili, fornitura a industrie chimiche, miscelazione nel gas naturale, ecc.) costruendo casi studio di successo con attori primari. La credibilità acquisita tramite questi clienti di primo piano rappresenta un vantaggio competitivo: se i progetti pilota avranno successo, è probabile che altre aziende seguiranno l'esempio adottando la tecnologia EH2. Un altro asse strategico è sicuramente la continua innovazione tecnologica. Electric Hydrogen investe massicciamente in R&D per mantenere il vantaggio sui concorrenti in termini di efficienza e costo. La roadmap tecnologica potrebbe includere l'aumento ulteriore della taglia unitaria dei moduli (oltre i 125 MW), l'ottimizzazione dei materiali (ad esempio catalizzatori più economici o membrane a durata maggiore data la tecnologia PEM) e l'integrazione con sistemi di flessibilità energetica.

Dal punto di vista della strategia commerciale, Electric Hydrogen sta chiaramente puntando su poche applicazioni chiave ad alto volume: ammoniaca verde (per i fertilizzanti e come vettore per il trasporto dell'idrogeno), acciaierie a idrogeno, combustibili sintetici per aviazione, e fornitura di idrogeno come materia prima. Questi segmenti generano una domanda di idrogeno potenzialmente enorme e relativamente concentrata in grandi impianti. La presenza nel suo "portafoglio di investitori" di società come Rio Tinto (metalli), ArcelorMittal (siderurgia), United Airlines (aviazione) indica che EH2 sta allineando la propria offerta alle esigenze di decarbonizzazione di tali industrie. In prospettiva, se i costi scenderanno come previsto, EH2 potrebbe anche entrare nel mercato della produzione diretta di idrogeno (hydrogen as a service), ma per ora la strategia è focalizzata sulla fornitura di tecnologia ai produttori di idrogeno. Infine, la strategia geografica è pragmatica: partire dagli USA (mercato oggi tra i più attivi (come visto nell'analisi brevettuale) e attraenti grazie agli incentivi IRA e alla disponibilità di elettricità rinnovabile a basso costo in molte aree) e contemporaneamente assicurarsi una presenza nei mercati europei che hanno obiettivi di idrogeno ambiziosi (Germania in primis). In futuro, l'Asia (es. progetti in Oceania con Fortescue, o in Medio Oriente) potrebbe diventare un ulteriore territorio di espansione, considerando che regioni come il Medio Oriente e l'Australia stanno lanciando iniziative gigawattiche per esportare idrogeno. Essere presenti fin da subito con partnership locali (come quella con OIA, fondo sovrano dell'Oman, investitore nel round C), fa parte della visione globale di EH2.

In conclusione, Electric Hydrogen rappresenta un caso di scale-up tecnologica che, in un arco temporale incredibilmente breve, ha accumulato ingenti risorse finanziarie, know-how e credibilità tali da candidarla a leader nell'era dell'idrogeno verde su scala industriale. La sua storia riflette le dinamiche di un settore in rapida evoluzione: la necessità di decarbonizzare i settori hard-to-abate (che da soli contribuiscono a circa il 40% delle emissioni globali) sta facendo convergere capitali e attenzione sulle tecnologie per idrogeno pulito. Oggi circa il 2,5% delle emissioni globali di CO₂ è dovuto alla produzione di idrogeno da combustibili fossili (steam reforming da gas e gasificazione del carbone), sostituire l'idrogeno "grigio" con idrogeno verde a costo comparabile avrebbe un impatto significativo sul clima (IEA, 2023). La strada non è priva di sfide, basti pensare alla competizione con altri attori affermati come Nell, ThyssenKrupp, Plug Power, nonché le incertezze su domanda e infrastrutture. Ma il percorso avuto fino ad oggi composto dalla raccolta capitali straordinaria, dalle partnership prestigiose e dall'avanzamento rapido dalla progettazione

alla produzione, indica che EH2 è uno dei protagonisti da tenere d'occhio nell'ambito delle tecnologie per l'idrogeno. Se riuscirà a mantenere le promesse tecniche e a contribuire a portare il costo dell'idrogeno verde verso l'obiettivo di \$1-2/kg, allora non solo il suo modello di business sarà validato, ma darà anche un contributo fondamentale al raggiungimento degli obiettivi climatici globali (IEA, 2023; eh2.com).

4.3 Caso studio: Enapter

4.3.1 Dalle origini al mercato: evoluzione e raccolta capitali

Storia e fondazione

Enapter è una startup italo-tedesca con HQ a Saerbeck, Germania a carattere fortemente innovativo, divenuta in pochi anni uno dei nomi di punta nel panorama degli elettrolizzatori. La sua origine è strettamente legata a una storia imprenditoriale alquanto singolare. Il founder ed attuale CEO, il tedesco Sebastian-Justus Schmidt (ex manager di Siemens e per diverse compagnie IT tedesche), si trasferì nei primi anni 2000 in Thailandia dove costruì una residenza autosufficiente (il progetto *Phi Suea House*) alimentata con energie rinnovabili e idrogeno. Tutto iniziò al CommunicAsia expo in Singapore del 2014, dove Schmidt entrò in contatto con una piccola impresa italiana chiamata ACTA, fondata nel 2004 in Toscana e attiva nello sviluppo di elettrolizzatori per l'alimentazione di torri telecom (enapter.com). ACTA aveva concentrato la sua R&D su una tecnologia particolare: l'elettrolizzatore AEM (*Anion Exchange Membrane*), un tipo di elettrolisi a scambio anionico. Affascinato dal potenziale di questa tecnologia (che prometteva idrogeno verde prodotto con sistemi compatti e relativamente economici), Schmidt utilizzò gli elettrolizzatori ACTA per rendere la sua proprietà la prima micro-rete residenziale alimentata interamente a idrogeno nel 2015. Nel frattempo però ACTA, pur tecnologicamente promettente, attraversava difficoltà finanziarie gravi: la società fallì a metà anni 2010 e cambiò più volte proprietà senza riuscire a decollare. Fu allora che Sebastian Schmidt colse l'opportunità: nel 2017 acquisì le attività, il know-how e la proprietà intellettuale di ACTA (ormai in liquidazione), e fondò Enapter, con l'obiettivo di industrializzare su larga scala gli elettrolizzatori AEM. Il nome "Enapter" combina "Energy" e "adapter", indicando la missione di *adattare l'energia* a nuovi vettori puliti. Assieme a Schmidt vi erano co-fondatori internazionali come Vaitea Cowan (Nuova Caledonia) e Jan-Justus Schmidt (figlio di Sebastian), a sottolineare la vocazione globale del progetto (earthshotprize.org). Attualmente, Vaitea Cowan è a capo del marketing e della

comunicazione, si tratta di una personalità molto influente basti pensare che nel 2020 è stata inserita nella lista di Forbes per le persone under 30 più importanti sul panorama energetico.

Dopo la fondazione in Germania nel 2017, Enapter ha rapidamente spostato parte del cuore produttivo in Italia (a Crespina, Pisa), ereditando i laboratori di R&D di ACTA. L'azienda è cresciuta con un modello *open innovation*, coinvolgendo ingegneri italiani, tedeschi e un team in Thailandia per lo sviluppo software. Un evento chiave per la notorietà di Enapter è stato il Premio Earthshot, istituito dal Principe William: Enapter ha vinto nel 2021 nella categoria "Fix Our Climate" grazie alla sua tecnologia AEM, ricevendo un riconoscimento internazionale prestigioso. Questo ha contribuito a far conoscere l'azienda e la sua soluzione come una delle più innovative nel campo dell'idrogeno verde, paragonata a una possibile "game-changer" per costi e scalabilità. Da una squadra di poche decine di persone nel 2018, Enapter è cresciuta fino ad avere oltre 250 dipendenti nel 2022, con uffici in Germania, Italia, Thailandia e persino una presenza in Russia (fino al 2022). Nel 2020 Enapter ha compiuto un passo importante sul piano finanziario, fondendosi con una società quotata tedesca per approdare al borsino di Francoforte. Le azioni Enapter AG sono negoziate dal 16 ottobre 2020 sul mercato XETRA di Francoforte (ticker H2O). Questa quotazione tramite *reverse takeover* (società privata acquisisce società pubblica già quotata in borsa) ha permesso alla startup di raccogliere capitali di crescita dal pubblico, rimanendo comunque controllata dal fondatore Schmidt (ancora oggi maggiore azionista).

