



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale

A.a. 2021/2022

Sessione di Laurea Ottobre 2022

Traiettorie di sviluppo della tecnologia green hydrogen:
analisi degli aspetti economici, normativi e nuovi modelli di business.

Development curves in green hydrogen technology: analysis of economic
aspects, regulatory aspects and new business models.

Relatore:

Chiar.mo Prof.re Giuseppe Scellato

Candidato:

Giovanni Speranza

289928

INDICE

CAPITOLO 1: IL GREEN HYDROGEN: PRESENTAZIONE, ASPETTI PRINCIPALI E RUOLO DELLA POLITICA

<i>1.1 Il concetto di green hydrogen e la sua diffusione.....</i>	<i>5</i>
<i>1.2 Dalla produzione allo stoccaggio del green hydrogen.....</i>	<i>11</i>
<i>1.3 Il ruolo della politica a sostegno del green hydrogen.....</i>	<i>17</i>
<i>1.4 Tabella di marcia della strategia dell'UE verso il 2050.....</i>	<i>29</i>

CAPITOLO 2: BARRIERE ALL'ADOZIONE DEL GREEN HYDROGENE E PROSPETTIVE PER IL FUTURO

<i>2.1 Barriere allo sviluppo del green hydrogen.....</i>	<i>43</i>
<i>2.2 Criticità nelle possibili aree di applicazione e lungo le fasi del ciclo di vita.....</i>	<i>47</i>
<i>2.3 Prezzo del green hydrogen e la strategia nel tempo.....</i>	<i>55</i>

CAPITOLO 3: DATABASE DELLE IMPRESE E DELLE STARTUP COINVOLTE

<i>3.1 Analisi delle grandi imprese.....</i>	<i>61</i>
<i>3.2 Caratteristiche ed organizzazione delle startup coinvolte nel processo di realizzazione degli elettrolizzatori e delle fuel cells.....</i>	<i>69</i>
<i>3.3 Startup coinvolte nelle fasi di produzione e distribuzione del green hydrogen.....</i>	<i>81</i>
<i>3.4 Conclusioni.....</i>	<i>99</i>

CAPITOLO 4: ANALISI BREVETTUALE

<i>4.1 Principali brevettatori e trend di brevettazione.....</i>	<i>103</i>
<i>4.2 Green Hydrogen Electrolyzers.....</i>	<i>107</i>
<i>4.3 Brevettazione riguardante le Fuel Cells.....</i>	<i>111</i>
<i>4.4 Green Hydrogen Producer.....</i>	<i>115</i>
<i>4.5 Green Hydrogen Distribution.....</i>	<i>119</i>
<i>4.6 Conclusioni.....</i>	<i>123</i>

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	127
---------------------------------------	------------

CAPITOLO 1

IL GREEN HYDROGEN: PRESENTAZIONE, ASPETTI PRINCIPALI E RUOLO DELLA POLITICA

1.1 IL CONCETTO DI GREEN HYDROGEN E LA SUA DIFFUSIONE

Il mondo sta affrontando la grande sfida del cambiamento climatico. Nel 2015 la comunità globale si è impegnata ad agire per contrastare l'aumento della temperatura globale. Un numero crescente di paesi si sta impegnando a raggiungere le emissioni nette di anidride carbonica pari a zero entro la metà del secolo. Per raggiungere la completa decarbonizzazione dell'economia, sarà necessaria un'azione ad ampio raggio che coinvolge tutti i settori economici.

L'idrogeno sta godendo di un'attenzione in rapida crescita in Europa e nel Mondo. L'idrogeno può essere usato come materia prima, come combustibile o come vettore energetico. Ha molte applicazioni possibili nei settori dell'industria, dei trasporti, dell'energia e dell'edilizia. Offre quindi una soluzione per decarbonizzare i processi industriali, soprattutto nei settori economici in cui la riduzione delle emissioni è urgente e difficile da raggiungere.

Tutto questo rende l'idrogeno una componente fondamentale per portare a termine sia l'obiettivo dell'UE che quello mondiale, ovvero quello di raggiungere l'uso nullo del carbonio entro il 2050, come dichiarato nell'accordo di Parigi.

Eppure, oggi, l'idrogeno rappresenta una frazione modesta del mix energetico globale e dell'UE, ed è ancora in gran parte prodotto da combustibili fossili, in particolare dal gas naturale o dal carbone, con il conseguente rilascio di 70-100 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno all'interno dei confini dell'Unione Europea. Affinché l'idrogeno contribuisca alla neutralità climatica, deve raggiungere una scala molto più grande e la sua produzione deve diventare completamente decarbonizzata.

In passato, ci sono stati picchi di interesse per l'idrogeno, ma il suo utilizzo non è mai decollato. Oggi, il rapido calo dei costi delle energie rinnovabili, gli sviluppi tecnologici e l'urgenza di ridurre drasticamente le emissioni di gas serra stanno aprendo nuove possibilità e diverse visioni.

Molti indicatori segnalano che siamo ormai vicini a un punto di svolta. Ogni settimana vengono annunciati nuovi piani d'investimento. Tra Novembre 2019 e Marzo 2020, gli analisti di mercato hanno aumentato l'elenco degli investimenti globali previsti da 3,2 GW a 8,2 GW di elettrolizzatori entro il 2030 (di cui il 57% in Europa). Inoltre, il numero di aziende che hanno aderito al International Hydrogen Council è cresciuto da 13 nel 2017 ad 81 oggi.

Ci sono molte ragioni per cui l'idrogeno è una priorità chiave per realizzare il Green Deal europeo e la transizione energetica dell'Europa. L'elettricità rinnovabile dovrebbe decarbonizzare una grande quota del consumo energetico dell'UE entro il 2050, ma non tutta.

L'idrogeno ha un forte potenziale per colmare parte di questo gap, come vettore per lo stoccaggio di energia rinnovabile e per il trasporto, collegando i luoghi di produzione a centri di domanda più distanti. Nella visione strategica per un'UE neutrale dal punto di vista climatico pubblicata a Novembre 2018 si prevede che la quota di idrogeno nel mix energetico europeo debba crescere dall'attuale 2% al 13-14% entro il 2050.

Molte nazioni hanno scelto obiettivi di emissioni nette di gas serra pari a zero in tutta l'economia nella loro pianificazione (entro il 2040-2060) ed in molti casi hanno preso impegni per poter riuscire a ridurre le emissioni in tempi minori. Hanno abbinato questi impegni con investimenti ambiziosi nella produzione e nell'uso di energia pulita. In aggiunta, grandi aziende si stanno impegnando per raggiungere l'obiettivo di

zero emissioni nette tra il 2030 e il 2050. Tra queste vi sono le principali aziende energetiche, chimiche, navali e dell'aviazione.

In questo contesto, l'idrogeno a basso contenuto di carbonio è emerso come un'opzione importante per fornire servizi energetici a zero emissioni (Renssen 2020). Questo riflette la versatilità dell'idrogeno come combustibile e materia prima, così come il suo alto contenuto energetico ed il potenziale di stoccaggio.

Inoltre, l'idrogeno può sostituire i combustibili fossili in alcuni processi industriali ad alta intensità di carbonio, come nei settori dell'acciaio o della chimica, abbassando le emissioni di gas serra e rafforzando ulteriormente la competitività globale di queste industrie. Un'adozione progressiva delle soluzioni a idrogeno può anche portare a sostituire o riutilizzare parti dell'infrastruttura dedicata al gas naturale esistente.

Sebbene sia un'opzione attraente nella transizione energetica verso un'economia a zero emissioni, la diffusione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio deve affrontare sfide sostanziali, tra cui: problemi tecnici, costi, necessità di infrastrutture, assenza di capacità produttiva per le attrezzature chiave ed insufficienti politiche di allineamento del mercato.

Diversi tipi di elettricità emettono zero gas a effetto serra durante il funzionamento (ad esempio, le energie rinnovabili, nucleare), anche se ad esse possono essere associate alcune emissioni di carbonio collegate all'estrazione dei materiali a monte, alla produzione, all'installazione, alla manutenzione e alla fine del ciclo di vita.

L'idrogeno è l'elemento più abbondante nell'universo. La forma molecolare dell'idrogeno, che è interessante come vettore di energia, è la molecola biatomica composta da due protoni e due elettroni. Sulla Terra, l'idrogeno è presente in forme molecolari legate ad ossigeno o carbonio (come l'acqua e gli idrocarburi) piuttosto che in molecole di idrogeno puro, e quindi non può essere estratto direttamente come risorsa.

La produzione industriale di idrogeno oggi è, di solito, basata sulla conversione di combustibili fossili. La conversione di fonti biogeniche o dell'acqua viene realizzata in misura minore. Da solo, l'idrogeno gassoso può essere un eccellente combustibile, bruciando ad alta temperatura o può essere convertito elettrochimicamente in celle a combustibile. Possiede proprietà fisiche che lo rendono relativamente facile da gestire (anche se è più complicato da immagazzinare rispetto alle attuali infrastrutture di combustibili, come serbatoi di stoccaggio ad alta pressione, serbatoi di stoccaggio a bassa temperatura, unità di compressione ed espansione).

L'idrogeno può anche essere una materia prima per altri combustibili e prodotti chimici, tra cui ammoniaca (NH_3), metanolo (CH_3OH) e benzina. Circa la metà dell'uso odierna di idrogeno viene destinata alla produzione di fertilizzanti come ammoniaca e urea, mentre il resto va in gran parte nella produzione di carburante e nei prodotti petrolchimici.

Essendo una molecola molto piccola, l'idrogeno può essere difficile da immagazzinare e trasportare. Esso deve essere generalmente compresso ad alte pressioni, liquefatto a temperature molto basse, o immagazzinato all'interno di un materiale poroso. Può infragilire alcuni materiali infrastrutturali attuali come gli acciai delle condutture, ponendo sfide per il loro uso immediato per l'idrogeno senza investimenti (Bartlett e Krupnick 2020).

Per generare energia utile (calore o potenza), l'idrogeno può essere bruciato in una fornace, caldaia o turbina o convertito direttamente in elettricità e calore in una cella a combustibile. L'idrogeno può produrre calore ad alte temperature sufficienti per la produzione di acciaio e altri processi industriali ad alta temperatura, mentre stabilisce condizioni di riduzione (a basso tenore di ossigeno) per applicazioni come il cemento, il vetro e la produzione di chip per computer.

L'idrogeno può anche alimentare un motore, alimentare un'auto a celle a combustibile a zero emissioni, sostenere un generatore di corrente o riscaldare una casa. L'elettricità prodotta dall'idrogeno può fornire servizi di rete o far funzionare una trasmissione elettrica in un camion o un autobus.

La combustione dell'idrogeno con ossigeno puro o il suo consumo in una cella a combustibile non emette direttamente carbonio. In un'economia con limitazioni di carbonio, quindi, l'idrogeno può essere un combustibile e una materia prima potenzialmente preziosa ed utile.

È stato stimato che l'8,8% in meno di CO₂ è stato emesso nei primi sei mesi del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019, in seguito alla pandemia COVID-19 e i conseguenti blocchi (Liu et al., 2020).

Ma per una continua riduzione a lungo termine, la necessità di cambiamenti strutturali nella produzione globale di energia, nel consumo e nei sistemi socio-economici sottostanti non può essere sottovalutata.

Riduzioni drastiche delle emissioni sono sia tecnologicamente fattibili che economicamente accessibili. Il rapporto IRENA's Global Renewables Outlook dell'IRENA offre una prospettiva per raggiungere le zero emissioni nette nell'orizzonte temporale 2050-2060.

La prospettiva di decarbonizzazione suggerisce la possibilità di un'azione accelerata per ridurre le emissioni di CO₂ portando al contempo un ritorno economico tra 1,5 e 5 dollari per ogni dollaro speso per la transizione energetica.

La trasformazione energetica richiede un grande cambiamento nella generazione di elettricità dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili come il solare e l'eolico. Tuttavia, non tutti i settori o tutte le industrie possono facilmente passare dai combustibili fossili all'elettricità. I settori difficili da elettrificare includono l'acciaio, il cemento, i prodotti chimici, il trasporto stradale a lungo raggio, la navigazione marittima e l'aviazione.

Il green hydrogen fornisce un collegamento tra la crescente generazione di elettricità rinnovabile ed i settori difficili da elettrificare (IRENA, 2018). L'idrogeno in generale è un vettore energetico adatto per applicazioni remote dalle reti elettriche o che richiedono un'alta densità energetica, e può servire come materia prima per reazioni chimiche per produrre una serie di combustibili sintetici e materie prime.

Ulteriori benefici del green hydrogen includono:

- contributo alla sicurezza energetica;
- riduzione dell'inquinamento atmosferico;
- altri benefici socio-economici come: la crescita economica, la creazione di posti di lavoro e la competitività industriale.

Tuttavia, il green hydrogen dovrà superare diverse barriere per realizzare il suo pieno potenziale. La principale barriera è il costo. Superare le barriere e la transizione del green hydrogen da attore di nicchia a vettore energetico diffuso richiederà una politica dedicata in ciascuna delle fasi di sviluppo della tecnologia, della penetrazione fino alla crescita del mercato.

Un approccio politico integrato è necessario per superare la resistenza iniziale e raggiungere una soglia minima per la penetrazione del mercato. L'approccio politico è basato su quattro pilastri centrali: costruire strategie nazionali sull'idrogeno, identificare priorità politiche, stabilire un sistema di governance e politiche abilitanti, creare un sistema di garanzia di origine per il green hydrogen. Questa parte sarà approfondita nel capitolo relativo al piano politico per il green hydrogen.

Da un'analisi effettuata nel 2019 risulta che l'idrogeno verde è un vettore energetico che può essere usato in molte applicazioni diverse. Tuttavia, il suo uso effettivo è ancora molto limitato. Ogni anno circa 120 milioni di tonnellate di idrogeno vengono prodotte globalmente, di cui due terzi sono di idrogeno puro ed

un terzo è in miscela con altri gas (IRENA, 2019a). La produzione di idrogeno è principalmente utilizzata per la raffinazione del petrolio greggio e per la sintesi di ammoniaca e di metanolo, che insieme rappresentano quasi il 75% della domanda combinata di idrogeno puro e misto.

La produzione odierna di idrogeno si basa principalmente sul gas naturale e sul carbone, che insieme rappresentano il 95% della produzione. L'elettrolisi produce circa il 5% dell'idrogeno globale.

Dai dati emanati nel 2019 è possibile affermare che non c'è una produzione significativa di idrogeno da fonti rinnovabili: il green hydrogen è stato limitato a progetti dimostrativi (IRENA, 2019a).

L'idrogeno può essere prodotto con molteplici processi e fonti di energia. I responsabili politici dovrebbero effettuare programmazione politica usando una misura oggettiva dell'impatto basata sul ciclo di vita delle emissioni di gas serra (GHG).

Esistono diverse forme di idrogeno, tra cui ricordiamo:

Grey hydrogen: è prodotto con combustibili fossili (cioè idrogeno prodotto dal metano usando steam methane reforming (SMR) o la gassificazione del carbone). L'uso del grey hydrogen comporta notevoli emissioni di CO₂, il che rende queste tecnologie ad idrogeno inadatte a un percorso verso l'azzeramento delle emissioni nette. Per la sua produzione necessita di metano o carbone.

Blue hydrogen: durante le prime fasi della transizione energetica, l'uso del blue hydrogen (cioè l'idrogeno grigio con cattura e stoccaggio del carbonio [CCS]) potrebbe facilitare la crescita di un mercato dell'idrogeno. Circa tre quarti dell'idrogeno è attualmente prodotto dal gas naturale. Il retrofit con CCS permetterebbe di continuare a usare risorse esistenti, pur ottenendo emissioni di gas serra più basse. In particolare, i processi industriali come la produzione di acciaio possono richiedere un flusso continuo di idrogeno. Il blue hydrogen potrebbe essere una soluzione iniziale mentre il green hydrogen aumenta la produzione e la capacità di stoccaggio per soddisfare il requisito del flusso continuo. Tuttavia, il blue hydrogen ha dei limiti che finora ne hanno contenuto la diffusione: utilizza risorse finite, è esposto alle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili fossili e non supporta gli obiettivi di sicurezza energetica. Il blue hydrogen affronta problemi di accettazione sociale, in quanto è associato a costi aggiuntivi per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ e richiede il monitoraggio della CO₂ immagazzinata. Inoltre, le efficienze di cattura CCS dovrebbero raggiungere l'85-95% nel migliore dei casi, il che significa che il 5-15% della CO₂ sarà ancora emessa. E questi alti tassi di cattura non è detto che vengano raggiunti. In sintesi, le emissioni di carbonio dalla generazione di idrogeno potrebbero essere ridotte dal CCS ma non eliminate. Inoltre, questi processi usano il metano, il che sposta le perdite a monte, ed il metano è un gas serra molto più potente del CO₂ per molecola. Questo significa che mentre il blue hydrogen potrebbe ridurre le emissioni di CO₂, esso non soddisfa i requisiti di un futuro a zero emissioni. Per queste ragioni, il blue hydrogen dovrebbe essere visto solo come una transizione a breve termine per facilitare l'adozione del green hydrogen sulla strada verso le zero emissioni nette.

Green hydrogen: Tra le diverse tipologie di idrogeno, il green hydrogen, cioè l'idrogeno prodotto da energia rinnovabile, è il più adatto per una transizione energetica completamente sostenibile. La più consolidata opzione tecnologica per la produzione di green hydrogen è l'elettrolisi dell'acqua alimentata da elettricità rinnovabile. Esistono altre soluzioni basate sulle energie rinnovabili per produrre idrogeno. Tuttavia, ad eccezione del SMR con biogas, queste non sono tecnologie mature ancora su scala commerciale (IRENA, 2018). La produzione di green hydrogen attraverso l'elettrolisi è coerente con il percorso zero-netto, permette di sfruttare le sinergie derivanti dall'accoppiamento settoriale, diminuendo così i costi della tecnologia e fornendo flessibilità al sistema energetico. I bassi costi delle VRE (variable renewable energy) e il miglioramento tecnologico stanno diminuendo il costo di produzione del green hydrogen. Per queste ragioni, il green hydrogen dall'elettrolisi dell'acqua sta guadagnando sempre più interesse.

Ci sono state diverse ondate di interesse nell'idrogeno in passato. Queste erano per lo più spinte da shock del prezzo del petrolio, preoccupazioni per il picco della domanda di petrolio, inquinamento dell'aria e dai costi di ricerca per trovare carburanti alternativi.

L'idrogeno può contribuire alla sicurezza energetica fornendo un altro vettore energetico con diverse catene di approvvigionamento, produttori e mercati; questo può diversificare il mix energetico e migliorare il funzionamento dell'intero sistema. L'idrogeno può anche ridurre l'inquinamento atmosferico quando è usato nelle celle a combustibile, senza emissioni oltre all'acqua. Può promuovere la crescita economica e la creazione di posti di lavoro.

Di conseguenza, sempre più scenari energetici stanno dando al green hydrogen un ruolo di primo piano, anche se con volumi di penetrazione significativamente diversi. La nuova ondata di interesse si concentra sulla fornitura di soluzioni a basse emissioni e sui benefici aggiuntivi che solo il green hydrogen può fornire. I driver per il green hydrogen includono:

1. Il principale driver di *costo per il green hydrogen* è il costo dell'elettricità. Il prezzo dell'elettricità acquistata dal solare fotovoltaico e dagli impianti eolici è diminuito sostanzialmente nell'ultimo decennio. Nel 2018, l'energia solare è stata contrattata ad un prezzo medio di 56 USD/MWh, rispetto a 250 USD/MWh prima del 2018. Anche i prezzi dell'eolico sono scesi durante lo stesso periodo, da 75 USD/MWh nel 2010 a 48 USD/MWh nel 2018. Nuovi prezzi record sono stati segnati nel 2019 e 2020 in tutto il mondo: l'energia solare è stata contrattata a 13,12 USD/MWh in Portogallo (Morais, 2020) e 13,5 USD/MWh negli Emirati Arabi (Abu Dhabi) (Shumkov, 2020); l'eolico è stato contrattato a 21,3 USD/MWh in Arabia Saudita (Masdar, 2019) mentre in Brasile, i prezzi hanno oscillato tra i 20,5 e i 21,5 dollari/MWh (BNEF, 2019). Con la continua diminuzione dei costi dell'elettricità fotovoltaica ed eolica, la produzione di green hydrogen è sempre più attraente dal punto di vista economico.
2. *Tecnologie in crescita.* Molti dei componenti della catena del valore dell'idrogeno sono già stati impiegati su piccola scala e sono pronti per la commercializzazione, ora richiedono investimenti per raggiungere sempre più quote di mercato. Il costo dell'elettrolisi è sceso del 60% dal 2010 (Hydrogen Council, 2020), con conseguente diminuzione del costo dell'idrogeno da un intervallo di 10-15 USD/kg ad un minimo di 4-6 USD/kg nello stesso periodo. Esistono molte strategie per far scendere ulteriormente i costi e sostenere una più ampia adozione dell'idrogeno. Il costo delle celle a combustibile per i veicoli è diminuito di almeno il 70% dal 2006 (US DOE, 2017). Mentre alcune tecnologie non sono state dimostrate ancora su scala (come le navi alimentate ad ammoniaca) (IRENA, 2020b), l'aumento di scala del green hydrogen potrebbe rendere questi percorsi più attraenti man mano che i costi di produzione diminuiscono.
3. *Obiettivi del governo.* Entro la metà del 2020, sette paesi avevano già adottato obiettivi di zero emissioni nette di gas serra nella propria legislazione, e altri 15 avevano proposto leggi simili o documenti politici. In totale, più di 120 paesi hanno annunciato obiettivi di zero emissioni nette. Tra questi c'è la Repubblica Popolare Cinese, il più grande emettitore di gas serra, che recentemente si è impegnato a tagliare le sue emissioni nette di carbonio a zero entro 40 anni. Mentre questi impegni a zero emissioni devono ancora essere trasformati in azioni pratiche, essi richiederanno il taglio delle emissioni nei settori "difficili da abbattere" in cui il green hydrogen può giocare un ruolo importante.
4. *Un uso più ampio dell'idrogeno.* Le precedenti ondate di interesse per l'idrogeno erano focalizzate principalmente su espandere il suo uso nei veicoli elettrici a celle a combustibile. Al contrario, il nuovo interesse copre molti possibili usi del green hydrogen in tutta l'economia, tra cui l'ulteriore

conversione dell'idrogeno in altri vettori energetici e prodotti, come ammoniaca, metanolo e liquidi sintetici. Questi usi possono aumentare la futura domanda di idrogeno e possono trarre vantaggio da possibili sinergie per diminuire i costi nella catena del valore del green hydrogen. Il green hydrogen può, infatti, migliorare la competitività industriale, non solo per i paesi che stabiliscono una leadership tecnologica nella sua diffusione, ma anche fornendo un'opportunità per industrie esistenti di avere un ruolo in un futuro a basse emissioni di carbonio. I paesi con grandi risorse rinnovabili potrebbero trarre grandi benefici economici diventando esportatori netti di green hydrogen nell'economia globale.

5. *Interesse di più parti coinvolte.* Come risultato di tutti i punti precedenti, l'interesse per l'idrogeno è ora diffuso nelle istituzioni pubbliche e private. Tra queste vi sono aziende energetiche, produttori di acciaio, aziende chimiche, autorità portuali, produttori di auto e aerei, armatori e compagnie aeree, molteplici giurisdizioni e paesi che mirano ad utilizzare le loro risorse rinnovabili per l'esportazione o utilizzare l'idrogeno per migliorare la propria sicurezza energetica. Molti attori hanno anche creato iniziative in corso per promuovere la collaborazione ed il coordinamento degli sforzi.

Il ruolo dato al green hydrogen, negli attuali scenari di transizione energetica regionale e globale differisce notevolmente a causa di una serie di fattori. In primo luogo, non tutti gli scenari mirano allo stesso obiettivo di riduzione dei gas serra. Più ambizioso è l'obiettivo di riduzione dei gas serra, maggiore è la quantità di green hydrogen prevista nel sistema. Per bassi livelli di decarbonizzazione, potrebbero essere sufficienti l'energia rinnovabile e l'elettrificazione. Ma con obiettivi di decarbonizzazione più profondi, il green hydrogen giocherebbe un ruolo principale nel futuro mix energetico.

In secondo luogo, non tutti gli scenari si basano sullo stesso insieme di politiche abilitanti. La rimozione dei sussidi ai combustibili fossili, per esempio, aumenterebbe lo spazio per le soluzioni che non contengono carbonio.

In terzo luogo, le opzioni tecnologiche disponibili variano tra gli scenari. Gli scenari che danno maggior peso alle sfide sociali, politiche e di sostenibilità del nucleare, della cattura, uso e stoccaggio del carbonio e della bioenergia prevedono contributi limitati di queste tecnologie alla transizione energetica e richiedono un maggiore uso di green hydrogen.

In quarto luogo, più usi finali del green hydrogen sono inclusi in uno scenario, più alto sarà l'uso di idrogeno. Gli scenari che coprono tutte le applicazioni dell'idrogeno e la conversione a valle in altri vettori energetici e prodotti forniscono una maggiore flessibilità nei modi per raggiungere la decarbonizzazione. Più percorsi per l'idrogeno aiutano anche a creare maggiori economie di scala e rapida diffusione, portando ad un circolo virtuoso di aumento sia della domanda che dell'offerta.

Infine, le ipotesi di costo, tipicamente i dati di input che includono i costi di capitale e operativi (Quarton et al., 2019) differiscono tra gli scenari. Quelli con le maggiori ambizioni di diffusione dell'idrogeno sono quelli con le ipotesi più ottimistiche per la riduzione dei costi. Per tutte queste ragioni, il ruolo del green hydrogen varia ampiamente tra gli scenari. Tuttavia, dato che sempre più scenari vengono sviluppati per raggiungere le zero emissioni nette, il green hydrogen cattura sempre maggior attenzione pubblica.

La diffusione su larga scala di idrogeno green ad un ritmo veloce è la chiave per l'UE per raggiungere un'ambizione climatica più alta, riducendo le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 50% in tempi brevi e verso il 55% entro il 2030, in un modo efficiente in termini di costi. L'investimento nell'idrogeno favorirà la crescita sostenibile e l'occupazione, che sarà fondamentale nel contesto della ripresa dalla crisi COVID-19. Il piano di ripresa della Commissione Europea evidenzia la necessità di sbloccare gli investimenti nelle tecnologie pulite chiave. Mette in evidenza l'idrogeno pulito come una delle aree essenziali da affrontare nel contesto della transizione energetica, e menziona una serie di possibili strade per sostenerlo.

1.2 DALLA PRODUZIONE ALLO STOCCAGGIO DEL GREEN HYDROGEN

Il processo di produzione di green hydrogen parte da una fonte di energia rinnovabile come il sole o il vento, attraverso l'uso di pale eoliche o sfruttando i pannelli solari.

L'energia catturata viene trasmessa ad un elettrolizzatore nel quale viene avviato il processo di elettrolisi.

Un elettrolizzatore (o cella elettrolitica) è un dispositivo elettrochimico che, alimentato da energia elettrica, consente di rompere le molecole dell'acqua. Avviene la separazione dell'idrogeno dall'ossigeno grazie alla presenza di una membrana e di un elettrolita. Un circuito idraulico fa arrivare l'idrogeno verso un serbatoio, mentre l'ossigeno può essere versato nell'ambiente o raccolto.

Pertanto, per produrre idrogeno da elettrolisi dell'acqua serve un impianto di produzione (che comprende un certo numero di celle elettrolitiche, circuiti idraulici e serbatoi) ed energia elettrica. Con i rendimenti degli impianti attuali occorrono circa 55 KWh di energia elettrica per ottenere 1 chilogrammo di idrogeno. In futuro, con la speranza di migliorare i rendimenti, potrebbero bastare 45 KWh.

Ci sono tre principali tecnologie di elettrolisi con diversi livelli di maturità:

- La prima tecnologia prevede l'uso di acqua alcalina (ALK). È la tecnologia basilare e più matura ed ha una quota di mercato di circa il 70% del mercato dell'idrogeno green. Essa beneficia del basso costo e della lunga vita operativa del processo. Tuttavia, i processi ALK devono funzionare continuamente o l'attrezzatura produttiva può essere danneggiata. La natura intermittente dell'energia rinnovabile come unica fonte di energia sostenibile per questo tipo di trasformazioni può essere fonte di malfunzionamenti.
- Un'altra tecnologia è l'elettrolisi a membrana elettrolitica polimerica (PEM), che ha una quota di mercato di circa il 30% e viene adottata dalla maggior parte dei principali produttori di elettrolizzatori. Il PEM produce idrogeno di qualità superiore e può essere utilizzato in modo intermittente, ma è anche costoso ed ha tassi di produzione più bassi rispetto a ALK.
- Una terza tecnologia è una cella elettrolizzatore a ossido solido, che è sta ancora attraversando la fase di ricerca e sviluppo. Offre un'alta efficienza a basso costo. Tuttavia, richiede un lungo tempo di avvio ed i componenti che caratterizzano questo processo hanno una breve vita operativa.