Fundraising e tappe finanziarie:

Enapter ha finanziato il proprio sviluppo combinando investimenti privati, premi ed emissioni di capitale. In fase iniziale, gran parte dei capitali provenivano dal fondatore e da angel investor legati al suo network. Il primo round di investimento (seed), è arrivato a Gennaio 2018 a solo un anno di distanza dalla fondazione; seguono rispettivamente in rapida successione (nel 2019 e nel 2020), i round di investimento di Serie A e Serie B di 4.7M€ e 5.3M€. Essendosi quotata sul mercato nel 2020, già nel 2021 vi è stato il primo aumento di capitale pari a 18.2M€. Una svolta è arrivata con la vittoria all'Earthshot Prize 2021, che oltre a un grant monetario (quasi di £1 milione) ha portato grande visibilità e interesse da parte di investitori istituzionali. Subito dopo, infatti, la multinazionale chimica Johnson Matthey ha deciso di investire 20 milioni di euro in Enapter nel 2022, diventando partner strategico per accelerare la R&S sui catalizzatori e componenti degli elettrolizzatori. Inoltre, tra le varie aziende importanti che hanno investito (Plug and Play e NRW.INVEST), il lead

investor è Earthshot Prize Council ovvero un gruppo di individui influenti in diversi settori, impegnati a promuovere azioni positive nell'ambito dell'impatto ambientale. Il Council è composto da personalità di spicco tra cui il principe William, tant'è vero che gioca un ruolo chiave nella selezione dei finalisti e dei vincitori dell'Earthshot Prize. Parallelamente, l'azienda ha beneficiato di vari grant pubblici: ha partecipato a progetti UE Horizon 2020 e ha ricevuto fondi regionali dalla Germania (lo stato del Nord Reno-Westfalia ha sostenuto la costruzione del nuovo stabilimento Enapter). Va notato però che Enapter non ha ricevuto i cospicui finanziamenti IPCEI che altri concorrenti europei come Sunfire o Nel hanno ottenuto. Ciò nonostante, è riuscita a reperire ulteriori risorse tramite il mercato azionario: nel 2021-22 ha effettuato aumenti di capitale per decine di milioni (tra cui uno da €30 milioni nel 2021). Al 2023, temporalmente vi è stata l'ultima operazione di finanziamento tramite un'emissione di capitale post IPO pari a 25M€. Se si volesse andare invece a segmentare la quota parte di investimenti ottenuti da venture capital, acceleratori, e imprese private questo ammonta in totale nel 2025 a 23,71M€. Si stima che Enapter abbia raccolto in totale oltre 130 milioni di euro tra equity e grant, la quale è una cifra modesta rispetto a grandi scale-up americane, ma assolutamente significativa per una startup hardware europea. Questa strategia di finanziamento prudente riflette la volontà di mantenere snellezza e controllo: il fondatore Schmidt mantiene ~41% delle azioni post-aumenti, garantendo visione di lungo periodo (crunchbase.com). La presenza in borsa offre comunque opportunità future di raccogliere ulteriori capitali man mano che l'azienda dimostrerà risultati.

4.3.2 Tecnologia proprietaria e modello di business

Modello di business:

Enapter si focalizza sulla progettazione e produzione di elettrolizzatori modulari di piccola e media taglia basati sulla tecnologia proprietaria AEM. A differenza di altri produttori che puntano a grandi elettrolizzatori per impianti industriali, Enapter ha adottato un approccio "LEGO": i suoi elettrolizzatori sono piccoli moduli standard (da ~0,5 Nm³/h di H₂ l'uno) che possono essere combinati in numero elevato per raggiungere la capacità desiderata. Il prodotto di punta attuale è l'AEM Electrolyser EL 4.0, un dispositivo compatto e stackabile, destinato a produzioni di idrogeno nell'ordine dei pochi kg/ora per unità. L'offerta di valore di Enapter si basa su alcuni elementi chiave: costi inferiori, flessibilità e facilità d'uso. Grazie all'AEM, i suoi elettrolizzatori non richiedono metalli nobili come platino o iridio (usati invece nei PEM), utilizzando catalizzatori a base di nichel molto più economici. Ciò

promette una riduzione di costo *per kW* significativa (la stessa Enapter parla di –80% costo elettrolizzatore entro il 2025 rispetto allo stato dell’arte) e una maggiore sostenibilità nella supply chain. Inoltre, i moduli AEM di Enapter operano in condizioni alcaline senza utilizzare membrane costose fluorurate, semplificando la manutenzione e la vita utile. Un altro vantaggio è che possono produrre idrogeno ad alta pressione (fino a ~35 bar nei modelli attuali), e la roadmap prevede di arrivare a 250 bar direttamente dallo stack. Ciò ridurrebbe la necessità di compressori esterni, semplificando l’infrastruttura per l’utente finale. Enapter mira a rendere l’idrogeno “plug-and-play” per una varietà di applicazioni decentralizzate. I suoi clienti target includono: piccole industrie e PMI che vogliono produrre idrogeno in loco (per esempio per alimentare processi industriali o generatori a celle a combustibile); operatori di micro reti e di accumulo rinnovabile che cercano di immagazzinare energia in eccesso sotto forma di idrogeno; progetti di ricerca e pilota in ambito mobilità (stazioni di rifornimento a piccola scala, ricarica di droni o veicoli speciali) e applicazioni residenziali innovative (come il *power-to-fuel* per riscaldamento domestico). La flessibilità del modello modulare consente ad Enapter di servire tutti questi segmenti: ad esempio, 2-3 elettrolizzatori possono soddisfare il fabbisogno di idrogeno di una stazione telecom remota, mentre decine di moduli in parallelo possono alimentare un piccolo impianto di metanazione o una flotta di veicoli leggeri. Un indicatore della versatilità è il fatto che gli elettrolizzatori Enapter sono già utilizzati in più di 50 Paesi per gli scopi più diversi. Ad esempio, sono impiegati per la produzione di ammoniaca verde in impianti dimostrativi negli Stati Uniti, per alimentare prototipi di aerei a idrogeno nel Regno Unito, per progetti di storage rinnovabile off-grid in Australia e perfino per fornire idrogeno a sistemi di riscaldamento residenziale in Olanda. Questa diversificazione geografica e applicativa è notevole per una startup ancora relativamente piccola e indica una forte domanda latente di soluzioni di elettrolisi scalabili.

Enapter inoltre accompagna il prodotto hardware con un Energy Management System (EMS) software, una piattaforma digitale che consente di controllare e ottimizzare l’operatività di più elettrolizzatori e dell’intero ecosistema energetico in cui sono inseriti. Ciò facilita l’integrazione con impianti fotovoltaici e/o eolici, permettendo ai clienti di massimizzare l’uso di energia rinnovabile per la produzione di H₂ (es. producendo idrogeno quando c’è surplus di sole/vento e modulando al ribasso altrimenti). Questa attenzione all’elettronica di controllo e al software deriva anche dall’origine *IT* di Schmidt e rappresenta un elemento distintivo (pochi concorrenti hanno soluzioni software proprietarie equivalenti).

La mission aziendale dichiarata da Enapter è molto chiara: *“rendere l'idrogeno verde accessibile e conveniente per tutti”*, attraverso la standardizzazione e la produzione di massa degli elettrolizzatori.

Prestazioni e risultati finanziari:

Enapter è ancora in una fase di forte crescita e investimento, pertanto registra perdite annuali mentre incrementa il fatturato anno su anno. Nel 2023 l'azienda ha generato il suo fatturato record, pari a €31,6 milioni, derivante dalla vendita di elettrolizzatori AEM e sistemi connessi. Si tratta di un balzo notevole rispetto al 2022 (in cui il fatturato era nell'ordine di circa €14 milioni), segno dell'aumento di ordini con l'entrata in funzione del nuovo stabilimento produttivo. Nonostante ciò, Enapter ha chiuso anche il 2023 in perdita, reinvestendo nelle linee di produzione e nella R&S. I margini lordi sono al momento negativi, dato che l'azienda sta ancora ottimizzando i costi di produzione e non ha raggiunto le economie di scala previste. Tuttavia, con l'avvio della produzione di massa nel nuovo Enapter Campus in Germania, si attende un miglioramento: l'impianto (inaugurato nel 2023 a Saerbeck, NRW) è progettato per portare gradualmente la capacità produttiva a 10.000 elettrolizzatori AEM al mese entro i prossimi anni. Questo dovrebbe ridurre drasticamente il costo unitario. Dall'anno della sua nascita, concentrando i propri sforzi in R&D, impianti e attrezzature, l'azienda ha sempre presentato un EBITDA negativo, ma con una previsione di positività nel 2026, questo grazie al lancio sul mercato di nuovi modelli di elettrolizzatori e alla crescente domanda di idrogeno che porteranno ad una crescita importante dei ricavi di circa il 62%, e ad un'erosione dei margini negativi, avvicinandosi sempre di più alla profittabilità (dealroom.com).