L'idrogeno che viene raccolto dall'elettrolisi può essere trasformato o non trasformato.

Nel caso di trasformazione questo può essere unito ad anidride carbonica (sempre derivante da un processo di cattura sostenibile) per formare i carburanti sintetici.

Il termine carburanti sintetici si riferisce ad una gamma di carburanti a base di idrogeno prodotti attraverso processi chimici con una fonte di carbonio (CO e CO₂ catturati da flussi di emissioni, fonti biogeniche o direttamente dall'aria). Essi includono metanolo, carburanti per jet, metano e altri idrocarburi. Il vantaggio principale di questi combustibili è che possono essere utilizzati per sostituire le loro controparti a base di combustibili fossili e in molti casi essere usati come sostituti diretti. I combustibili sintetici producono emissioni di carbonio quando vengono bruciati, ma se il loro processo di produzione consuma la stessa quantità di CO₂ rinnovabile, in linea di principio questo permette loro di avere emissioni di carbonio nette pari a zero.

Il secondo processo di trasformazione prevede l'unione dell'idrogeno con azoto per ottenere ammoniaca green. Gli esperti considerano l'ammoniaca green ottima sia come combustibile sia come fertilizzante. In prospettiva può contribuire a favorire la transizione verso un modello industriale capace di limitare il ricorso a fonti fossili.

Sono molte le imprese che stanno studiando e stanno cercando di migliorare il processo produttivo di ammoniaca green. In particolare, per ammoniaca green, si intende il processo in cui l'idrogeno derivato dall'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia rinnovabile sostituisce l'idrogeno a base di idrocarburi, rendendo la produzione priva di CO₂.

Ci sono numerosi progetti, sebbene la maggior parte sia su scala di decine di migliaia di tonnellate, un ordine di grandezza inferiore ad un tipico impianto di ammoniaca. Eventuali iniziative su scale di dimensione maggiore si devono al supporto degli stati.

In Danimarca, il programma EUDP (Energy Technology Development and Demonstration) inerente allo sviluppo delle tecnologie energetiche ha assegnato 81 milioni di corone danesi (circa 11 miliardi di euro) al progetto per l'ammoniaca green gestito dai tre partner Skovgaard Invest, Vestas e Haldor Topsoe. Il progetto ha l'obiettivo di costruire un impianto di ammoniaca green da 10 MW da accoppiare con la produzione in loco di energia solare ed eolica. Una volta messo in funzione (si stima entro il 2023), sarà il primo al mondo a possedere le caratteristiche descritte.

In Arabia Saudita si punta a produrre, grazie al coinvolgimento di colossi come Air Products e Saudi Aramco, più di 1 milione di tonnellate di ammoniaca green nell'arco temporale di un anno. Il progetto include, per vie indirette, anche l'Italia perché il Gruppo Sapio ha l'obiettivo di portare parte di questa ammoniaca prodotta in Italia. Il Gruppo Sapio ha il compito di gestire il trasporto su strada dell'ammoniaca e di gestire lo stoccaggio del prodotto al porto di arrivo in Italia. Il trasporto può essere sia dell'ammoniaca che dell'idrogeno gassoso (nel quale l'ammoniaca può essere riconvertita). Inizialmente il porto di arrivo individuato è quello di Venezia. È stato inoltre stimato l'uso del combustibile in una prima fase per il settore dei trasporti pesanti e per la mobilità all'interno delle città.

In Australia, il produttore di fertilizzanti norvegese Yara punta ad installare elettrolizzatori con l'obiettivo di riuscire a produrre 3.500 tonnellate all'anno di ammoniaca green nel suo stabilimento di Pilbara. Diversi programmi pilota sono in corso anche in Cile e Nuova Zelanda. Naturalmente non manca l'Europa, con Norvegia e Danimarca ad aprire la strada.

In Nord America lo sviluppo dell'ammoniaca green è legato alla presenza del maggiore player mondiale del settore: CF Industries. La società guidata da Tony Will, nell'Aprile del 2021, ha firmato un accordo definitivo con ThyssenKrupp con lo scopo di sviluppare il primo progetto di ammoniaca green negli Stati Uniti. "Questo progetto – ha affermato Will, presidente e amministratore delegato – mette in evidenza il vantaggio competitivo che la nostra rete di produzione di ammoniaca di livello mondiale offre alle industrie che si approvvigionano di energia senza emissioni di carbonio e rafforza il nostro impegno a compiere progressi significativi nella riduzione della nostra impronta di carbonio entro il 2030".

Il primo progetto di ammoniaca green della CF Industries sarà implementato nel suo complesso produttivo di Donaldsonville, in Louisiana. L'impianto utilizzerà un elettrolizzatore per acqua alcalina da 20 MW sviluppato da ThyssenKrupp. "La tecnologia dell'elettrolizzatore modulare – fa sapere CF Industries in una nota – consente di aggiungere unità aggiuntive che sfruttano l'infrastruttura del sito di Donaldsonville, consentendo la scalabilità della produzione in futuro". CF Industries allocherà l'energia rinnovabile acquistata attraverso la sua rete da fonti disponibili connesse alla rete per abbinare il 100% dell'elettricità necessaria all'elettrolizzatore per separare l'acqua in idrogeno e ossigeno privi di carbonio. L'elettrolizzatore sarà integrato negli impianti di ammoniaca esistenti a Donaldsonville, dove l'azoto atmosferico sarà fissato con l'idrogeno privo di carbonio per produrre ammoniaca green.

L'ammoniaca è un fattore determinante per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno e, come detto, può anche essere un combustibile green a sé stante.

Secondo la maggior parte delle stime, l'ammoniaca green costerà da due a quattro volte di più rispetto all'ammoniaca convenzionale. Alcune delle tecnologie necessarie per sfruttare la molecola, come i motori a combustione di ammoniaca, stanno ancora attraversando una fase sperimentale. I governi ed il mercato dovranno decidere se l'ammoniaca green vale lo sforzo.

La natura ha conferito all'ammoniaca attributi che sembrano renderla un prodotto perfetto per una futura economia dell'idrogeno.

Un rapporto compilato nell'agosto del 2020 dalla danese Haldor Topsoe ha rilevato una serie di queste qualità: l'ammoniaca ha una densità di energia maggiore, a 12,7 MJ/L, anche dell'idrogeno liquido, a 8,5 MJ/L. L'idrogeno liquido deve essere immagazzinato a condizioni criogeniche di -253 °C, mentre l'ammoniaca può essere immagazzinata a -33 °C. È molto meno energivora, quindi, e, sebbene pericolosa da maneggiare, è molto meno infiammabile dell'idrogeno.

Inoltre, grazie ad un secolo di utilizzo dell'ammoniaca in agricoltura, esiste già una vasta infrastruttura logistica. In tutto il mondo vengono prodotti circa 180 milioni di tonnellate di ammoniaca ogni anno e 120 porti sono dotati di terminali destinati allo stoccaggio dell'ammoniaca.

Una delle sfide fondamentali da vincere, affinché diventi uno dei vettori protagonisti della transizione energetica, è la gestione dell'immagazzinamento dell'idrogeno stesso.

Si è già detto di come l'idrogeno sia allo stesso tempo una da fonte di energia pulita ed un vettore energetico per lo stoccaggio. Quindi, l'idrogeno può essere immagazzinato in grandi quantità per lunghi periodi di tempo: l'energia prodotta non viene persa nel tempo e può essere immagazzinata su scala industriale e recuperata come fonte di energia di riserva quando è necessario.

Ad esempio, nei processi che richiedono elevate temperature, come quelli adottati dall'industria siderurgica, nelle raffinerie, o nella produzione di fertilizzanti, l'idrogeno immagazzinato può essere utilizzato come materia prima per le applicazioni industriali. Inoltre, ad oggi l'idrogeno può essere trasportato attraverso i gasdotti esistenti miscelato con il gas naturale e in futuro, con gli investimenti previsti dal piano strategico europeo per l'idrogeno, anche in Italia si prevede di costruire condotte dedicate.

In tutte le fasi di produzione e stoccaggio, l'idrogeno non genera né emissioni di anidride carbonica né altre forme di emissioni nocive per l'uomo o inquinanti per l'ambiente.

L'idrogeno può essere conservato e trasportato come:

- *gas ad alta pressione*, in questi casi lo stoccaggio richiede l'uso di serbatoi ad alta pressione (350-700 bar o 5000-10.000 psi);
- *liquido a bassa temperatura e a pressione atmosferica* (stoccaggio di liquidi criogenici). Lo stoccaggio dell'idrogeno liquido richiede temperature criogeniche per evitare che ribolli in un gas (che si verifica a -252,8 °C). Occorre fare attenzione in questo caso, perché l'idrogeno liquido ha una densità di energia maggiore dell'idrogeno gassoso. Per questo motivo, portarlo alle temperature richieste può essere molto costoso. Inoltre, i serbatoi di stoccaggio e le strutture per lo stoccaggio dell'idrogeno liquido criogenico devono essere isolati per impedire l'evaporazione nel caso in cui il calore venga trasportato nell'idrogeno liquido a causa di conduzione, convezione o radiazione. In questo caso l'idrogeno può essere immagazzinato utilizzando diversi materiali. Esistono tre tipi di materiali per lo stoccaggio dell'idrogeno; quelli che utilizzano l'adsorbimento per

immagazzinare l'idrogeno sulla superficie del materiale, quelli che usano l'assorbimento per immagazzinare l'idrogeno all'interno del materiale. La terza via è quella rappresentata dallo stoccaggio di idruri, che utilizza una combinazione di materiali solidi e liquidi.

Una delle proprietà chimiche più importanti dell'idrogeno è l'infiammabilità. L'idrogeno reagisce con tutti gli agenti ossidanti: ossigeno, cloro, protossido d'azoto etc., ed in tutti i casi le reazioni sono accompagnate da un elevato sviluppo di calore. Occorre quindi fare molta attenzione, perché in presenza di una fonte di innesco le reazioni possono diventare esplosive, soprattutto se avvengono in ambienti chiusi.

Esistono alcune criticità legate all'idrogeno, che richiedono attenti controlli ingegneristici e l'adozione di rigorose condizioni di sicurezza per garantirne un uso sicuro.

Ad esempio:

- con un'energia di accensione inferiore rispetto alla benzina o al gas naturale, l'idrogeno ha una vasta gamma di concentrazioni infiammabili nell'aria. Per questo motivo all'interno di un impianto di stoccaggio e immagazzinamento di idrogeno la ventilazione e il rilevamento delle perdite sono importanti per i sistemi a idrogeno;
- all'interno degli impianti sono necessari anche speciali rilevatori di fiamma poiché l'idrogeno brucia con una fiamma quasi invisibile;
- anche la selezione del materiale per i sistemi a idrogeno è importante poiché alcuni metalli diventano fragili se esposti all'idrogeno;
- l'idrogeno richiede l'impiego di personale altamente specializzato sulle procedure di sicurezza. Tutti i sistemi impiegati nelle lavorazioni devono essere sottoposti ad un monitoraggio costante e testati per rilevare eventuali perdite ed altri potenziali problemi.

Affinché l'economia dell'idrogeno non rimanga solo una visione utopistica, una delle principali sfide da vincere consiste nella capacità di progettisti e costruttori di trovare sistemi pratici per immagazzinare e distribuire l'idrogeno, oltre ai materiali idonei a supportarne lo stoccaggio su larga scala, che siano conformi a tutti i principi di protezione dalle esplosioni.

Il green hydrogen puro (ovvero quello che non ha subito trasformazioni) viene destinato all'uso industriale in particolare per quanto riguarda gli impianti per la produzione di acciaio, industria chimica e raffinerie. Può essere usato anche nella produzione di energia e sfruttato per il riscaldamento delle abitazioni.

Green hydrogen, green ammoniac e carburanti sintetici possono essere tutti usati nel settore dei trasporti. Come descritto successivamente, i settori maggiormente meritevoli di attenzione sono quelli relativi ai trasporti via mare ed all'aviazione.

Per quanto riguarda la situazione italiana, si è stimato di dover soddisfare una domanda di idrogeno corrispondente a circa 0,7 Mton/anno entro il 2030. Per questo motivo dovranno essere identificate le condizioni più favorevoli ad assicurare la fattibilità della produzione e un basso costo della materia prima. In generale, ci sono tre modelli teorici di produzione/trasporto che possono essere individuati:

- *Produzione totalmente in loco*: la generazione di energia elettrica rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate accanto al punto di consumo per minimizzare i costi di trasporto;
- *Produzione in loco con trasporto di energia elettrica*: l'energia elettrica rinnovabile viene generata in aree con un'alta disponibilità di risorse naturali e viene trasportata attraverso la rete elettrica al punto di consumo dove è poi convertita in idrogeno mediante elettrolisi;

- *Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno*: la generazione di elettricità rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate in aree con un'alta disponibilità di risorse naturali (ad esempio vento o luce solare) per sfruttare load factors più elevati. L'idrogeno prodotto viene poi trasportato al punto di consumo attraverso una struttura dedicata che potrebbe sfruttare la rete esistente del gas, oppure attraverso i metodi di trasporto citati in precedenza.

I pro e i contro di questi diversi modelli di fornitura dovrebbero essere analizzati principalmente con una visione di lungo periodo, quindi con uno sguardo al rapporto tra costi e benefici non del singolo progetto ma del sistema nella sua interezza.

In questa ottica, il maggiore vantaggio di una produzione totalmente in loco è l'assenza di trasporto sia per l'idrogeno che per l'energia elettrica; tuttavia, produrre idrogeno a sufficienza attraverso fonti rinnovabili in loco potrebbe non essere tecnicamente possibile a causa di vincoli di spazio, richiedendo un bilanciamento in loco tra offerta e domanda.

D'altra parte, una produzione centralizzata potrebbe permettere economie di scala sugli elettrolizzatori e beneficiare di maggiori load factors delle fonti rinnovabili situate in aree soleggiate o ventose come il Sud Italia. Il mix di fornitura sarà determinato dalle condizioni locali della domanda, dal potenziale di fornitura, e dal livello di flessibilità richiesto.

Alcuni settori, come chimica e raffinazione, potrebbero favorire la produzione di idrogeno nelle vicinanze, vista la considerevole quantità di idrogeno richiesto. Altre applicazioni permetterebbero una maggiore flessibilità: per esempio, stazioni di rifornimento per camion a lungo raggio e treni, che potrebbero essere alimentate dall'idrogeno prodotto in loco e stoccato in serbatoi, o trasportato attraverso l'infrastruttura gas (o tramite camion). Le "hydrogen valleys", spesso concentrate in aree industriali, potrebbero essere servite tramite la conversione della rete gas esistente. Nei suddetti modelli di produzione, potrebbe sorgere la necessità di stoccare l'idrogeno per ovviare allo squilibrio tra fornitura locale e domanda.

Per produrre circa 0,7 Mton di idrogeno green ogni anno, sarà necessaria una considerevole quantità di generazione di energia elettrica rinnovabile, sia solare sia eolica. Questa sfida è di rilevanza determinante, pertanto bisogna mettere in atto una serie di misure, come ad esempio lo snellimento dei processi di autorizzazione per l'installazione di impianti rinnovabili, assicurando al tempo stesso una coordinazione adeguata tra gli organi regionali, con piani locali implementati di conseguenza. L'overgeneration di energia elettrica da fonti intermittenti può anche rivelarsi una risorsa per ridurre la necessità di incremento di capacità, contribuendo inoltre ad un contesto di minori costi di produzione dell'idrogeno, consentendo un progressivo sector coupling tra sistemi elettrici e a gasidrogeno.

Per dare il via allo sviluppo del mercato dell'idrogeno, il Governo prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 per soddisfare parte della domanda sopra descritta. La produzione nazionale di idrogeno green potrebbe essere integrata con le importazioni (in cui la posizione del Paese potrebbe essere sfruttata come hub per il commercio dell'idrogeno) o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio, ad esempio il blue hydrogen.

1.3 IL RUOLO DELLA POLITICA A SOSTEGNO DEL GREEN HYDROGEN

Alla fine del 2019, l'uso dell'idrogeno è stato promosso in 15 paesi e nell'Unione Europea con politiche di sostegno (diverse dai processi di standardizzazione o strategie nazionali). Nel corso degli anni un numero sempre maggiore di paesi si sta avvicinando a tematiche come questa, soprattutto perchè può essere fonte di sviluppo e crescita. Le politiche hanno promosso direttamente o indirettamente l'uso dell'idrogeno per diverse destinazioni finali. Tuttavia, a causa dell'iniziale focalizzazione sull'uso dell'idrogeno per limitare le emissioni legate al settore del trasporto terrestre, circa due terzi delle politiche dell'idrogeno si rivolgono a questo campo. Anche le politiche stanno cambiando, andando a trattare l'argomento in diversi casi ed accostando il green hydrogen ad un numero maggiore di usi finali.

La maggior parte dei paesi include i FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) con veicoli elettrici a batteria nelle loro politiche di veicoli a zero emissioni. Grazie a questo i FCEV hanno l'opportunità di beneficiare degli incentivi dati ai veicoli a zero emissioni in generale, senza la necessità di politiche che promuovano specificamente l'uso dell'idrogeno.

Gli ultimi due anni post-pandemia, tuttavia, hanno rappresentato un momento importante per le politiche di sostegno al green hydrogen, con interesse crescente in tutto il mondo. Molti paesi (tra cui Austria, Australia, Canada, Cile, Francia, Germania, Italia, Marocco, Paesi Bassi, Norvegia, Portogallo e Spagna, insieme all'UE) hanno annunciato, redatto o pubblicato strategie nazionali sull'idrogeno e pacchetti di recupero post COVID-19 che includevano misure di sostegno per l'idrogeno pulito.

Il cambiamento non è solo quantitativo (con impegni nell'ordine di miliardi di dollari), ma anche qualitativo: l'attenzione di queste nuove strategie si è spostata sull'industria e sulla differenziazione del prodotto. In ogni paese la differenziazione in termini di prodotto viene spinta soprattutto per garantire maggior competitività futura.

Infatti, l'idrogeno può soddisfare una vasta gamma di usi. È importante dare la priorità ai settori dove il suo uso può creare maggior valore aggiunto per evitare di diluire gli sforzi o mettere l'idrogeno in competizione con soluzioni di decarbonizzazione più immediate, come i veicoli elettrici a batteria.

Quando il green hydrogen avrà raggiunto quote più alte del consumo finale di energia, le priorità politiche dovrebbero espandersi ed evolvere.

Man mano che la penetrazione delle tecnologie del green hydrogen aumenta e i costi scendono, le politiche dovranno evolvere di conseguenza. Ecco le tre fasi di base e le tappe generali:

1. *Preparazione della tecnologia.* In questa fase, il green hydrogen è una tecnologia di nicchia poco utilizzata se non in progetti dimostrativi; è per lo più prodotto in loco con uno sviluppo limitato dell'infrastruttura di distribuzione. La più grande barriera per un maggiore utilizzo è il costo. Il ruolo principale dei politici è quello di incoraggiare ed accelerare l'ulteriore diffusione degli elettrolizzatori. Questo può essere fatto in parte attraverso segnali a lungo termine, come l'impegno a zero emissioni, che offrono certezza al settore privato e migliorano il business per il green hydrogen. Altrettanto importanti, tuttavia, sono le politiche a breve termine che aiutano a colmare il divario tra i costi di investimento e quelli operativi. Queste includono il finanziamento della ricerca e sviluppo ed il cofinanziamento di grandi prototipi e progetti dimostrativi per diminuire il costo del capitale. Inoltre, gli usi finali ancora in fase di dimostrazione possono aver bisogno di programmi di innovazione guidati dalla missione con scadenze chiare e collaborazione con il settore privato per accelerare la loro commercializzazione. Anche sistemi di governance di supporto e linee guida dovrebbero essere messe in atto in questa fase, assicurando che la crescita del green hydrogen sia sostenibile.

2. *Penetrazione del mercato e creazione di rete di collegamento.* In questa fase, alcune applicazioni sono operative e in grado di dimostrare cosa può fare il green hydrogen ed a quale costo. Scalare queste tecnologie e sviluppare esperienza attraverso l'apprendimento e la pratica contribuisce alla riduzione dei costi. In questa fase si iniziano a vedere benefici dalle sinergie tra le applicazioni, con l'aumento della domanda di idrogeno e la realizzazione di economie di scala. Queste sinergie possono avvenire in cluster industriali, valli dell'idrogeno (ad esempio le città) o hub (ad esempio i porti). Gli utenti industriali possono guidare lo sviluppo di "corridoi di green hydrogen" che colleghino le regioni e generano energia rinnovabile a basso costo. La maggior parte di questa infrastruttura non è sviluppata da zero, ma vengono adattate le reti di gas naturale e le reti elettriche esistenti. Le prime rotte commerciali internazionali per l'idrogeno (o dei suoi prodotti derivati) sono stabilite in questa fase. L'esistenza di più produttori e utenti porta alla creazione di un vero mercato globale dell'idrogeno. Con l'aumento dell'uso del green hydrogen, diventa necessario garantire che sia disponibile una sufficiente capacità di generazione di elettricità rinnovabile per aumentarne la disponibilità, in modo che la produzione di green hydrogen non sostituisca l'elettrificazione diretta che ha un'efficienza maggiore.
3. *Crescita del mercato.* In questa fase, il green hydrogen diventa un vettore energetico ben noto ed è vicino a raggiungere il suo pieno potenziale. È diventato competitivo sul lato dell'offerta e nei suoi usi finali. In questa fase, gli incentivi diretti non sono più necessari per la maggior parte delle applicazioni ed il capitale privato ha sostituito il sostegno pubblico nel guidare la crescita dell'idrogeno. C'è piena flessibilità nella conversione dell'idrogeno in altri vettori energetici, rendendo possibile utilizzare l'alternativa più conveniente a seconda delle condizioni specifiche di ogni regione. Il sistema è stato decarbonizzato e solo il green hydrogen viene distribuito. La maggior parte delle infrastrutture di gas naturale è stata riprogettata per trasportare idrogeno puro.

Attualmente, il green hydrogen è al primo stadio per la maggior parte settori. Alcune regioni sono avanzate in determinati settori o usi specifici, mentre sono ancora immature in altri. Per esempio, la California è avanti nella diffusione dei FCEV, ma non ha industria dell'elettrolisi su larga scala, mentre la Germania si è concentrata sulla conversione dell'infrastruttura del gas naturale in idrogeno. Questi casi illustrano come il progresso sarà misto nei singoli paesi e che ogni paese non dovrebbe necessariamente concentrarsi già dall'inizio su tutti gli usi finali del green hydrogen.

La transizione del green hydrogen da attore di nicchia a vettore energetico diffuso richiederà un approccio politico integrato per superare la resistenza iniziale e raggiungere una soglia minima per la penetrazione del mercato.

Una politica di successo sull'idrogeno dovrebbe includere gli stessi elementi che sono stati necessari per assistere alla diffusione di soluzioni di energia rinnovabile nel settore energetico. Questi includono, per esempio, impegni a lungo termine. I segnali a lungo termine sono essenziali per gli investitori privati e istituzionali a prendere il rischio di investire in una nuova tecnologia, e questo risulta particolarmente vero per il green hydrogen. I grandi livelli di investimento richiesti mostrano che, in generale, il capitale pubblico da solo non è sufficiente per spostare l'idrogeno dalla nicchia al raggiungimento della soglia critica di penetrazione del mercato.

L'impegno a lungo termine del governo è necessario per rendere disponibile il capitale privato da destinare alla transizione a favore del green hydrogen. La collaborazione internazionale sull'energia è stata vantaggiosa per i paesi in molti modi, come dimostrato nella R&S e nell'allineamento di programmi nazionali per accelerare la transizione energetica. La collaborazione sullo sviluppo e la diffusione di soluzioni legate all'idrogeno (per esempio l'aggiornamento della rete del gas in un gruppo di paesi)

permette la condivisione dei rischi ed informazioni, migliori pratiche di lavoro e di apprendimento, che si traducono in costi più bassi.

La collaborazione sulla sicurezza e sugli standard permette ai diversi paesi di parlare una lingua comune e eseguire progetti che attraversano i confini, oltre che a consentire la replica.

A tal proposito gli obiettivi che deve perseguire una giusta politica sono:

- *Introdurre l'idrogeno come parte della sicurezza.* Non tutti i paesi godono della presenza di grandi riserve di combustibili fossili, il che significa che la continuità dell'approvvigionamento è governata da fattori politici ed economici sempre mutevoli. La produzione di green hydrogen può alleggerire la domanda di combustibili fossili, in particolare per l'industria e per i settori difficili da convertire, aumentando la sicurezza energetica di un paese.
- *Costruire o riutilizzare le infrastrutture.* I responsabili politici dovrebbero valutare le potenzialità di riconversione delle reti esistenti dedicate al gas naturale per trasportare l'idrogeno, e quindi diminuire i costi complessivi. Hanno anche bisogno di guidare lo sviluppo della rete di idrogeno prendendo in considerazione l'ubicazione di potenziali cluster e centri di approvvigionamento. I piani per riconvertire le infrastrutture di rete si possono trovare nella strategia dell'idrogeno dell'UE (Commissione europea, 2020). La strategia europea si basa su dati elaborati, i quali indicano che l'idrogeno rappresenta meno del 2% del consumo energetico attuale dell'Europa ed è utilizzato principalmente per produrre prodotti chimici, come plastica e fertilizzanti. Il 96% di questa produzione di idrogeno è prodotto attraverso il gas naturale, emettendo quantità significative di CO₂ nel processo. È probabile che in futuro alcuni settori continueranno a dipendere dai combustibili fossili. Ciò significa che è improbabile che l'ambizione dell'UE di neutralità in termini di emissioni di carbonio venga raggiunta mediante un maggiore utilizzo della sola elettrificazione. Integrazione settoriale significa collegare i vari vettori energetici (come elettricità, calore, gas, combustibili solidi e liquidi) tra loro e con i settori di uso finale, come l'edilizia, i trasporti o l'industria. La nuova strategia dell'UE coinvolgerà varie tecnologie, processi e modelli aziendali esistenti ed emergenti. Numerosi ostacoli impediscono ancora la piena realizzazione dell'integrazione del sistema energetico e non consentono ai cittadini e all'industria di abbracciare alternative energetiche più pulite. I legami intersettoriali nell'attuale sistema dell'UE devono rafforzarsi per creare le condizioni che consentano ed incoraggino un'ulteriore integrazione, in cui diversi vettori energetici possono competere su condizioni di parità e sfruttare ogni opportunità per ridurre le emissioni. È inoltre necessaria una migliore integrazione del sistema energetico per ottenere una decarbonizzazione economicamente vantaggiosa. L'UE, inoltre, si impegnerà nella costruzione di un sistema energetico più flessibile, più decentralizzato e digitale, in cui i consumatori avranno il potere di fare le loro scelte energetiche. L'integrazione del sistema seguirà probabilmente percorsi diversi in ciascun paese dell'UE, a seconda dei rispettivi punti di partenza e delle scelte politiche.
- *Garantire l'accesso ai finanziamenti.* Le politiche possono fornire un finanziamento diretto dai bilanci statali, o assistere l'accesso al capitale privato creando linee guida o nuovi meccanismi. Il sostegno pubblico può essere necessario per gli investimenti iniziali, al fine di attirare il capitale privato. Data la versatilità dell'idrogeno, ci sono molteplici modi per espandere i programmi di finanziamento esistenti per coprire il suo sviluppo.
- *Raccogliere statistiche.* L'idrogeno non è attualmente incluso nei bilanci energetici nazionali, perché è considerato un prodotto chimico. Includere domanda e offerta di idrogeno come categoria separata nei bilanci energetici nazionali (simile a all'elettricità, ai combustibili fossili o alla

bioenergia) permetterà una migliore identificazione dei flussi energetici e fornirà una solida base per ulteriori analisi. Mantenere un archivio centrale di dati sulla diffusione dell'idrogeno in diversi settori (come i MW di elettrolisi o il numero di FCEV) può rendere le informazioni di mercato disponibili per promuovere la trasparenza. Questa azione richiederà anche una cooperazione internazionale per allineare la metodologia di registrazione ed assicurare la reciproca comprensione.