Le prime evidenze sono incoraggianti: nel 2023 Enapter ha consegnato grandi ordini come 30 elettrolizzatori ad Tokyo Gas in Giappone, e ha equipaggiato centri di ricerca come l'Hydrogen Centre dell'Università del Galles del Sud, il che dimostra la fiducia dei clienti istituzionali (earthshotprize.com). Sul fronte finanziario, la società mantiene una buona liquidità grazie ai capitali raccolti e a incentivi (ad es. crediti d'imposta tedeschi per impianti produttivi verdi). Enapter ha adottato un modello di business *asset-light*, concentrandosi sulla produzione dei componenti chiave dei propri elettrolizzatori e affidando a partner esterni le fasi di integrazione e realizzazione dei progetti. Questo approccio le consente di crescere in modo più flessibile e con minori investimenti rispetto ad altri attori del settore che costruiscono stabilimenti di produzione su larga scala. Tuttavia, per garantire la

sostenibilità economica nel medio termine, sarà essenziale aumentare i volumi di produzione fino a raggiungere il pareggio operativo, obiettivo che l'azienda prevede di conseguire tra il 2025 e il 2026.

4.3.3 Strategia aziendale e prospettive di sviluppo

Strategia aziendale:

Enapter ha una strategia incentrata sull'innovazione di prodotto e sulla scalabilità manifatturiera, con un orizzonte di lungo termine che mira a catturare una quota significativa del futuro mercato degli elettrolizzatori. Un elemento cardine è la produzione di massa standardizzata: l'Enapter Campus in Germania applica principi di linea semi-automatica e modularità spinta, ispirandosi più alla produzione elettronica che all'impiantistica su misura. Questo approccio dovrebbe consentire di abbattere i costi e soddisfare rapidamente ordini numerosi. La strategia commerciale punta a espandere la presenza globale tramite partnership locali. Ad esempio, nel 2023 Enapter ha stretto una joint venture in Cina con il gruppo industriale Wolong, creando "Wolong Enapter" per produrre e distribuire elettrolizzatori AEM sul mercato cinese. Ad ottobre 2024 questa JV ha già lanciato il suo primo elettrolizzatore AEM su scala megawatt in Cina, segno di una rapida esecuzione (fuelcellcina.com). La motivazione di questa alleanza è duplice: da un lato entrare nel vasto mercato cinese (dove la domanda di elettrolizzatori è enorme e dominata da produttori locali), dall'altro sfruttare le competenze di Wolong in elettronica di potenza per migliorare ulteriormente i sistemi Enapter. Allo stesso modo, Enapter ha accordi con integratori e sviluppatori di progetti in vari Paesi (es. con Enel Green Power in Italia per soluzioni off-grid, con SGH2 negli USA per progetti power-to-gas). Un altro pilastro strategico è l'orientamento a nicchie ad alto valore iniziali, per poi allargarsi man mano che i costi scendono. In questa fase, Enapter si rivolge a quei segmenti disposti a pagare un premium per l'idrogeno verde on-site: laboratori di ricerca, dimostratori, applicazioni dove non c'è alternativa (zone remote, necessità di alta purezza, etc.), ciò genera referenze e volumi iniziali. Col calare dei costi, la società potrà competere in applicazioni via via più ampie (industrie, trasporti, storage stagionale). La sostenibilità e l'allineamento con politiche ambientali sono parte integrante della strategia: Enapter enfatizza il basso impatto dei suoi sistemi (assenza di PFAS e metalli rari nei suoi elettrolizzatori, riciclabilità) e supporta attivamente iniziative di standardizzazione e certificazione dell'idrogeno verde. Non a caso, pur non avendo ricevuto sussidi diretti IPCEI, l'azienda riesce a vincere contratti anche

contro concorrenti pesantemente sovvenzionati, segno che il mercato apprezza le sue soluzioni competitive.

Guardando al futuro, Enapter ambisce a ritagliarsi circa il 10% del mercato mondiale dell'idrogeno verde al 2050 secondo le visioni ottimistiche del fondatore (earthshotprize.com). Questo è un obiettivo estremamente sfidante, ma non privo di fondamento se la tecnologia AEM manterrà le promesse di costi radicalmente inferiori. La roadmap tecnologica prevede lo sviluppo di elettrolizzatori AEM di taglia maggiore (nel 2023 è stato presentato il prototipo “AEM Multicore” da 2.5 MW combinando 420 moduli) e il continuo miglioramento della durata delle membrane (già oggi testate per migliaia di ore). In conclusione, la strategia di Enapter è quella di un innovatore focalizzato, che cerca di entrare nel panorama degli elettrolizzatori con un prodotto standard a basso costo, seguendo una crescita graduale ma solida e sfruttando partnership globali per amplificare il proprio impatto. I prossimi anni saranno cruciali per verificare se questo modello produrrà margini e quote di mercato significative, ma i segnali attuali quali gli ordini in crescita, gli investitori strategici coinvolti e i riconoscimenti internazionali, indicano come Enapter si trovi su un'ottima strada per diventare uno dei principali attori coinvolti nel panorama nascente dell'idrogeno verde.

4.4 Caso studio: Power to Hydrogen

4.4.1 Dalle origini al mercato: evoluzione e raccolta capitali

Power to Hydrogen (nota anche come P2H2) è una startup statunitense fondata nel 2019 a Columbus, nello stato dell'Ohio (power-h2.com). La scelta di questa sede non è casuale, la città di Columbus ospita un vivace ecosistema di innovazione nel campo energetico, sostenuto da incubatori come Rev1 Ventures e importanti istituzioni accademiche (es. Ohio State University). I fondatori di P2H2 sono il dott. Paul Matter (PhD in ingegneria chimica alla OSU) e Christopher Holt, già colleghi nella precedente startup “pH Matter” fondata nel 2015 (rev1ventures.com). Matter, in particolare, vanta oltre vent'anni di esperienza nello sviluppo di celle a combustibile ed elettrolizzatori ed ha sempre perseguito l'obiettivo di rendere l'energia pulita una realtà concreta. Holt, dal canto suo, è un ingegnere con background nel settore energetico (anch'egli parte del team di pH Matter) che ha contribuito sin dall'inizio allo sviluppo tecnologico di P2H2, ed attuale membro del board.

Evoluzione della startup e round di finanziamento principali

Fin dagli esordi Power to Hydrogen ha seguito un percorso di crescita supportato da una combinazione di finanziamenti pubblici (grant) e venture capital. Poco dopo la fondazione, P2H2 ha ottenuto sin da subito il supporto di importanti programmi di innovazione. In particolare, nel 2020 l'azienda ha ricevuto una sovvenzione NASA da \$3,4 milioni per sviluppare un prototipo della sua fuel cell reversibile destinata a future basi lunari (rev1ventures.com). Contestualmente, il programma Shell GameChanger ha fornito mentorship e un primo seed investment tecnico, interessato alle applicazioni della tecnologia di P2H2 nel rifornimento a idrogeno (dal momento che Shell gestisce numerose stazioni H₂ negli USA) (rev1ventures.com). In questa fase la startup ha beneficiato anche di fondi del Dipartimento dell'Energia ARPA-E (ricerca avanzata) e di premi competitivi: ad esempio, è risultata vincitrice della Enel Green Power Hydrogen Challenge 2022 e ha siglato accordi pilota con utility internazionali (power-h2.com). A partire dal 2022, con la tecnologia di base validata in ambiente di laboratorio, P2H2 si è concentrata sullo scale-up industriale. Nel 2022-23 l'azienda ha raccolto fondi tramite bandi e iniziative pubbliche per accelerare lo sviluppo di sistemi di applicabili su maggior scala; un traguardo importante è arrivato nel marzo 2024, quando P2H2 è stata selezionata per un finanziamento di \$6,6 milioni dal DOE (Department of Energy) (power-h2.com). Tale grant, erogato dall'ufficio Fuel Cell Technologies, è finalizzato alla costruzione di una filiera domestica per la produzione di elettrolizzatori avanzati e dimostrare il design brevettato di P2H2 in stack su scala commerciale (power-h2.com). Il progetto coinvolge partner accademici e industriali come De Nora (leader negli elettrodi alcalini) per assicurare la fattibilità produttiva su larga scala. Questo sostegno federale riflette la fiducia nelle capacità della tecnologia P2H2 di "ridurre drasticamente i costi degli elettrolizzatori e migliorarne l'integrazione con le rinnovabili", avendo già dimostrato "durabilità con materiali a basso costo ed operazione ad alta pressione" (power-h2.com). In parallelo ai grant pubblici, Power to Hydrogen ha attirato crescenti investimenti privati, culminati in un Series A ad agosto 2024, in cui la società ha annunciato un round da oltre \$18 milioni guidato dall'acceleratore locale Rev1 Ventures e dall'investitore strategico Worthington Enterprises (crunchbase.com). In quell'occasione sono entrati nel capitale numerosi soggetti internazionali (12), tra cui il fondo belga Finindus, la utility giapponese JERA, la multinazionale chimica Asahi Kasei, il gigante elettrico American Electric Power (AEP) e i venture arm di utility europee come EDP Ventures (Portogallo), E.ON (Germania) ed ESB (Irlanda) (power-h2.com). Successivamente, a

marzo 2025, P2H2 ha annunciato un'estensione oversubscribed del Series A portando il totale raccolto a oltre \$20 milioni, grazie all'ingresso di due importanti attori del settore marittimo: Mitsui O.S.K. Lines (MOL), e Karpowership (power-h2.com). Questi investimenti strategici puntano a sostenere l'applicazione della tecnologia P2H2 nel comparto dei combustibili per lo shipping (idrogeno ed e-fuels), un ambito in forte trasformazione. In totale, entro il 2025 Power to Hydrogen ha raccolto in tutto circa \$40 milioni sommando capitali privati e fondi pubblici, cifra significativa per una startup hardware nel segmento dell'idrogeno verde. Da notare che alcune informazioni finanziarie dettagliate (ad es. valutazione post-money della società) non sono divulgate pubblicamente, un fatto comune nel caso di round privati non quotati.

Partner industriali e investitori strategici:

La rete di partnership costruita da Power to Hydrogen è estesa e diversificata, riflettendo l'approccio collaborativo dell'azienda nel portare la sua tecnologia sul mercato. Sul fronte industriale, P2H2 collabora strettamente con utilities energetiche globali: oltre alle già citate AEP, EDP, E.ON, ha lavorato con Enel Green Power (che ha ospitato progetti dimostrativi e premiato P2H2 in una sua challenge nel 2022 (rev1ventures.com) e con Shell Energy (supporto tecnico e di mercato nei primi prototipi). Nel settore industriale e manifatturiero, Worthington Enterprises (colosso dei prodotti in acciaio e pressione) non solo è investitore ma offre competenze per la progettazione di sistemi in pressione e potenziali sinergie produttive (power-h2.com).

Tra gli investitori strategici internazionali, spiccano partner legati a settori chiave per l'idrogeno: Finindus è collegato all'industria siderurgica (fondo di investimenti fondato da ArcelorMittal) e vede nell'idrogeno verde un vettore per decarbonizzare l'acciaio; MOL e Karpowership rappresentano il settore navale e delle infrastrutture galleggianti di potenza, interessati a nuove soluzioni di carburante a zero emissioni per navi e generazione di energia off-grid (power-h2.com). Sul lato tecnologico, collaborazioni con fornitori e centri di ricerca (es. De Nora per elettrodi, università come Carnegie Mellon) assicurano a P2H2 accesso a componenti avanzati e talenti in ambito R&D. Questo insieme di partner finanziari e industriali costituisce un vantaggio competitivo per Power to Hydrogen, facilitandone l'ingresso nei mercati target e la credibilità presso potenziali clienti. Va evidenziato infine, il supporto istituzionale continuo: P2H2 collabora con enti governativi come il DOE e la

Commissione Europea, segno di un forte allineamento con le politiche pubbliche di transizione energetica.

4.4.2 Tecnologia proprietaria e modello di business

Il cuore dell'innovazione di Power to Hydrogen è un elettrolizzatore a membrana a scambio anionico (Anion Exchange Membrane, AEM) di nuova generazione, progettato per produrre idrogeno verde con alta efficienza e ad alta pressione utilizzando materiali non rari. A differenza degli elettrolizzatori alcalini tradizionali (che operano con soluzione di KOH liquida) e di quelli PEM (a membrana a scambio protonico, che richiedono catalizzatori nobili come platino/iridio), la tecnologia AEM impiega una membrana polimerica che scambia ioni OH^- e permette l'uso di catalizzatori a base di metalli come il nichel o il manganese. P2H2 ha ulteriormente ibridato questo approccio, implementando un design proprietario denominato "Hybrid AEM", frutto di brevetti depositati, che unisce i vantaggi delle tecnologie convenzionali evitando però i loro limiti (fuelcellchina.com).

In pratica, l'elettrolizzatore P2H2 presenta: *elevata densità di corrente e risposta dinamica*, il sistema è capace di seguire rapidamente le variazioni di carico di input derivante da fonti rinnovabili (dynamic load following), modulando la produzione di H_2 in tempi inferiori a 5 secondi (power-h2.com). Questa caratteristica lo rende ideale per stabilizzare reti elettriche con fonti intermittenti (quali sono le rinnovabili), potendo assorbire surplus fotovoltaico o eolico quasi istantaneamente. In confronto, i sistemi alcalini convenzionali richiedono tempi molto più lunghi (decine di minuti) per variare la produzione, mentre i PEM sono rapidi ma sono carenti sui costi e sul degrado delle membrane (fuelcellchina.com). Test interni hanno mostrato che il prototipo P2H2 "si attiva alla piena potenza in meno di un minuto, contro i circa 50 minuti di un alcalino e i 5 minuti di un PEM". Altro punto di forza è l'operatività a pressione elevata: l'elettrolizzatore P2H2 può generare idrogeno direttamente ad alte pressioni fino a 200 bar o oltre, eliminando la necessità di compressori esterni nella maggior parte delle applicazioni, e quindi di ulteriori costi (power-h2.com). Questa è una differenza sostanziale rispetto ai competitor, in quanto tipicamente gli AEM di precedente generazione e i PEM operano intorno a 30 bar, mentre gli alcalini convenzionali producono H_2 a bassa pressione (circa 1-10 bar) richiedendo una fase di compressione separata, infine, gli AEM commerciali attuali (es. Enapter) operano a bassa pressione (<35 bar) (vedere capitolo 1). Ciò posiziona P2H2 in vantaggio rispetto a molti concorrenti "pressurized alkaline" di fornitori tradizionali come NEL o ThyssenKrupp gli AEM commerciali attuali (es. Enapter)

operano a bassa pressione (<35 bar). P2H2 rivendica di avere la “highest pressure” tra le tecnologie di elettrolisi, rendendo i suoi sistemi ideali per applicazioni dove l’idrogeno deve essere compresso o convertito in combustibili liquidi (e-metanolo, ammoniaca verde). La capacità di P2H2 di arrivare a ~200 bar (con ambizioni di 250 bar in progetti speciali, ad es. per NASA), deriva dal design robusto delle celle e dai materiali impiegati. In applicazioni come lo stoccaggio di energia o il rifornimento di veicoli, avere H₂ già in uscita ad alta pressione comporta minori perdite energetiche e un impianto complessivamente più semplice ed efficace. Inoltre, l’efficienza energetica e la durabilità giocano un ruolo di rilievo, in quanto, grazie a catalizzatori e membrane proprietarie, l’elettrolizzatore P2H2 raggiunge prestazioni di conversione elettrica competitive. In recenti test pilota, il sistema ha mostrato un consumo di circa 50 kWh per kg di H₂ prodotto (fuelcellchina.com). Inoltre, a differenza di molti prototipi AEM, la soluzione di P2H2 ha dimostrato longevità e robustezza in esercizio ciclico; basti pensare che durante una dimostrazione condotta presso il centro AEP in Ohio con partner europei, P2H2 ha operato con successo sotto cicli variabili (1000 ore) senza degradazione apprezzabile. L’azienda attribuisce questa durabilità a una serie di innovazioni nello stack: uso di membrane AEM prive di PFAS (polimeri fluorurati come il Nafion, soggetti a possibili restrizioni ambientali) e integrazione verticale della produzione di catalizzatori ed elettrodi (sviluppati in-house con strati di supporto che mitigano la corrosione), derivante dal know-how di pH Matter, per controllare la qualità (power-h2.com).