- *Fissare le priorità della ricerca.* Identificando esigenze tecnologiche, i responsabili politici possono dare priorità alle azioni necessarie per colmare il gap di innovazione. Una revisione regolare di finanziamento, dei progressi e delle priorità dovrebbe essere parte del processo. Poiché molti dei percorsi dell'idrogeno necessari a lungo termine sono ancora nelle loro fasi iniziali, i politici dovrebbero assicurarsi che l'agenda della ricerca includa progetti dimostrativi chiave per colmare il divario nel processo verso la commercializzazione.
- *Implementare il carbon pricing.* Il green hydrogen porterà grandi riduzioni delle emissioni di gas serra se usato per sostituire i combustibili fossili nei vari usi finali. Tuttavia, in molti casi questo beneficio non si riflette nei prezzi delle materie prime, riducendo l'incentivo economico a produrre green hydrogen. Internalizzando le esternalità (come gli impatti di eventi meteorologici estremi, compresi i danni alle colture e ad altri beni) sotto forma di una carbon tax (cioè un percorso di prezzo predeterminato o un sistema predeterminato), i responsabili politici contribuiranno a valorizzare questo beneficio e a colmare il gap economico con i percorsi dei combustibili fossili.
- *Eliminare gradualmente i sussidi ai combustibili fossili.* I sussidi ai combustibili sono responsabili di vari problemi fiscali, sociali ed ambientali. Questi problemi includono impatti dannosi sui mercati dell'energia e maggiori oneri fiscali che gravano sui governi, così come gli impatti ambientali. Eliminando gradualmente i sussidi ai combustibili fossili, i responsabili politici contribuiranno a colmare il gap economico con il green hydrogen, andando a ridurre le distorsioni del mercato e rendendo il prezzo reale dei combustibili fossili più chiaro. Quando i sussidi energetici sono utilizzati per assistere le popolazioni vulnerabili dal punto di vista energetico o per garantire competitività alle aziende nazionali, un'attenta pianificazione della loro eliminazione graduale dovrebbe includere misure per evitare picchi di prezzo dell'energia o oneri eccessivi sui bilanci familiari e aziendali.

Tra i pilastri politici più importanti per una rapida e corretta diffusione dell'idrogeno consideriamo:

STRATEGIE NAZIONALI

Le strategie sull'idrogeno recentemente annunciate sono il risultato di un lungo processo e segnano l'inizio di una nuova ondata di politiche. Il processo strategico di solito inizia con l'istituzione di programmi di R&S per comprendere i principi fondamentali della tecnologia, per sviluppare la base di conoscenza necessaria alle fasi future, per esplorare le tecnologie ed analizzare le diverse possibilità. Nella fase iniziale, le applicazioni finali sono tutt'altro che chiare.

Il passo successivo è di solito un documento di visione che chiarisce il "perché": "perché l'idrogeno", "perché questa giurisdizione" e "perché ora". Il documento di visione rappresenta un faro che guida la ricerca, gli sforzi dell'industria ed i primi programmi dimostrativi. Tali documenti di visione sono spesso co-creati da governi ed attori privati attratti dalle prospettive di crescita delle varie applicazioni innovative.

Per andare avanti bisogna definire un piano integrato con le attività necessarie per valutare al meglio il potenziale dell'idrogeno. Bisogna identificare le azioni a breve termine necessarie per far progredire la diffusione e definire le aree di ricerca con la massima priorità e le applicazioni in cui i progetti dimostrativi sono maggiormente necessari.

Infine, la strategia stessa definisce gli obiettivi, affronta le politiche concrete e valuta la loro coerenza con la politica energetica esistente. La strategia copre non solo specifiche politiche dirette (come i premi di alimentazione per l'idrogeno verde), ma include anche l'integrazione e le politiche abilitanti che sono necessarie per garantire la diffusione in tutto il sistema, come quelle che sostengono lo sviluppo di una forza lavoro qualificata. La strategia è alimentata da una vasta modellazione di scenari, spesso con il contributo del mondo accademico e dell'industria. Essa stabilisce il livello di ambizione che guiderà il lavoro nelle fasi successive.

Durante il processo di preparazione della strategia, si formano spesso collaborazioni tra pubblico e privati. Queste collaborazioni servono come base per scambiare informazioni e per consentire l'avanzamento del progresso tecnologico. Inoltre, sono necessarie per creare consenso, allineare i punti di vista, sviluppare incentivi e coordinare le attività. Le partnership pubblico-private possono ridurre i rischi durante primi impieghi, facilitando la transizione dalla dimostrazione alla commercializzazione. Le collaborazioni permettono, alle aziende, di accumulare esperienza e forniscono i benefici del vantaggio del first mover in caso di successo. L'obiettivo dovrebbe essere quello di raggiungere un punto in cui non sia necessario il sostegno pubblico. Questo modello ha già avuto successo nella mobilità nell'Unione Europea (attraverso l'Impresa Comune Celle a Combustibile e Hydrogen Joint Undertaking).

La strategia è seguita da una serie di analisi necessarie a valutare l'impatto dell'introduzione o del cambiamento di politiche specifiche. Le analisi valutano le conseguenze economiche, sociali ed ambientali relative all'attuazione delle misure proposte nella strategia. Esse valutano tempi e scopi alternativi, nonché le interazioni con le altre tecnologie.

Dopo queste analisi, i regolamenti e le leggi vengono introdotti, seguiti da regolari revisioni per aggiustarli ed allinearli a seconda del progresso e delle ultime tendenze. Questo processo dalla R&S alla strategia è tutt'altro che lineare o rapido.

Il sostegno pubblico ai programmi di R&S sull'idrogeno è stato innescato dalla crisi del petrolio negli 1970, con gli sforzi principali degli Stati Uniti e dell'Europa. Più o meno nello stesso periodo, sono state introdotte piattaforme per la collaborazione internazionale, come l'International Journal of Hydrogen Energy (1976). Il sostegno da parte governi federali ha avuto inizio in Canada nei primi anni '80 e in Giappone nel 1992 (Behling, Williams e Managi, 2015). Gli Stati Uniti sono stati uno dei paesi leader, stabilendo un partenariato pubblico-privato nel 1999 (California) e pubblicando un documento di visione ed una tabella di marcia nel 2002 (US DOE, 2002).

I programmi di R&S sono ancora molto attivi e necessari oggi, con uno dei più grandi recentemente adottato in Cina. La Cina sta esplorando soluzioni per utilizzare l'idrogeno nelle città: le precedenti sovvenzioni per i FCEV sono state sostituite da dimostrazioni pilota in città selezionate per una fase iniziale di quattro anni. Un focus sarà sulla ricerca e sull'applicazione di componenti critici, ed il sostegno del governo centrale sarà sotto forma di premi finanziari a queste città.

Altri paesi hanno sviluppato la loro strategia ed hanno stilato i documenti per la tabella di marcia, con strategie finali attese nei prossimi anni. Per esempio, la Nuova Zelanda ha pubblicato il suo documento nel 2019, il quale ha delineato i potenziali usi dell'idrogeno ed ha esplorato in modo non quantitativo alcune delle questioni relative al suo utilizzo.

La Francia ha pubblicato per la prima volta una strategia sull'idrogeno nel 2018, che è stata aggiornata nel mese di Giugno del 2020. L'Unione Europea ha istituito un gruppo di lavoro di alto livello sull'idrogeno nel 2002 (con 19 parti interessate della comunità di ricerca, industria, autorità pubbliche e utenti finali). Ha stabilito la piattaforma tecnologica relativa alle celle a combustibile nel 2004, che ha aperto la strada all'avvio dell'Impresa Comune Celle a Combustibile e Idrogeno (FCH JU, 2017). Con l'arrivo della nuova ondata di interesse, l'Unione europea ha finalmente rilasciato la sua strategia globale sul green hydrogen, con alcune politiche introdotte nel 2021. Si prevede che molti paesi pubblicheranno le loro strategie sull'idrogeno nei prossimi anni.

Inoltre, l'Europa è altamente competitiva nella produzione di tecnologie dell'idrogeno pulito. Gli investimenti nell'idrogeno rinnovabile in Europa potrebbero arrivare a 180-470 miliardi di euro entro il 2050 e nell'ordine di 3-18 miliardi di euro per l'idrogeno fossile a basse emissioni di carbonio.

In combinazione con la leadership dell'UE nelle tecnologie rinnovabili, l'emergere di una catena di valore dell'idrogeno potrebbe impiegare fino a 1 milione di persone, direttamente o indirettamente. Gli analisti stimano che l'idrogeno verde potrebbe soddisfare il 24% della domanda mondiale di energia entro il 2050, con vendite annuali dell'ordine di 630 miliardi di euro.

Tuttavia, oggi l'idrogeno rinnovabile ed a basso contenuto di carbonio non è ancora competitivo in termini di costi rispetto all'idrogeno a base fossile. Per sfruttare tutte le opportunità associate all'idrogeno, l'Unione Europea ha bisogno di un approccio strategico. L'industria dell'UE sta raccogliendo la sfida e ha sviluppato un piano ambizioso per raggiungere i 40 GW di elettrolizzatori entro il 2030.

Quasi tutti gli Stati membri hanno incluso piani per l'idrogeno verde nei loro piani nazionali per l'energia e il clima, 26 hanno firmato la "Hydrogen Initiative", e 14 Stati membri hanno incluso l'idrogeno nel contesto dei loro quadri politici nazionali per la costruzione di infrastrutture per la produzione di combustibili alternativi.

Alcuni hanno già adottato strategie nazionali o sono in procinto di adottarne una.

Tuttavia, la diffusione dell'idrogeno in Europa deve affrontare sfide importanti che né il settore privato né gli Stati membri possono affrontare da soli. Portare lo sviluppo dell'idrogeno oltre il punto di svolta ha bisogno di una massa critica di investimenti, di un quadro normativo favorevole, di nuovi mercati guida.

L'Austria e l'Italia, per esempio, hanno già incluso l'idrogeno in parte dei loro piani nazionali per l'energia e il clima (NECP). L'obiettivo dei paesi europei è quello di un'introduzione coordinata e si devono assicurare che le strategie si adattino ai loro NECP ed alle direttive dell'Unione europea.

Le attività si svolgono anche a livello subnazionale. Tabelle di marcia e strategie sono state rilasciate dalla California, dalle province del nord dei Paesi Bassi, dall'Australia del Sud, dalla Victoria, Queensland e Tasmania.

Sviluppare contemporaneamente la strategia ottimale di zero emissioni nette di CO₂ e la migliore strategia possibile per il green hydrogen è un compito impegnativo. Ci sono soluzioni di decarbonizzazione per la maggior parte delle nazioni che comprendono applicazioni ed usi finali. I costi ed i benefici di ogni soluzione cambieranno costantemente in base al ritmo dell'innovazione e dello sviluppo di ogni tecnologia specifica. I governi, quindi, hanno scelte difficili da fare su quali tecnologie saranno le più adatte per il futuro dei loro paesi, evitando allo stesso tempo numerose possibili insidie, come il bloccarsi in percorsi più lenti o meno efficienti per ridurre le emissioni.

L'ambizione dei politici dell'UE è quella di rendere l'industria europea un leader mondiale sia nelle attrezzature a green hydrogen che nell'industria pesante a zero emissioni di carbonio. Per questo motivo, la

strategia identifica il green hydrogen come l'unica tipologia di idrogeno compatibile con un sistema ad emissioni zero.

La strategia mira a creare almeno 6 GW di capacità di elettrolizzatori entro il 2024, sufficienti a produrre fino a 1 Mt/anno di green hydrogen. Questo aumenterebbe a 40 GW nei paesi dell'UE entro il 2030, con altri 40 GW di capacità di elettrolizzatori nei vicini stati meridionali ed orientali (per esempio l'Ucraina o il Marocco), da cui l'Unione Europea potrebbe importare green hydrogen.

La strategia adotta un approccio a tappe:

- (2020-2024): Aumentare la capacità degli elettrolizzatori fino a 6 GW e produrre fino a 1 Mt/anno di idrogeno rinnovabile. Il focus è sulla decarbonizzazione delle applicazioni che già usano l'idrogeno e per facilitare l'adozione del green hydrogen in nuove applicazioni di uso finale. La fornitura di idrogeno sarebbe principalmente (e momentaneamente) locale per evitare la necessità di un'infrastruttura estesa, mentre si pianifica l'espansione dell'infrastruttura.
- (2025-2030): Aumentare la capacità degli elettrolizzatori fino a 40 GW nei paesi dell'UE e produrre fino a 10 Mt/anno di idrogeno rinnovabile. Ulteriori 40 GW di capacità possono essere commissionati nelle regioni vicine, tramite cooperazione. Il trasporto del green hydrogen richiederà una rete europea che potrebbe essere basata in gran parte sull'infrastruttura del gas naturale esistente. Può essere sviluppato anche il commercio internazionale con le regioni vicine. Si presume che il mercato dell'idrogeno sarà efficiente nell'allocazione, con un commercio transfrontaliero senza ostacoli.
- (2030-2050): Il green hydrogen raggiunge la maturità e viene distribuito su larga scala in tutti i settori in cui le alternative hanno un costo più alto. I carburanti elettrici fatti con l'idrogeno sarebbero usati in diversi settori, tra cui l'aviazione e la navigazione.

Si stima che il raggiungimento degli obiettivi del 2030 richieda investimenti da 24 a 42 miliardi di euro per migliorare la capacità degli elettrolizzatori. Inoltre, saranno necessari investimenti di 65 miliardi di euro per le infrastrutture e 11 miliardi di euro per l'adeguamento degli impianti di gas naturale.

STABILIRE LE PRIORITÀ PER L'IDROGENO GREEN

I singoli paesi hanno condizioni specifiche. Di conseguenza, la politica nazionale del green hydrogen dovrebbe valutare attentamente i fattori chiave per ogni segmento della catena del valore dell'idrogeno. Questi includono la dimensione delle risorse rinnovabili del paese, la maturità del suo settore energetico, l'attuale livello di competitività economica ed i potenziali effetti socio-economici.

Per esempio, una regione con buone risorse rinnovabili potrebbe usare l'elettrolisi per rendere il green hydrogen competitivo dal punto di vista dei costi, mentre in altri casi i responsabili politici potrebbero identificare più valore nell'importare idrogeno e concentrare i loro sforzi su altre tecnologie alla base della transizione energetica.

Man mano che i paesi sviluppano le loro strategie di zero emissioni nette e strategie per il green hydrogen, può essere utile ricordare tre concetti di base per impostare le priorità politiche.

1. *L'idrogeno non è un completo sostituto dei combustibili fossili.* Il primo concetto da tenere a mente è che, nonostante la grande promessa del green hydrogen e la sua idoneità a sostituire i gas fossili, esso non è un sostituto completo dei combustibili fossili.

Al contrario, è solo una delle diverse possibili alternative di decarbonizzazione che dovrebbero essere attentamente considerate quando si stabiliscono le priorità. Allo stesso modo, la selezione

delle politiche di sostegno deve prendere in considerazione i costi e i benefici relativi del green hydrogen rispetto ad altre soluzioni di decarbonizzazione per usi finali specifici, specialmente dato il continuo progresso delle tecnologie concorrenti. In molti casi, l'elettificazione diretta utilizzando energia rinnovabile, insieme all'efficienza energetica, sarà una soluzione più rapida e conveniente per decarbonizzare il sistema energetico rispetto all'uso del green hydrogen.

Nel settore dei trasporti, per esempio, la rapida decrescita del costo ed il miglioramento tecnologico delle batterie hanno reso i veicoli elettrici una soluzione attraente per la decarbonizzazione del settore. L'uso dell'idrogeno nei FCEV sarà ancora possibile per usi specifici, per esempio dove la rete elettrica non è disponibile. Il due sotto settori dei trasporti in cui esistono meno alternative a basso tenore di carbonio al green hydrogen sono l'aviazione internazionale e il trasporto marittimo. Quindi, il green hydrogen sarà molto probabilmente l'attore principale per un futuro a basse emissioni di carbonio per questi sotto settori.

2. *La necessità di identificare le applicazioni di maggior valore.* Una volta che la decisione di promuovere il green hydrogen è stata adottata, le decisioni politiche includono quali applicazioni dovrebbero essere prioritarie e quanto velocemente si deve effettuare il passaggio dai combustibili fossili al green hydrogen. I responsabili politici dovrebbero identificare le applicazioni a più alto valore per una data quantità di green hydrogen, al fine di concentrare i loro sforzi politici sui settori che potrebbero fornire vantaggi più immediati e consentire economie di scala.

Un ruolo potenziale per la politica del green hydrogen è quello di sostenere ed accelerare il passaggio al green hydrogen nelle applicazioni industriali dove l'idrogeno è già usato, come la raffinazione e la produzione sia di ammoniaca che di metanolo.

In particolare, la domanda di questi impianti è abbastanza grande da consentire economie di scala nella produzione e nelle infrastrutture, rendendo il passaggio al green hydrogen ancora più conveniente in queste applicazioni rispetto alle applicazioni distribuite. Per esempio, 250 tonnellate al giorno di green hydrogen potrebbero essere utilizzate per soddisfare la domanda di calore degli edifici di una città con più di un milione di persone. Invece, la stessa quantità potrebbe essere usata per alimentare un singolo impianto di ammoniaca green. In questo caso, usare l'idrogeno per fare ammoniaca eviterebbe gli alti costi di infrastruttura e la grande quantità di tempo necessaria per convertire migliaia di impianti delle abitazioni all'idrogeno. Allo stesso tempo, la domanda di calore negli edifici residenziali può essere soddisfatta più facilmente da altre soluzioni come le pompe di calore alimentate da elettricità rinnovabile (IRENA, IEA e REN21).

Un'altra opzione da considerare è quella di combinare vari usi che possono portare benefici alla produzione raggiungendo maggiori economie di scala. Queste sinergie possono essere trovate nei cluster industriali, porti e città (Roland, 2018). Le sinergie in tali cluster aiutano a creare un circolo virtuoso tra domanda e offerta dove la produzione su larga scala diminuisce i costi, che a sua volta incoraggia la domanda all'interno della stessa area. Una domanda più alta permette alla produzione di espandersi, riducendo ulteriormente i costi e consentendo un uso ancora maggiore di idrogeno rinnovabile.

Infine, quando si stabiliscono le priorità, i responsabili politici devono comparare attentamente sia il divario economico rispetto alle opzioni esistenti per i combustibili fossili sia la necessità di ridurre le emissioni. In particolare, questo è necessario quando le opzioni diverse dal green hydrogen sono praticamente inesistenti. Per esempio, il green hydrogen usato per la riduzione diretta del ferro (DRI) è una delle poche opzioni per la produzione di acciaio a zero emissioni.

Dato che la tecnologia è solo in fase pilota, potrebbero volerci diversi anni per raggiungere il mercato. Allo stesso modo, i combustibili sintetici sono una delle opzioni per decarbonizzare l'aviazione, ma attualmente sono lontani dal raggiungere la parità di costo con il carburante di origine fossile. Eppure, nonostante questo alto costo, gli sforzi devono iniziare oggi per consentire la riduzione dei costi ed aumentare la produzione stessa.

3. *Il principio di addizionalità dell'energia rinnovabile.* Infine, il principio di addizionalità è fondamentale per l'energia rinnovabile utilizzata per la produzione di green hydrogen. In altre parole, se ci fossero altri usi produttivi per l'elettricità generata da fonti rinnovabili, questa elettricità non dovrebbe essere deviata da questi usi per produrre green hydrogen. Invece, l'idrogeno verde dovrebbe essere prodotto solo dalla capacità aggiuntiva di energia rinnovabile che non sarebbe commissionata e dall'elettricità che non verrebbe consumata in altri usi.

Non seguire questo principio di addizionalità rallenterebbe l'elettrificazione di edifici, dell'industria e dei trasporti con energia rinnovabile che è fondamentale per l'ottenimento di una transizione energetica di successo. Allo stesso tempo, all'aumentare della capacità di energia rinnovabile si verificherebbero un maggior numero di periodi di generazione in eccesso, che potrebbe essere utilizzato per produrre green hydrogen.

In questo caso, non solo l'idrogeno verrebbe usato per decarbonizzare i settori difficili da abbattere, ma la sua produzione aumenterebbe anche il valore degli impianti di generazione e renderebbe più facile integrare grandi quantità di VRE nella rete elettrica.

SCHEMA DI GARANZIA D'ORIGINE

Le molecole di green hydrogen sono identiche a quelle di grey hydrogen. Per questo motivo, una volta che l'idrogeno è stato prodotto, è necessario un sistema di certificazione che permetta agli utenti di conoscere l'origine e la qualità dell'idrogeno. I sistemi utilizzati per rintracciare l'origine sono solitamente definiti come una "garanzia di origine" (GO).

Un esempio nel caso dell'idrogeno è il progetto CertifHy nell'Unione Europea. Il sistema ha emesso oltre 76.000 GO per il green hydrogen a basso contenuto di carbonio, di cui 3.600 sono stati utilizzati entro il 2019. Questo era un progetto pilota che copriva meno dello 0,05% del mercato totale dell'UE e meno del 4% dei certificati erano effettivamente da energia rinnovabile.

In particolare, tali schemi dovrebbero essere usati per tracciare le emissioni di CO₂ dalla produzione all'uso dell'idrogeno, al fine di riconoscere quando e dove l'uso di idrogeno può essere più efficace per la decarbonizzazione. Gli esempi precedenti mostrano che non esiste ancora un'unica definizione per la certificazione dell'idrogeno, il che significa che gli schemi possono essere incompatibili. Per esempio, il limite di CO₂ al di sotto del quale l'idrogeno sarebbe considerato "green" o "a basso contenuto di carbonio" varia ampiamente (35-100%).

Alcuni schemi coprono più tecnologie di produzione dell'idrogeno (per esempio Low Carbon Fuel Standard, CertifHy), mentre altri si concentrano specificamente sul green hydrogen (per esempio AFHYPAC). Gli schemi variano anche quando si tratta di usi finali. Alcuni coprono tutti i settori possibili (per esempio CertifHy), mentre altri si concentrano su una particolare applicazione. Per esempio, il Low Carbon Fuel Standard si applica solo all'uso nei veicoli.

Per essere utili ai produttori, ai politici e agli utenti finali, tutti gli schemi GO dovrebbero fornire un'etichetta chiara per il prodotto a idrogeno, per aumentare la consapevolezza del consumatore e

descrivere accuratamente il valore della merce (Veum et al., 2019, Mehmeti et al, 2018). Le informazioni fornite dovrebbero differenziare chiaramente tra i vari percorsi di produzione dell'idrogeno.

Uno schema GO dovrebbe anche essere basato sulle emissioni di gas serra durante il ciclo di vita, dalle attività a monte come la generazione di elettricità fino al trasporto. Questo garantirebbe la coerenza e la compatibilità con i sistemi di certificazione delle emissioni di gas serra per altre merci, come l'elettricità o il gas fossile. Le soluzioni di green hydrogen potrebbero poi essere confrontate con altre tipologie di idrogeno, combustibili fossili, elettrificazione diretta e con l'uso della bioenergia.

I sistemi di certificazione dei biocarburanti offrono un esempio su come tracciare e certificare l'idrogeno. Nei sistemi di certificazione dei biocarburanti, alcune parti della catena di produzione possono avere valori di riferimento predefiniti. In questo modo, il processo di certificazione è accelerato per le nuove applicazioni.

I valori predefiniti sono regolarmente aggiornati per riflettere i cambiamenti tecnologici. I produttori possono richiedere valori specifici controllati se credono di aver raggiunto valori migliori di quelli di riferimento. Il trasporto dei biocarburanti è anche preso in considerazione negli schemi di certificazione dei biocarburanti considerando come e quante materie prime e biocarburanti sono stati trasportati. Gli schemi GO per l'idrogeno devono fare anche questo, poiché l'idrogeno prodotto da un parco eolico dedicato e poi trasportato con camion diesel può avere un'impronta di carbonio maggiore rispetto all'idrogeno prodotto con l'elettricità di rete che viene trasportato all'interno di una conduttura.

Infine, i sistemi GO dovrebbero essere progettati per permettere il commercio internazionale di green hydrogen, contribuendo a creare un mercato globale. Un esempio di collaborazione internazionale è la task force di analisi della produzione di idrogeno del International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE, 2020).

La task force mira a sviluppare una metodologia e una terminologia armonizzate per definire e standardizzare l'idrogeno pulito in diversi paesi e per facilitare la creazione di uno schema comune per il GO.

Gli schemi GO saranno un elemento chiave di un sistema di green hydrogen, almeno fino a quando l'idrogeno ad alta intensità di carbonio non sarà più prodotto. Altre politiche abilitanti saranno ancora necessarie, tuttavia, per guidare la crescita del green hydrogen.

SISTEMA DI GOVERNANCE E POLITICHE ABILITANTI

Con la transizione del green hydrogen dalla nicchia al mainstream, le politiche che guidano la transizione non devono riguardare solo la diffusione del green hydrogen, ma anche la sua integrazione nel più ampio sistema energetico. Sono le politiche a livello economico che influenzano la sostenibilità ed il ritmo della transizione.

La società e l'industria devono essere coinvolte in questo nuovo settore per poterne raccogliere i benefici. Un'ampia base di sostegno può creare un ambiente favorevole per lo sviluppo del green hydrogen e per fare in modo che fornisca valore all'intero sistema energetico e sociale. Dopo aver definito questi obiettivi, le azioni concrete che i responsabili politici possono prendere includono:

1. *Cercare consigli dalla società e dal mondo industriale.* La società e l'industria possono fornire consigli ai politici su proposte, azioni e modifiche alla strategia a seconda dei progressi e dello stato di avanzamento. Vi è la necessità di formare un consiglio di esperti che può fornire un input di alta qualità al governo. Il consiglio dovrebbe includere attori del mondo accademico e dalla società civile per assicurare che nessun interesse venga trascurato. I risultati dei confronti dovrebbero

essere riassunti ed usati come input per le raccomandazioni del consiglio al governo. Il "table of hydrogen" italiano è un esempio di questa politica. Coinvolge aziende ed altri stakeholder che operano nel mondo istituzionale e della ricerca, con l'obiettivo di tenere aggiornato il governo sui progressi tecnologici.

2. *Attuare misure per mantenere la competitività industriale e creare opportunità di esportazione.*

I responsabili politici possono valutare quali elementi della catena del valore del green hydrogen possono essere prodotti a livello nazionale. Questo includerebbe una valutazione in ogni paese della sua esistente capacità attuale rispetto ad altri paesi e le azioni necessarie per raggiungere la leadership. In alcuni casi, come in Canada, Germania e Corea del Sud, la strategia potrebbe anche stabilire come obiettivo nazionale quello di diventare il primo a sviluppare un'industria nazionale, permettendo così l'esportazione delle tecnologie in altre regioni. I paesi (come Australia, Cile, Portogallo e alcuni membri del Consiglio di cooperazione del Golfo) possono anche concentrarsi sull'uso delle loro vaste risorse rinnovabili nazionali per stabilire un settore dell'idrogeno che esporta e promuove la crescita economica interna.

3. *Identificare la crescita economica e le opportunità di creazione di posti di lavoro.* Come parte di una strategia, i responsabili politici dovrebbero determinare il valore che il settore dell'idrogeno aggiungerebbe all'economia ed il suo effetto sulle industrie associate, quantificando il numero di posti di lavoro generati direttamente nella produzione di attrezzature, costruzione e funzionamento, ed indirettamente nella catena di approvvigionamento e nelle industrie di supporto. Esempi di analisi dell'impatto occupazionale del green hydrogen all'interno di un'economia sono comuni in paesi pionieri e sono usati per informare le strategie nazionali. Questo è stato il caso, per esempio, nei Paesi Bassi (CE Delft, 2018; Governo dei Paesi Bassi, 2020). Inoltre, la forza lavoro locale deve essere in grado di occupare i nuovi posti di lavoro che saranno creati in queste attività. I paesi avranno quindi bisogno di programmi di istruzione e formazione per garantire un allineamento tra le competenze necessarie e quelle disponibili.

1.4 TABELLA DI MARCIA DELLA STRATEGIA DELL'UE VERSO IL 2050

L'idrogeno può essere prodotto attraverso una varietà di processi. Questi percorsi di produzione sono associati ad un'ampia gamma di emissioni, a seconda della tecnologia e della fonte di energia utilizzate e hanno diverse implicazioni in termini di costi e requisiti. Tra i diversi processi possiamo trovare:

- *L'idrogeno ottenuto dall'elettricità* che si riferisce all'idrogeno prodotto attraverso l'elettrolisi di acqua (in un elettrolizzatore, alimentato dall'elettricità), indipendentemente dalla fonte di elettricità. La quantità di gas ad effetto serra emesso durante la produzione di idrogeno basato sull'elettricità dipende da come viene prodotta l'elettricità.

- *L'idrogeno rinnovabile*, ovvero l'idrogeno prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua (in un elettrolizzatore, alimentato dall'elettricità), e con l'elettricità proveniente da fonti rinnovabili. Le emissioni di gas serra relative all'intera produzione di idrogeno rinnovabile sono prossime allo zero. L'idrogeno rinnovabile può essere prodotto anche attraverso il reforming del biogas (invece che del gas naturale) o la conversione biochimica della biomassa, se in conformità ai requisiti di sostenibilità.

- *L'idrogeno di origine fossile* cioè quello prodotto attraverso processi che utilizzano combustibili fossili come materia prima, principalmente il reforming del gas naturale o la gassificazione del carbone. Questo rappresenta la maggior parte dell'idrogeno prodotto oggi. Le emissioni di gas serra, in questo caso, sono elevate.