Queste soluzioni consentono di “ridurre del 10% i consumi elettrici rispetto ai concorrenti” e di abbattere le criticità dovute alle parti soggette a usura. Un elemento peculiare della tecnologia P2H2 (frutto del progetto Clean Energy Bridge) è la capacità di operare anche in modalità fuel cell, ricombinando l’idrogeno e l’ossigeno stoccati per generare elettricità. In pratica il sistema è concepito come un dispositivo duale, in grado di funzionare sia da elettrolizzatore (Power-to-H₂) sia da cella a combustibile (H₂-to-Power) invertendo il ciclo (rev1ventures.com). Questo concetto rende il prodotto P2H2 assimilabile a un sistema di accumulo integrato (un battery a idrogeno), aumentando il valore aggiunto per clienti con esigenze sia di produzione H₂ che di backup elettrico. È da sottolineare come attualmente l’azienda sta concentrando la commercializzazione sull’elettrolizzatore; la funzionalità di fuel cell potrebbe essere proposta in applicazioni specifiche (microreti isolate, spazio, ecc.) man mano che verranno superati i necessari test di affidabilità.

Elementi distintivi rispetto ai concorrenti:

considerando il panorama degli elettrolizzatori, la soluzione di Power to Hydrogen si distingue per una combinazione unica di caratteristiche tecniche e prestazionali: in primis P2H2 dichiara un CAPEX fino al 65% inferiore rispetto agli elettrolizzatori PEM convenzionali (power-h2.com), grazie all'uso di materiali abbondanti e poco costosi (acciaio inossidabile, catalizzatori senza platino né iridio) e a un design di balance of plant semplificato. L'eliminazione di componenti costosi (compressori, circuiti di raffreddamento complessi, rivestimenti in titanio) permette infatti notevoli risparmi. L'obiettivo esplicito è arrivare a un costo chiavi in mano sotto i \$450 per kW installato, soglia ritenuta necessaria per produrre idrogeno verde sotto \$2/kg (fuelcellchina.com). A differenza dei PEM che richiedono platino e iridio nei catalizzatori (materiali rari e costosi, potenzialmente colli di bottiglia su larga scala) e membrane fluorurate (es. Nafion), l'elettrolizzatore P2H2 è completamente iridium-free e utilizza membrane fluorine-free, evitando i rischi normativi e di approvvigionamento legati a tali materiali. Sul sito web, l'azienda afferma esplicitamente di aver conseguito la “commercial durability” su stack AEM dove altri concorrenti AEM non sono ancora riusciti (power-h2.com). Questo è un vantaggio competitivo enorme se confermato, significa infatti la possibilità di offrire ai clienti la stessa affidabilità delle tecnologie mature (AEL, PEM), ma con i benefit di costo e flessibilità dell'AEM.

Mercati target e segmenti serviti:

La tecnologia di Power to Hydrogen è stata concepita fin dall'inizio con una visione applicativa trasversale, per rispondere a esigenze in diversi settori della transizione energetica. I principali mercati e use-case a cui l'azienda si rivolge includono il settore industriale (“Power to Industry”), per fornire idrogeno a basso costo e ossigeno pressurizzato per grandi utilizzatori industriali. Inoltre, applicazioni chiave citate sono la produzione di e-fuels (es. metanolo, ammoniaca) che richiedono H₂ verde su larga scala, la raffinazione petrolifera (idrogeno come reagente), la metalurgia, in particolare per produrre il cosiddetto “green steel” dove l'idrogeno rimpiazza il carbone nel ridurre il minerale di ferro, nonché industrie del vetro e chimiche che usano ossigeno (power-h2.com). In questi contesti, l'alta produttività e la co-produzione di O₂ puro degli elettrolizzatori P2H2 possono essere valorizzate (ossigeno che altrimenti viene sprecato può essere venduto/utilizzato in processo). Un'altra applicazione, riguarda anche l'integrazione di energie rinnovabili e reti (“Power to Renewables”) ovvero soluzioni di Power-to-X per impianti eolici e fotovoltaici

su scala utility. P2H2 enfatizza come l'idrogeno verde possa "sbloccare i colli di bottiglia che limitano le rinnovabili", convertendo la produzione in surplus in una nuova risorsa energetica esportabile (power-h2.com). I suoi elettrolizzatori sono ideali per essere installati direttamente presso parchi solari/eolici (behind-the-meter), producendo H₂ nelle ore di picco e incrementando il fattore di utilizzo degli impianti rinnovabili. Ciò consente da un lato di stabilizzare la rete (evitando distacchi di carico dovuti a sovrapproduzione) e dall'altro di creare valore aggiunto vendendo l'idrogeno o trasformandolo in combustibili verdi; il target qui comprende operatori di rete, independent power producers e sviluppatori di hub d'idrogeno. P2H2 mira anche a servire il nascente mercato dell'idrogeno per trasporti pesanti e flotte ("Power to Transport"). I suoi sistemi possono ridurre il costo del carburante H₂ per veicoli a celle a combustibile, grazie all'alta efficienza e al CAPEX contenuto, rendendo economicamente più sostenibile l'adozione di bus, camion e mezzi da cantiere a idrogeno. Un elettrolizzatore compatto e dinamico come quello di P2H2 può essere installato presso depositi di autobus o stazioni di rifornimento on-site, producendo idrogeno pressurizzato pronto all'uso senza dover ricorrere al trasporto tramite trailer.

Il settore logistico e dei veicoli pesanti è considerato un early market fondamentale: Matter sottolineava come le batterie non siano efficienti per mezzi a lunga percorrenza (camion, treni, navi) e come l'idrogeno possa alimentare questi veicoli con serbatoi riforniti rapidamente e autonomie elevate (rev1ventures.com). P2H2 ha sviluppato demo in collaborazione con Shell Hydrogen proprio in ambito refueling, e il suo sistema reversibile potrebbe fornire anche power boost (energia di picco) per carichi come i carrelli elevatori a fuel cell durante operazioni in magazzino (rev1ventures.com). Inoltre, con l'ingresso di MOL e Karpowership tra gli investitori, il settore marittimo rientra a pieno titolo nei target: P2H2 vede opportunità nell'alimentare con idrogeno ed e-fuel le navi, installando elettrolizzatori nei porti, a bordo di navi da trasporto energetico, o in piattaforme offshore e powership galleggianti per fornire energia pulita alle reti insulari.

In definitiva, il modello di business di P2H2 si rivolge a un ampio ventaglio di segmenti accomunati dall'esigenza di sfruttare l'idrogeno verde in modo economico e flessibile. La proposta di valore di Power to Hydrogen comporta ricadute positive sia sul piano economico-operativo per i clienti, sia sul piano ambientale-sistemico. Per quanto riguarda i vantaggi economici, utilizzando la tecnologia P2H2, le aziende possono ottenere idrogeno verde a costi potenzialmente inferiori rispetto alle opzioni attuali. Il minor CAPEX iniziale significa un investimento più contenuto per unità di capacità installata, riducendo la barriera

di ingresso per progetti H₂. Inoltre, l'alta efficienza (minor kWh per kg di H₂) e la possibilità di inseguire la produzione rinnovabile evitano sprechi di elettricità e riducono l'OPEX. In sintesi, per molte applicazioni l'adozione della soluzione P2H2 può tradursi in un TCO (Total Cost of Ownership) inferiore rispetto ad altre alternative: l'azienda mira a dimostrare che produrre idrogeno sul posto con i suoi sistemi conviene economicamente rispetto all'acquisto di idrogeno liquido o compresso trasportato (che incorpora costi di liquefazione/trasporto elevati). Come tutte le tecnologie Power-to-X basate su rinnovabili, l'elettrolizzatore di P2H2 abilita la produzione di idrogeno senza emissioni di CO₂, in sostituzione dell'idrogeno grigio da metano (che oggi genera ~9-10 kg CO₂ per kg H₂ prodotto). Ogni sistema installato contribuisce quindi a decarbonizzare processi industriali e trasporti che attualmente dipendono da fonti fossili.