- *L'idrogeno fossile con cattura del carbonio* è una sotto-parte dell'idrogeno fossile, ma in cui i gas a effetto serra emessi vengono catturati durante il processo di produzione dell'idrogeno. Le emissioni di gas serra della produzione di idrogeno fossile con cattura del carbonio (o pirolisi) sono inferiori a quelle dell'idrogeno a base di combustibili fossili, ma deve essere tenuta in considerazione l'efficacia della cattura dei gas serra al massimo del 90%.

- *L'idrogeno a basso contenuto di carbonio* comprende l'idrogeno a base fossile con cattura del carbonio e l'idrogeno basato sull'elettricità, con emissioni di gas a effetto serra nell'intero ciclo di vita significativamente ridotte rispetto all'attuale produzione di idrogeno.

- *I carburanti sintetici derivati dall'idrogeno* si riferiscono ad una varietà di carburanti gassosi e liquidi a base di idrogeno e carbonio. Affinché i combustibili sintetici siano considerati rinnovabili, la parte di idrogeno dovrebbe essere rinnovabile. I combustibili sintetici includono per esempio il cherosene sintetico nell'aviazione, il diesel sintetico per le automobili e varie molecole usate nella fabbricazione di prodotti chimici e fertilizzanti. I combustibili sintetici possono essere associati a livelli molto diversi di emissioni di gas serra a seconda della materia prima e del processo utilizzato. In termini di inquinamento atmosferico, la combustione di combustibili sintetici produce livelli di emissioni di inquinanti atmosferici simili a quelli dei combustibili fossili.

Oggi, né l'idrogeno rinnovabile né l'idrogeno a basso contenuto di carbonio, in particolare l'idrogeno fossile con cattura del carbonio, sono competitivi in termini di costi rispetto all'idrogeno fossile. I costi stimati oggi per l'idrogeno fossile sono di circa 1,5 €/kg per l'UE, altamente dipendenti dai prezzi del gas naturale, e trascurando il costo della CO₂. I costi stimati oggi per l'idrogeno fossile con cattura e stoccaggio del carbonio sono circa 2 €/kg, e l'idrogeno rinnovabile 2,5-5,5 €/kg.

Sarebbero necessari prezzi del carbonio dell'ordine di 55-90 euro per tonnellata di CO₂ per rendere l'idrogeno fossile con cattura del carbonio competitivo con l'idrogeno fossile di oggi. I costi per l'idrogeno rinnovabile stanno scendendo rapidamente. I costi degli elettrolizzatori sono già stati ridotti del 60% negli

ultimi dieci anni e si prevede che nel 2030 si dimezzeranno rispetto ad oggi grazie alle economie di scala. Questi elementi saranno fattori chiave del progressivo sviluppo dell'idrogeno in tutta l'economia dell'UE.

La priorità per l'UE è quella di sviluppare l'idrogeno rinnovabile che è l'opzione più compatibile con gli obiettivi dell'UE di neutralità climatica e zero emissioni nette. La scelta dell'idrogeno rinnovabile si basa sulla forza industriale europea nella produzione di elettrolizzatori, creerà nuovi posti di lavoro e crescita economica nell'UE e sosterrà un sistema energetico integrato efficiente in termini di costi.

Sulla strada verso il 2050, l'idrogeno rinnovabile dovrebbe essere progressivamente distribuito su larga scala insieme all'introduzione di nuove energie rinnovabili man mano che la tecnologia matura e i costi delle sue tecnologie di produzione diminuiscono. Questo processo deve essere avviato ora. Nel breve e medio termine, tuttavia, sono necessarie altre forme di idrogeno a basso contenuto di carbonio, soprattutto per ridurre rapidamente le emissioni della produzione di idrogeno esistente e sostenere la parallela e futura diffusione dell'idrogeno rinnovabile.

L'ecosistema dell'idrogeno in Europa si svilupperà probabilmente attraverso una traiettoria graduale, a diverse velocità nei vari settori e richiederà diverse soluzioni politiche.

Come definito precedentemente, nella prima fase che va dal 2020 al 2024, l'obiettivo strategico è di installare almeno 6 GW di elettrolizzatori di idrogeno rinnovabile nell'UE e stabilire la produzione fino ad 1 milione tonnellate di idrogeno rinnovabile per decarbonizzare l'attuale produzione di idrogeno.

In questa fase, gli elettrolizzatori potrebbero essere installati accanto ai centri di domanda esistenti ad esempio nelle grandi raffinerie, acciaierie e complessi chimici. Questi potrebbero essere alimentati direttamente da fonti locali di elettricità rinnovabile. Inoltre, saranno necessarie stazioni di rifornimento di idrogeno per l'adozione di autobus ad idrogeno e, in una fase successiva, di camion. Gli elettrolizzatori saranno quindi anche necessari per rifornire localmente un numero crescente di stazioni di rifornimento di idrogeno.

Diverse forme di idrogeno a basso contenuto di carbonio basato sull'elettricità, specialmente quelle prodotte con emissioni di gas serra vicine allo zero, contribuiranno a scalare la produzione ed il mercato dell'idrogeno.

Alcuni degli impianti di produzione di idrogeno esistenti dovrebbero essere decarbonizzati con tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio. Le esigenze infrastrutturali per il trasporto dell'idrogeno rimarranno limitate poiché la domanda sarà soddisfatta, almeno inizialmente, dalla produzione vicina o in loco ed in alcune aree potrebbe verificarsi la miscelazione con il gas naturale.

La politica si concentrerà sulla definizione del quadro normativo per un mercato dell'idrogeno liquido e ben funzionante. Inoltre, si concentrerà sull'incentivazione dell'offerta e della domanda nei mercati guida, anche colmando il divario di costo tra le soluzioni convenzionali e l'idrogeno rinnovabile e a basso contenuto di carbonio, attraverso norme adeguate sugli aiuti di Stato. Condizioni favorevoli spingeranno piani concreti per grandi impianti eolici e solari dedicati alla produzione di idrogeno rinnovabile su scala GW prima del 2030.

In una seconda fase, dal 2025 al 2030, l'idrogeno deve diventare una parte intrinseca di un sistema energetico integrato con l'obiettivo strategico di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori di idrogeno rinnovabile entro il 2030 e la produzione fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE.

In questa fase, ci si aspetta che l'idrogeno rinnovabile diventi gradualmente competitivo in termini di costi con altre forme di produzione di idrogeno, ma saranno necessarie politiche dedicate alla domanda industriale per includere gradualmente nuove applicazioni, tra cui la siderurgia, i camion, le ferrovie, alcune applicazioni di trasporto marittimo ed altre modalità di trasporto.

L'idrogeno rinnovabile inizierà a giocare un ruolo importante nel bilanciare un sistema elettrico basato sulle rinnovabili trasformando l'elettricità in idrogeno quando l'elettricità rinnovabile è abbondante ed economica e fornendo flessibilità. L'idrogeno sarà anche usato per lo stoccaggio giornaliero o stagionale, come riserva e per fornire funzioni tampone, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento nel medio termine.

Inoltre, l'ulteriore adeguamento dell'attuale produzione di idrogeno a base fossile con la cattura del carbonio dovrebbe continuare a ridurre le emissioni di gas serra e di altri inquinanti atmosferici in vista dell'ambizione climatica del 2030.

I cluster locali di idrogeno, così come le aree remote, le isole o gli ecosistemi regionali (le cosiddette "valli dell'idrogeno") si svilupperanno. In questi casi, un'infrastruttura dedicata all'idrogeno può utilizzare l'idrogeno non solo per applicazioni industriali e di trasporto e per il bilanciamento dell'elettricità, ma anche per la fornitura di calore per edifici residenziali e commerciali.

In questa fase, emergerà la necessità di un'infrastruttura logistica in tutta l'UE, e saranno prese misure per trasportare l'idrogeno dalle aree con un grande potenziale rinnovabile ai centri di domanda situati possibilmente in altri Stati membri. Una delle operazioni più importanti sarà quella di pianificare una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno. La rete del gas esistente potrebbe essere parzialmente riutilizzata per il trasporto di idrogeno rinnovabile e diventerebbe necessario lo sviluppo di impianti di stoccaggio dell'idrogeno su larga scala. Il commercio internazionale può anche svilupparsi, in particolare con i paesi vicini dell'UE, nell'Europa orientale e nei paesi del Mediterraneo meridionale e orientale.

In termini di orientamento politico, una scala così sostenuta in un periodo relativamente breve richiederà un aumento del sostegno dell'UE. Bisognerà, inoltre, stimolare gli investimenti per costruire un vero e proprio ecosistema dell'idrogeno. Entro il 2030 l'UE mirerà a completare un mercato dell'idrogeno aperto e competitivo, con un commercio transfrontaliero senza ostacoli ed un'efficiente distribuzione delle forniture di idrogeno tra settori.

In una terza fase, dal 2030 in poi e verso il 2050, le tecnologie dell'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere la maturità ed essere diffuse su larga scala per raggiungere tutti i settori difficili da decarbonizzare dove altre alternative potrebbero non essere fattibili o avere costi più elevati.

In questa fase, la produzione di elettricità rinnovabile deve aumentare massicciamente, dato che, secondo le stime, circa un quarto dell'elettricità rinnovabile potrebbe essere usato per la produzione di idrogeno rinnovabile entro il 2050.

Raggiungere gli obiettivi di diffusione delineati in questa tabella di marcia strategica entro il 2024 e il 2030 richiede un forte programma d'investimento che sfrutti le sinergie e che garantisca la coerenza del sostegno pubblico tra i diversi fondi UE.

Da qui al 2030, gli investimenti in elettrolizzatori potrebbero oscillare tra i 24 e i 42 miliardi di euro.

Inoltre, nello stesso periodo, 220-340 miliardi di euro sarebbero necessari per scalare e collegare direttamente 80-120 GW di capacità di produzione di energia solare ed eolica agli elettrolizzatori per fornire l'elettricità necessaria. Gli investimenti per adattare la metà degli impianti esistenti con cattura e stoccaggio del carbonio sono stimati a circa 11 miliardi di euro.

Inoltre, investimenti di 65 miliardi di euro saranno necessari per il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno e per le stazioni di rifornimento di idrogeno. Da qui al 2050, gli investimenti in capacità di produzione ammonterebbero a 180-470 miliardi di euro nell'UE.

Infine, l'adattamento dei settori di uso finale al consumo di idrogeno e ai carburanti a base di idrogeno richiederà anche investimenti significativi. Per esempio, ci vogliono circa 160-200 milioni di euro per

convertire un tipico impianto siderurgico dell'UE, che arriva alla fine del suo ciclo di vita, all'idrogeno. Nel settore del trasporto stradale, l'installazione di altre 400 stazioni di rifornimento di idrogeno su piccola scala (rispetto alle 100 attuali) potrebbe richiedere investimenti di 850-1000 milioni di euro.

Per sostenere questi investimenti e la nascita di un intero ecosistema dell'idrogeno, la Commissione Europea ha avviato l'Alleanza europea per l'idrogeno pulito. L'Alleanza svolgerà un ruolo cruciale nel facilitare l'attuazione delle azioni di questa strategia e nel sostenere gli investimenti, per aumentare la produzione e la domanda di idrogeno rinnovabile. Riunirà l'industria, le autorità pubbliche nazionali, regionali e locali. Attraverso incontri di CEO interconnessi ed una piattaforma per i politici, l'Alleanza fornirà un ampio forum per coordinare gli investimenti di tutte le parti interessate e coinvolgere la società civile.

Il risultato chiave dell'Alleanza sarà quello di identificare e costruire una chiara catena di progetti d'investimento. Questo faciliterà gli investimenti coordinati e le politiche lungo la catena del valore dell'idrogeno e la cooperazione tra le parti interessate private e pubbliche in tutta l'UE. Inoltre, fornirà supporto pubblico dove necessario, attirando gli investimenti privati. In aggiunta, darà visibilità a questi progetti e permetterà loro di trovare sostegno.

La Commissione darà anche seguito alle raccomandazioni identificate in un rapporto del Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest (IPCEI) per promuovere investimenti e azioni ben coordinati o congiunti in diversi Stati membri, volti a sostenere una catena di approvvigionamento di idrogeno. La cooperazione avviata all'interno dell'ecosistema dell'idrogeno nel Forum strategico contribuirà ad una rapida diffusione delle attività della Clean Hydrogen Alliance. A sua volta, l'Alleanza faciliterà contemporaneamente la cooperazione in una serie di grandi progetti di investimento, compresi i progetti IPCEI, lungo la catena del valore dell'idrogeno. Lo strumento specifico IPCEI serve per affrontare le carenze del mercato per i grandi progetti integrati transfrontalieri per l'idrogeno e per i carburanti derivati dall'idrogeno che contribuiscono significativamente al raggiungimento degli obiettivi climatici.

Per stimolare la domanda ed aumentare la produzione sarebbe necessario costruire un'economia dell'idrogeno in Europa. La produzione di idrogeno da fonti rinnovabili o a basse emissioni di carbonio, lo sviluppo di infrastrutture per fornire idrogeno ai consumatori finali e la creazione di una domanda di mercato devono andare in parallelo, attivando un circolo virtuoso di aumento dell'offerta e della domanda di idrogeno. Richiede anche una riduzione dei costi di fornitura, ad esempio, attraverso la diminuzione dei costi per le tecnologie di produzione, assicurando la competitività dei costi con i combustibili fossili.

La creazione di nuovi mercati guida va di pari passo con l'aumento della produzione di idrogeno. Due principali mercati guida, le applicazioni industriali e la mobilità, possono essere gradualmente sviluppati per utilizzare il potenziale dell'idrogeno per un'economia neutrale dal punto di vista dei costi.

Un'applicazione immediata nell'industria è quella di ridurre e sostituire l'uso di idrogeno ad alta intensità di carbonio nelle raffinerie, nella produzione di ammoniaca, per nuove forme di produzione di metanolo o per sostituire parzialmente i combustibili fossili nella produzione di acciaio. In una seconda fase, l'idrogeno può costituire la base per investire e costruire processi di produzione dell'acciaio a zero emissioni di carbonio nell'UE, previsto dalla nuova strategia industriale della Commissione.

Nei trasporti, l'idrogeno è anche un'opzione promettente dove l'elettrificazione è più difficile. In una prima fase, l'adozione precoce dell'idrogeno può avvenire in usi vincolati, come gli autobus urbani locali, flotte commerciali (ad esempio i taxi) o parti specifiche della rete ferroviaria, dove l'elettrificazione non è fattibile. Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere facilmente fornite da elettrolizzatori regionali o locali, ma la loro diffusione dovrà basarsi su una chiara analisi della domanda sia per i veicoli leggeri che per quelli pesanti.