Modello commerciale e approccio al mercato:

P2H2 adotta un modello B2B, fornendo i propri sistemi a clienti industriali e operatori energetici tramite vendita diretta e partnership progettuali. In fase iniziale, l'azienda sta producendo internamente i sistemi dimostrativi e pre-commerciali (es. unità "K-Class" pilota da alcune decine di kW e moduli "M-Class" nell'ordine del MW) nella sua sede di Columbus, per poi installarli presso i siti dei clienti in collaborazione con questi ultimi. La value proposition commerciale non è semplicemente l'elettrolizzatore, ma "l'economia dell'idrogeno chiavi in mano": P2H2 lavora a stretto contatto con il cliente per integrare l'elettrolizzatore nel suo processo o impianto, ottimizzando i profili di funzionamento in base ai prezzi energetici e obiettivi di produzione di H₂. Ad esempio, con il progetto al Port of Antwerp-Bruges l'azienda ha co-progettato un piano di esercizio nel NextGen Demo hub per massimizzare l'utilizzo di elettricità rinnovabile locale e dimostrare la fattibilità in ambiente reale. Questo indica un approccio di co-creazione del progetto più che una mera fornitura hardware del prodotto finale. Dal punto di vista dei ricavi, oltre alla vendita degli elettrolizzatori, P2H2 prevede revenue aggiuntive da servizi e manutenzione; gli impianti hanno vita utile pluridecennale e richiederanno ricambi (membrane, elettrodi) e assistenza: P2H2 può stipulare contratti di O&M (operazione e manutenzione) garantendo efficienza in cambio di una fee prestabilita. Inoltre, la natura modulare degli stack AEM offre opportunità di upgrade futuri, ad esempio, miglioramenti nei materiali potrebbero essere retro-applicati sostituendo stack o componenti, generando ulteriori vendite post-installazione. L'azienda potrebbe anche sfruttare il licensing: la partnership con De Nora suggerisce che in futuro

P2H2 potrebbe concedere in licenza parte della sua tecnologia produttiva per accelerare la diffusione (De Nora è un produttore di elettrodi globale). In prospettiva, se la domanda di idrogeno decollerà, P2H2 dovrà valutare il passaggio da produzione in-house artigianale a produzione industriale di massa. In tal caso, il modello commerciale potrebbe espandersi includendo la costruzione di uno stabilimento dedicato e la vendita attraverso una rete di distributori o system integrator partner in diverse regioni. L'apertura dell'ufficio in Belgio nel 2024, infatti, indica la volontà di servire direttamente il mercato europeo, magari appoggiandosi a partner locali per l'assemblaggio finale o la manutenzione. Per quanto riguarda la competizione, P2H2 si trova in un settore con attori più grandi (ad es. Nel, Electric Hydrogen, Cummins/Hydrogenics, Siemens Energy per elettrolizzatori alcalini/PEM, e startup come Enapter per AEM modulare). L'azienda cerca di differenziarsi con un go-to-market agile e focalizzato su nicchie non ben servite: microreti, dimostrativi industriali innovativi, progetti decarbonizzazione in cui gli incumbent non hanno soluzioni calibrate. Ad esempio, se si va a fare un confronto con la già analizzata Enapter, si vede come quest'ultima punta a una piccola scala modulare; P2H2 può ritagliarsi spazi intermedi (impianti di qualche MW flessibili) dove pochi competitori offrono pacchetti equivalenti. In conclusione, il modello di business di Power to Hydrogen è quello di un provider tecnologico integrato: vende hardware innovativo (elettrolizzatori), supporta il cliente con servizi di ingegneria e opera in partnership per implementare soluzioni su misura. Questa formula, unita ai vantaggi tecnici, mira a ridurre il rischio percepito per gli utenti finali nell'adottare l'idrogeno verde, fornendo risultati tangibili (H₂ prodotto a costi competitivi) in progetti pilotabili oggi e scalabili domani. L'orientamento multisettoriale e la modularità offrono resilienza nel modello, infatti, P2H2 può riallocare risorse da un segmento all'altro a seconda di dove le condizioni di mercato e gli incentivi rendano più conveniente l'idrogeno in ciascun periodo.

4.4.3 Strategia aziendale e prospettive di sviluppo

La strategia di Power to Hydrogen può essere riassunta nell'equilibrio tra validazione tecnologica e alleanze strategiche: "prove e partner". L'azienda ha puntato fin da subito su una roadmap di dimostrazioni concrete per certificare la maturità della propria tecnologia AEM su scala industriale, evitando di rimanere confinata alla dimensione prototipale. Il progetto pilota Free Electrons con utility internazionali ha rappresentato il primo banco di prova, seguito dall'ambizioso progetto al porto di Anversa, dove verrà installato lo stack

AEM più grande mai realizzato fino ad oggi. In parallelo, P2H2 ha costruito una rete di partnership industriali e istituzionali – con attori come Shell, DOE, NASA, Enel, MOL – che le consente di accedere a competenze, mercati e visibilità ben superiori a quelle tipiche di una startup in fase early stage.

La strategia commerciale iniziale dell'azienda è focalizzata sulla vendita di impianti chiavi in mano (elettrolizzatori modulari) per progetti pilota e prime applicazioni nei suddetti mercati. In prospettiva, P2H2 potrebbe evolvere verso offerte integrate di soluzioni complete ad esempio con partnership in cui fornisce il know-how tecnologico mentre un partner locale gestisce l'installazione (come nel caso del Port of Antwerp con l'autorità portuale). Un possibile modello emergente è anche quello del “*hydrogen-as-a-service*”, dove invece di vendere l'apparecchiatura, la startup mantiene la proprietà e vende idrogeno prodotto on-site al cliente finale. Questo modello è in fase di valutazione da molti operatori del settore, specialmente per clienti che preferiscono pagare l'idrogeno a consumo. Sebbene P2H2 non dichiari esplicitamente sul suo sito l'adozione di HaaS, la presenza tra gli investitori di utility e operatori energetici suggerisce che potrebbero nascere JV o accordi di servizio in cui P2H2 fornisce la tecnologia e il partner eroga il servizio di rifornimento idrogeno (ad esempio, Karpowership potrebbe implementare elettrolizzatori P2H2 sulle sue piattaforme e vendere energia/idrogeno come servizio nelle aree servite). In aggiunta, P2H2 è in grado di offrire servizi di ingegneria e integrazione: può supportare i clienti nello studio di fattibilità, nell'analisi economica (costo livellato dell'H₂) e nell'ottenimento di incentivi pubblici, posizionandosi non solo come vendor ma anche come solution provider.

L'approccio adottato è volutamente differenziato: anziché confrontarsi direttamente con i grandi player su progetti pubblici miliardari, l'azienda ha scelto di operare in nicchie di mercato meno servite ma strategiche, come le micro reti industriali off-grid, i cluster portuali o i sistemi di accumulo stagionale per comunità remote. In questi contesti, la semplicità, la modularità e la versatilità della tecnologia P2H2 (capace anche di operare in modalità reversibile), rappresentano un vantaggio competitivo tangibile. Allo stesso tempo, mantenendo una struttura asset-light (l'azienda non costruisce tutto internamente, ma si concentra sul cuore tecnologico (lo stack AEM)) e collaborando con fornitori e integratori esterni per le fasi non-core (es. compressione, storage, integrazione), l'azienda riesce a contenere gli investimenti fissi, concentrando le risorse sullo sviluppo e sull'industrializzazione del proprio stack. La strategia di crescita prevede il consolidamento industriale entro il 2025, con l'obiettivo di avviare la produzione di sistemi multi-MW e

commercializzare i primi impianti su larga scala entro il 2026. Sul fronte geografico, Power to Hydrogen sta costruendo un ponte transatlantico tra Stati Uniti ed Europa, aprendosi così all'accesso simultaneo a due dei più ricchi ecosistemi di sostegno all'idrogeno verde (IRA da un lato, Green Deal e Hydrogen Bank dall'altro). Inoltre, la presenza di investitori corporate come Worthington, JERA e Finindus lascia intravedere la possibilità di future sinergie o operazioni straordinarie, senza escludere potenziali acquisizioni.

In conclusione, Power to Hydrogen rappresenta una startup agile ma ambiziosa, capace di proporre un'alternativa credibile alle tecnologie dominanti nell'elettrolisi. Il suo percorso dimostra come una combinazione intelligente di innovazione tecnica, alleanze mirate e orientamento strategico possa portare una tecnologia emergente dal laboratorio al mercato globale. Se saprà mantenere le promesse tecniche e industrializzare con successo il proprio prodotto, P2H2 potrà davvero contribuire ad abbattere il costo dell'idrogeno verde e a renderlo accessibile su scala industriale. Un caso esemplare di come, nella transizione energetica, l'innovazione non arrivi solo dai colossi, ma anche da startup visionarie ben radicate in ecosistemi che ne supportano la crescita.

CAPITOLO 5: Conclusioni

Con quest'ultimo capitolo si chiude la presente trattazione, la quale ha messo in luce come l'idrogeno verde rappresenti uno dei pilastri portanti della transizione energetica globale, pur trovandosi ancora in una fase di sviluppo non pienamente matura. Il ruolo cardine di questo elemento è dato dal fatto che rappresenta un'opzione alternativa, sostenibile e scalabile se messa a confronto quelle già esistenti.

Inizialmente è stato descritto lo stato dell'arte delle principali tecnologie di elettrolisi (AEL, PEM, AEM e SOEC), analizzandone il funzionamento, i punti di forza e i limiti, facendo emergere come limiti principali il costo dello stack, lo stoccaggio, il trasporto e il prezzo delle fonti rinnovabili, quest'ultimo ancora elevato ma con un trend in rapida diminuzione. È emerso come ciascuna tecnologia presenti caratteristiche simili e livelli di maturità tecnologica differenti (TRL), con l'elettrolisi alcalina (ALK) più matura e consolidata a livello industriale, la PEM più esosa ma in rapida diffusione, e le tecnologie AEM, SOEC e in particolar modo la fotocatalisi, ancora in fase iniziale di sviluppo ma molto promettenti sul piano dell'efficienza e dei costi futuri.

L'analisi di mercato ha poi fornito un quadro a livello globale, evidenziando come gli investimenti annunciati fino al 2030 superino i 600 miliardi di dollari. Tuttavia, solo una parte minoritaria di questi progetti ha raggiunto la fase di *Final Investment Decision (FID)*, circa il 10%, a dimostrazione del divario ancora esistente tra ambizioni e realizzazioni concrete. Questo dato rende noto il divario ancora presente tra ambizioni e realizzazioni concrete, sottolineando l'importanza di strumenti di policy.

L'analisi brevettuale ha permesso in seguito di osservare l'accelerazione delle innovazioni tecnologiche, e quindi dei depositi brevettuali legati alle tecnologie correlate all'idrogeno verde, in particolar modo dal 2015 in poi. I dati hanno mostrato una forte concentrazione dei brevetti in pochi paesi leader (Stati Uniti, Cina, Giappone ed Europa), e in pochi grandi gruppi industriali affermati specialmente nel settore Oil&Gas, a testimonianza della crescente attenzione strategica attorno a questa tecnologia.

Infine, lo studio dell'ecosistema imprenditoriale ha messo in luce il ruolo delle start-up e delle scale-up nel capaci di trasformare semplici idee di business e risultati di anni di ricerca in soluzioni innovative e scalabili. Attraverso i casi studio di Electric Hydrogen, Enapter e Power to Hydrogen (PH2), si è visto come modelli di business innovativi e forti capacità di raccolta capitali possano trasformare imprese giovani in attori di rilievo internazionale. È

emerso chiaramente come, trattandosi di tecnologie hardware-based e fortemente capital intensive, le start-up dell'idrogeno necessitano di strumenti finanziari diversificati (equity, venture debt e grant) per superare le fasi più rischiose di sviluppo.

Alla luce delle diverse conclusioni a cui si è arrivati nei diversi capitoli, è possibile effettuare delle considerazioni trasversali sull'argomento. In primo luogo, è ormai chiaro che l'idrogeno verde è un segmento in cui la **tecnologia da sola non è sufficiente**, in quanto il successo dipende da un mix tra innovazione scientifica, disponibilità di capitali, quadro normativo favorevole e domanda di mercato. Senza uno di questi elementi, anche le tecnologie più promettenti rischiano di rimanere confinate a livello dimostrativo, dal punto di vista brevettuale (quindi innovativo), per esempio, l'idrogeno verde non presenta particolari carenze, quanto invece per la domanda di mercato e investimenti di capitali che ad oggi non sono tasselli particolarmente maturi, ma in rapida ascesa. In secondo luogo, emerge chiaramente il ruolo delle politiche pubbliche nel ridurre il cosiddetto *green premium*, ovvero il differenziale di costo tra idrogeno rinnovabile e idrogeno fossile. Meccanismi come i contratti per differenza (CfD) in Europa o il credito d'imposta 45V (IRA) negli Stati Uniti si sono dimostrati strumenti cruciali per dare fiducia agli investitori e stimolare la nascita di progetti concreti. Come ultimo spunto di riflessione, vale la pena far notare che a seguito dell'analisi brevettuale condotta, il portfolio dei top applicants per le tecnologie green hydrogen appare essere molto diversificato, in quanto gli investimenti non si concentrano su una singola tecnologia di elettrolisi (o fotocatalisi) in particolare, ma diversificano, cercando di mantenere alta l'innovazione e di non verticalizzarsi.

Come ogni elaborato di ricerca, anche questa tesi presenta alcuni **limiti** che è opportuno far presente al lettore. In primo luogo, l'analisi si è basata prevalentemente su **fonti secondarie** (report di agenzie internazionali, paper scientifici, studi di mercato, database brevettuali), che, seppur autorevoli, possono presentare discrepanze nei dati e stime non sempre aggiornate. Inoltre, come accennato all'inizio del Capitolo 3, il database su cui si basano le analisi proviene da delle **query** impostate secondo una struttura che si è ritenuta complessivamente esaustiva, ma, cambiando anche minimamente l'input, il risultato potrebbe cambiare radicalmente. Poi c'è da tener conto che **l'evoluzione** del settore è **estremamente rapida**: molti progetti sono ancora in fase di annuncio e non è possibile prevedere con certezza quali verranno effettivamente realizzati nei tempi previsti.

Infine, il lavoro non ha potuto affrontare in modo esaustivo aspetti legati alle materie prime critiche, alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio, e alle normative vigenti negli altri paesi del mondo, argomenti, che meriterebbero sicuramente ulteriori approfondimenti.

Per ciò che riguarda gli **sviluppi futuri**, è essenziale una pianificazione strategica ben mirata e un costante supporto politico, affinché l'idrogeno verde si espanda. Le risorse, sia pubbliche che private, non sono illimitate, quindi è necessario destinare l'idrogeno alle applicazioni in cui non ci sono alternative valide, evitando di impiegarlo in settori già ben coperti dall'elettrificazione. In questo contesto, sarebbe utile orientare gli incentivi verso un *“uso appropriato” dell'idrogeno*, promuovendo progetti nel settore industriale e nei trasporti pesanti e marittimi, dove le soluzioni a batteria non sono ancora praticabili. Questo non significa escludere l'idrogeno da tutti gli altri settori: in futuro, con una produzione di idrogeno più abbondante e conveniente, anche le auto a celle a combustibile potrebbero avere un loro posto nel mercato. Tuttavia, è fondamentale adottare un approccio pragmatico, che permetta di massimizzare i benefici combinati delle diverse tecnologie. A livello globale, governi e istituzioni, come quelli europei, americani e cinesi, sembrano aver compreso questa necessità; le politiche attuali mirano a sostenere sia lo sviluppo delle batterie, ormai pronte per la diffusione su larga scala, sia l'espansione dell'idrogeno, che si trova ancora nelle fasi iniziali di scaling. La collaborazione e la sinergia tra queste due tecnologie saranno cruciali per costruire un futuro energetico più sostenibile e resiliente. Dal punto di vista del mercato, sarà invece interessante capire come i grandi programmi pubblici (IRA, IPCEI europei) influenzeranno la competitività internazionale nel medio-lungo periodo e con quale rapidità.

In definitiva, il percorso verso la piena decarbonizzazione dei settori hard-to-abate è solo agli inizi e richiederà uno sforzo sistemico su più fronti. Occorre certamente moltiplicare gli sforzi per incrementare la capacità energetica derivante dalle FER, definire un quadro normativo chiaro e coerente a livello europeo capace di offrire certezze agli operatori del settore, e attivare meccanismi di monitoraggio periodico per valutare l'efficacia delle misure adottate, correggendo tempestivamente eventuali criticità. Solo così sarà possibile trasformare le ambizioni in risultati concreti, senza disperdere ulteriore tempo, risorse ed opportunità.

Bibliografia

- A. Ajanovic, M. Sayer and R. Haas. (2022). “*The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen*”. *International Journal of Hydrogen Energy* 47: 24136–24154.
- Incer-Valverde, Jimena, Amira Korayem, George Tsatsaronis, and Tatiana Morosuk. (2023). “Colors of Hydrogen: Definitions and Carbon Intensity.” *Energy Conversion and Management* 291: 117294.
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. Paris: IEA.
- Ivan Panić, Aleksandar Cuculić and Jasmin Ćelić. (2022). “Color-Coded Hydrogen: Production and Storage in Maritime Sector”. *Journal of Marine Science and Engineering* 10(12): 1995.
- M. Newborough and G. Cooley (2020). Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bulletin*, 2020(11), 16-22.
- Nicola Armaroli, Elisa Bandini and Andrea Barbieri. (2023). “Il vettore idrogeno: vincoli e opportunità.” *La Chimica e l’Industria* 7(5): 62–66
- Pavlos Nikolaidis, Andreas Poullikkas. (2016). “A comparative overview of hydrogen production processes”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67: 597-611.
- Peter Majewski, Fatemeh Salehi and Ke Xing. (2023). “Green Hydrogen.” *AIMS Energy* 11(5): 878–895.
- Victor Joseph Aimikhe and Oghenegare Emmanuel Eyankware. (2023). “Recent Advances in White Hydrogen Exploration and Production: A Mini Review.” *Journal of Energy Research and Reviews* 13(4): 64–79.
- Ricerca sul Sistema Energetico - RSE, *RSEview - Idrogeno 1: Le basi*. Milano: RSE S.p.A., 2022, 15.
- Shiva Kumar, S., and Hankwon Lim. “An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production.” *Energy Reports* 8 (2022): 13793–13813.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- Ma Nan, Weihua Zhao, Wenzhong Wang, Xiangrong Li, e Haiqin Zhou. (2024). “Large Scale of Green Hydrogen Storage: Opportunities and Challenges.” *International Journal of Hydrogen Energy* 50: 379–396.
- BloombergNEF. 2020. *Hydrogen Economy Outlook: Key Messages*. Bloomberg Finance L.P

Department for Energy Security and Net Zero. 2023. *Hydrogen Transport and Storage Cost Report*. London: Crown Copyright.

Patonia, Aliaksei, e Rahmatallah Poudineh. 2022. *Cost-Competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolysers?* EL 47. Oxford: Oxford Institute for Energy

Lazard. *Levelized Cost of Energy+, Levelized Cost of Storage+, and Levelized Cost of Hydrogen+ Analyses—Version 17.0, 9.0, and 4.0*. New York: Lazard, June 2024.

Saraceno A. (2023) “*Introduzione alla PI*” Politecnico di Torino

Trippe, Anthony. 2015. *Guidelines for Preparing Patent Landscape Reports*. Geneva: World Intellectual Property Organization (WIPO).

European Patent Office (EPO) and International Energy Agency (IEA). 2023. *Hydrogen Patents for a Clean Energy Future: A Global Trend Analysis of Innovation along Hydrogen Value Chains*. Munich: EPO.

H2UB. 2024. *Mind the Gap: Venture Funding of Hydrogen Start-ups – EU and US Investment Patterns and Policy Implications*. Essen: H2UB.

EN21. *Renewables 2022 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat, 2022.

Sitografia

<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>

<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen/Global-model-ETHER>

<https://www.innoenergy.com/for-innovators/news-events/the-green-hydrogen-gap-decarbonising-hard-to-abate-industries-with-deep-tech/>

<https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/idrogeno>

<https://www.chimica-online.it/elementi/idrogeno.htm>

https://www.engineeringtoolbox.com/fossil-fuels-energy-content-d_1298.html

<https://assogastecnici.federchimica.it/>

<https://www.ch.endress.com/it/soluzioni-sostenibilita-ndustria/produzione-idrogeno/idrogeno-derivante-gas-naturale#toc20>

<https://www.eai.enea.it/archivio/energia-e-green-new-deal-sommario/i-colori-dell-idrogeno-nella-transizione-energetica.html?highlight=WyJpZlJvZ2VubyJd>

<https://www.power-technology.com/analysis/hydrogenpower-blue-green-grey-brown-extraction-production-colour-renewable-energy-storage>

<https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/idrogeno-turchese/>

<https://it.euronews.com/my-europe/2023/03/28/lidrogeno-rosa-e-la-battaglia-europea-sul-nucleare>

<https://www.eni.com/it-IT/visione/accesso-energia/neutralita-tecnologica.html#:~:text=La%20neutralit%C3%A0%20tecnologica%20%C3%A8%20il,ed%20efficacia%20nel%20ridurre%20le>

<https://mondoidrogeno.com/colori-idrogeno>

<https://www.geopop.it/sotto-la-finlandia-potrebbe-esserci-uno-dei-depositi-di-idrogeno-bianco-piu-grandi-al-mondo/>

<https://eletttricomagazine.it/page/4/?s=idrogeno+verde>

<https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/elettrolizzatori-aem-catalizzatore/>

<https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/electrolysers>

<https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen-production>

<https://www.qualenergia.it/articoli/import-idrogeno-germania-costi-solo-trasporto-fino-7-mld-entro->

[2030/#:~:text=Al%20contrario%2C%20se%20l'idrogeno,viceversa%2C%20ha%20rilevato%20la%20ricerca.](#)

[https://hydrogenera.eu/tpost/jb6a68znu1-beyond-batteries-why-green-hydrogen-is-k#:~:text=One%20critical%20advantage%20of%20green,require%20a%20high%20energy%20output](#)

[https://clouglobal.com/the-pros-and-cons-of-hydrogen-energy-storage-is-worth-the-investment/#:~:text=,storage%2C%20such%20as%20electrolysers%20and](#)

[https://www.autoscout24.it/informare/consigli/migliori-auto/auto-a-idrogeno-prezzo-caratteristiche-in-vendita-italia/?utm](#)

[https://hydrogen-central.com/global-hydrogen-car-sales-fall-30-2-in-2023/#:~:text=Global%20hydrogen%20car%20sales%20fall,in%202023](#)

[https://www.treccani.it/](#)

[https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/idrogeno-verde-da-fotocatalisi-prototipo-australiano/](#)

[https://news.crunchbase.com/clean-tech-and-energy/hydrogen-startup-funding-boom-zeroavia-electrolyzers/#:~:text=China%2C%20which%20has%20seen%20a,of%20the%20global%20supply](#)

[https://www.nasdaq.com/](#)

[https://eh2.com/](#)

[https://www.clay.com/dossier/electric-hydrogen-funding#:~:text=Series%20A,Round%3A%20Not%20publicly%20disclosed](#)

[https://c3newsmag.com/the-secret-behind-the-first-1-billion-green-hydrogen-startup/#:~:text=,%E2%80%9D](#)

[https://www.esgtoday.com/green-hydrogen-startup-electric-hydrogen-raises-380-million/#:~:text=its%201,systems%20already%20reserved%20by%20customers](#)

[https://www.enapter.com/en/](#)

[https://earthshotprize.org/winners-finalists/aem-electrolyser/#:~:text=Pacific%20Islanders%2C%20living%20under%20the,way%20we%20power%20our%20world](#)

[https://www.fuelcellchina.com/FuelCellChina_details/4.html#:~:text=Sebastian,bring%20more%20efficient%20and%20reliable](#)

[https://www.rev1ventures.com/](#)

<https://www.oliverwyman.com/our-expertise/insights/2024/jul/global-venture-capital-trends-in-clean-energy.html#:~:text=VC%20investment%20in%20low,2022%20by%20the%20%2034>

<https://www.eib.org/en/press/all/2025-107-eib-finances-galp-s-renewable-hydrogen-and-biofuels-projects-in-sines-with-eur430-million#:~:text=Portugal%3A%20EIB%20finances%20Galp%27s%20Renewable,at%20transforming%20Galp%27s%20Sines%20Refinery>

<https://strategicenergy.eu/galp-signs-a-e430-million-funding-agreement-with-the-eib-for-its-renewable-hydrogen-and-biofuels-projects-in-portugal/#:~:text=Galp%20signs%20a%20%E2%82%AC430%20million,at%20transforming%20Galp%27s%20Sines%20Refinery>

https://www.eeas.europa.eu/delegations/chile/chile-eu-eib-and-kfw-finance-renewable-hydrogen-projects-chile-%E2%82%AC2165-million_en#:~:text=EU%2C%20EIB%20and%20KfW%20to,with%20CORFO%20as%20the

<https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/11/15/hydrogen-for-development-partnership-h4d-launch#:~:text=World%20Bank%20Group%20Announces%20International,carbon>

<https://ammoniaenergy.org/articles/world-bank-new-roadmap-for-scaling-project-finance/#:~:text=World%20Bank%3A%20new%20roadmap%20for>

<https://www.energy.gov/>

<https://www.cedingegneria.it/news/red-iii-nuova-direttiva-ue-sulla-promozione-delle-fonti-rinnovabili/>

<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/eu-policy/renewable-energy-directive#:~:text=In%20relation%20to%20hydrogen%2C%20demand,other%20transport%20sectors%2C%20it%20is>

<https://www.bruegel.org/analysis/lessons-european-unions-inaugural-hydrogen-bank-auction#:~:text=Lessons%20from%20the%20European%20Union%27s,billion%20reserved%20for%20a>