L'uso delle celle a combustibile a idrogeno dovrebbe essere ulteriormente incoraggiato nei veicoli stradali pesanti, insieme all'elettrificazione. In questo elenco sono compresi i pullman, i veicoli speciali e il trasporto su strada a lungo raggio, date le loro elevate emissioni di CO₂.

Gli obiettivi del 2025 e 2030, stabiliti nel regolamento sulle norme di emissione di CO₂, sono un motore importante per creare un mercato per le soluzioni a idrogeno, una volta che la tecnologia delle celle a combustibile sarà sufficientemente matura ed efficace dal punto di vista dei costi.

I treni ad idrogeno con celle a combustibile potrebbero essere sviluppati per altre tratte commerciali di treni che sono difficili o non convenienti da elettrificare. Circa il 46% della rete principale è ancora servita oggi dalla tecnologia diesel. Alcune applicazioni di treni ad idrogeno a celle a combustibile (per esempio le unità multiple) possono già essere competitive in termini di costi con i treni diesel.

Per le vie navigabili interne e per il trasporto marittimo a corto raggio, l'idrogeno può diventare un combustibile alternativo a basse emissioni, soprattutto da quando il Green Deal è entrato in vigore. Il Green Deal sottolinea che l'emissione di CO₂ nel settore marittimo deve avere un prezzo.

L'idrogeno può diventare a lungo termine un'opzione per decarbonizzare il settore aeronautico e marittimo attraverso la produzione di cherosene sintetico liquido o altri combustibili sintetici. Questi sono carburanti che possono essere utilizzati con la tecnologia degli aerei esistenti, ma le implicazioni in termini di efficienza energetica devono essere prese in considerazione.

A più lungo termine, le celle a combustibile alimentate ad idrogeno, che richiedono un design adattato dell'aereo, o motori a reazione basati sull'idrogeno possono costituire un'opzione per l'aviazione. Per realizzare queste ambizioni sarà necessaria una tabella di marcia per i notevoli sforzi di ricerca ed innovazione a lungo termine.

Il fattore chiave che limita l'uso dell'idrogeno nelle applicazioni industriali e nei trasporti è spesso il costo elevato, compresi gli investimenti aggiuntivi in attrezzature basate sull'idrogeno, lo stoccaggio e impianti di rifornimento. Inoltre, il potenziale impatto dei rischi della catena di approvvigionamento e l'incertezza del mercato dell'approvvigionamento sono amplificati dagli stretti margini per i prodotti industriali finali a causa della concorrenza internazionale.

Saranno quindi necessarie politiche di sostegno della domanda. La Commissione prenderà in considerazione varie opzioni per gli incentivi a livello UE, compresa la possibilità di quote minime di idrogeno rinnovabile o dei suoi derivati in specifici settori di uso finale (per esempio alcune industrie come il settore chimico o le applicazioni nel settore dei trasporti).

Bisognerebbe aumentare la produzione, mentre circa 280 aziende sono attive nella produzione e nella catena di fornitura di elettrolizzatori e più di 1 GW di progetti di elettrolizzatori sono in cantiere, la capacità totale di produzione europea per gli elettrolizzatori è attualmente inferiore a 1 GW all'anno. Per raggiungere l'obiettivo strategico di 40 GW di capacità di elettrolizzatori entro il 2030, uno sforzo coordinato con la European Clean Hydrogen Alliance, è necessario il contributo degli Stati membri e delle regioni all'avanguardia. Le tecnologie per aumentare la produzione di idrogeno, come l'elettricità solare ed eolica, l'uso della cattura del carbonio e lo stoccaggio continuano a diventare sempre più competitive man mano che la catena di approvvigionamento si sviluppa.

Per dare il via allo sviluppo dell'idrogeno, l'industria europea ha bisogno di chiarezza e gli investitori hanno bisogno di certezza nella transizione, in particolare una chiara comprensione in tutta l'UE sulle tecnologie di produzione dell'idrogeno che devono essere sviluppate in Europa, così come cosa può essere considerato come idrogeno rinnovabile e a basso contenuto di carbonio.

Poiché questa sarà una sfida che richiederà un lungo periodo di tempo, l'UE dovrà pianificare questa transizione con attenzione, tenendo conto dei punti di partenza attuali e delle infrastrutture che possono differire tra gli Stati membri.

Tra le direttive che catturano maggior attenzione troviamo la Renewable Energy Directive. Questo quadro potrebbe essere basato sull'intero ciclo di vita delle emissioni di gas serra, considerando le metodologie CertifHy già esistenti in linea con la tassonomia dell'UE per gli investimenti sostenibili. Le specifiche funzioni complementari che le garanzie di origine (GO) e i certificati di sostenibilità già svolgono nella direttiva sull'energia rinnovabile possono portare ad una produzione più efficiente in termini di costi.

Per quanto riguarda l'idrogeno basato sull'elettricità, la crescente quota di energie rinnovabili nella produzione di energia porterà ad una riduzione delle emissioni di CO₂ a monte. Al contrario, l'uso dell'idrogeno sta sostituendo i combustibili fossili a valle nei settori di uso finale.

Le emissioni di CO₂ dell'elettricità rimangono rilevanti per le politiche che stimolano la produzione di idrogeno. La domanda di elettricità per l'idrogeno dovrebbe essere abilitata in particolare in tempi di abbondante fornitura di elettricità rinnovabile nella rete. Nel caso dell'idrogeno a base fossile con cattura del carbonio, la Commissione si occuperà delle emissioni di metano a monte che si verificano durante la produzione ed il trasporto del gas naturale e proporrà misure di mitigazione come parte della prossima strategia dell'UE sul metano.

L'UE ha già la base per un quadro politico di supporto. In particolare, questo può essere realizzato con la direttiva sull'energia rinnovabile ed il sistema Trading System (ETS).

L'ETS, come strumento basato sul mercato, fornisce già un incentivo a livello UE, neutrale dal punto di vista tecnologico. È un incentivo verso una decarbonizzazione efficace dal punto di vista dei costi in tutti i suoi settori, coperti attraverso la fissazione del prezzo del carbonio. Un ETS rafforzato, con una potenziale espansione del campo di applicazione, rafforzerà gradualmente questo ruolo.

Quasi tutta l'attuale produzione di idrogeno a base fossile è coperta dall'ETS. Nella prossima revisione dell'ETS, la Commissione può considerare come la produzione di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio possa essere ulteriormente incentivata, tenendo in conto il rischio per i settori esposti alla riallocazione delle emissioni di carbonio.

Un possibile strumento politico sarebbe quello di creare sistemi di gara per i contratti di carbonio per differenza ("CCfD"). Un tale contratto a lungo termine con una pubblica amministrazione remunererebbe l'investitore pagando la differenza tra il prezzo d'esercizio della CO₂ e il prezzo effettivo della CO₂ nell'ETS in modo esplicito, colmando il divario di costo rispetto alla produzione convenzionale di idrogeno. Le aree principali in cui può essere applicato uno schema pilota per i contratti per differenza di carbonio sono quelle delle raffinerie e della produzione di fertilizzanti, dell'acciaio a basso contenuto di carbonio e dei prodotti chimici di base. Inoltre, questo sistema può essere applicato per sostenere la diffusione nel settore marittimo dell'idrogeno e dei combustibili derivati come l'ammoniaca e la diffusione di combustibili sintetici a basso contenuto di carbonio nel settore dell'aviazione. La proporzionalità di tali misure e il loro impatto sul mercato dovrebbero essere valutati attentamente assicurandosi che siano conformi alle linee guida sugli aiuti di Stato per l'energia e per la protezione dell'ambiente.

Nel complesso, questo approccio permette un sostegno differenziato per l'aumento della domanda e dell'offerta, tenendo conto del tipo di idrogeno e dei diversi punti di partenza degli Stati membri.

Gli investimenti nella produzione di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio impianti e tecnologie, come gli elettrolizzatori, possono richiedere un finanziamento UE. Inoltre, contratti di carbonio per differenza per l'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio potrebbero fornire un sostegno

per la diffusione iniziale in vari settori fino a quando non saranno diventati sufficientemente maturi e competitivi dal punto di vista dei costi.

Bisogna progettare un piano per sviluppare l'infrastruttura per l'idrogeno in modo che diventi accessibile e si crei un vero e proprio mercato dell'idrogeno.

Una condizione per un uso diffuso dell'idrogeno come vettore energetico nell'UE è la disponibilità di infrastrutture energetiche per collegare l'offerta e la domanda. L'idrogeno può essere trasportato tramite oleodotti, ma anche attraverso opzioni di trasporto non basate sulla rete, ad esempio camion o navi che attraccano a terminali LNG adattati, nella misura in cui è tecnicamente fattibile.

Il trasporto può avvenire come puro idrogeno gassoso o liquido, o legato in molecole più grandi che sono più facili da trasportare (per esempio ammoniaca o idrogeno organico liquido). L'idrogeno può anche fornire uno stoccaggio ciclico o stagionale, bisogna assicurare la fornitura di idrogeno e permettere agli elettrolizzatori di funzionare in modo flessibile.

Il fabbisogno di infrastrutture per l'idrogeno dipenderà in ultima analisi dal modello di produzione, dalla domanda di idrogeno e dai costi di trasporto. Questi sono legati alle diverse fasi di sviluppo della produzione di idrogeno, aumentando significativamente dopo il 2024.

Seguendo l'approccio graduale delineato sopra, la domanda di idrogeno può essere inizialmente soddisfatta dalla produzione in loco (da fonti rinnovabili locali o gas naturale) nei cluster industriali e nelle aree costiere attraverso le connessioni "punto a punto" esistenti tra la produzione e la domanda.

Nella seconda fase, emergerebbero reti locali di idrogeno per soddisfare l'ulteriore domanda industriale. Con l'aumento della domanda, dovrà essere assicurata l'ottimizzazione della produzione e probabilmente richiederà un trasporto a più lungo raggio per garantire che l'intero sistema sia efficiente. Questo può concretizzarsi attraverso la revisione delle reti transeuropee per Energia (TEN-E) e la revisione della legislazione del mercato interno del gas per mercati del gas competitivi e decarbonizzati. Possono essere necessarie norme di qualità comuni (ad esempio per la purezza e le soglie di contaminanti) o norme operative transfrontaliere.

Questo processo dovrebbe essere combinato con una strategia per soddisfare la domanda di trasporto attraverso una rete di stazioni di rifornimento, collegata alla revisione della direttiva sull'infrastruttura dei carburanti alternativi e alla revisione della rete di trasporto transeuropea (TEN-T).

Con l'imminente eliminazione del gas a basso potere calorifico e con la diminuzione della domanda di gas naturale dopo il 2030, elementi dell'attuale infrastruttura paneuropea del gas potrebbero essere riutilizzati per fornire l'infrastruttura necessaria per il trasporto transfrontaliero di idrogeno su larga scala. Il riuso può fornire un'opportunità per una transizione energetica efficace dal punto di vista dei costi in combinazione con infrastrutture dedicate all'idrogeno (relativamente limitate) di nuova costruzione.

Tuttavia, i gasdotti di gas naturale esistenti sono di proprietà di operatori di rete che spesso non sono autorizzati a possedere, gestire e finanziare i gasdotti per l'idrogeno. Per consentire la riconversione delle risorse esistenti, è necessario valutarne l'idoneità tecnica e rivedere il quadro normativo per i mercati competitivi del gas decarbonizzato. Si dovrebbe consentire tale finanziamento e funzionamento con una prospettiva di sistema energetico globale in mente. Una sana pianificazione delle infrastrutture, come ad esempio sulla base di piani decennali di sviluppo della rete ("TYNDP"), è necessaria poiché sulla base della quale possono essere prese le decisioni di investimento. Tale pianificazione dovrebbe anche informare ed essere la base per incentivare gli investimenti degli investitori privati in elettrolizzatori nei luoghi migliori.

La Commissione garantirà quindi la piena integrazione dell'infrastruttura dell'idrogeno nella pianificazione delle infrastrutture, anche attraverso la revisione delle reti transeuropee per l'energia ed il lavoro sui piani

decennali di sviluppo della rete (TYNDP), tenendo conto anche della pianificazione di una rete di stazioni di rifornimento.

La miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas naturale in una percentuale limitata può permettere la produzione decentralizzata di idrogeno rinnovabile nelle reti locali in una fase di transizione. Tuttavia, la miscelazione è meno efficiente e diminuisce il valore dell'idrogeno. La miscelazione, inoltre, cambia la qualità del gas consumato in Europa e può influenzare la progettazione dell'infrastruttura del gas, le applicazioni per gli utenti finali e l'interoperabilità dei sistemi transfrontalieri.

La miscelazione rischia di frammentare il mercato interno se gli Stati membri vicini accettano livelli diversi di miscelazione e vengono ostacolati i flussi transfrontalieri. Per mitigare una tale situazione, deve essere valutata la fattibilità tecnica di adeguare la qualità e i costi di gestione relativi alle diverse qualità di gas. Gli attuali standard di qualità del gas, nazionali e CEN, dovrebbero essere aggiornati.

Inoltre, potrebbe essere necessario rafforzare gli strumenti per garantire il coordinamento transfrontaliero e l'interoperabilità del sistema per un flusso senza ostacoli di gas attraverso gli Stati membri. Queste opzioni richiedono un'attenta considerazione in termini di contributo alla decarbonizzazione del sistema energetico, così come le implicazioni economiche e tecniche.

È, inoltre, necessario promuovere i mercati liquidi e la concorrenza dato che gli Stati membri dell'UE hanno un potenziale diverso per la produzione di idrogeno rinnovabile. Un mercato UE aperto e competitivo con scambi transfrontalieri senza ostacoli ha importanti benefici per la concorrenza, l'accessibilità e la sicurezza dell'approvvigionamento.

Andare verso un mercato liquido con un commercio di idrogeno basato sulle materie prime faciliterebbe l'ingresso di nuovi produttori e sarebbe vantaggioso per una più profonda integrazione con altri vettori energetici. Servirebbe anche a creare segnali di prezzo validi per gli investimenti e le decisioni operative.

Per facilitare la diffusione dell'idrogeno e sviluppare un mercato dove anche i nuovi produttori abbiano accesso ai clienti, l'infrastruttura dell'idrogeno dovrebbe essere accessibile a tutti su base non discriminatoria. Per non distorcere la parità di condizioni per le attività basate sul mercato, gli operatori di rete devono rimanere neutrali.

Devono essere previste regole di accesso per i terzi, regole chiare sulla connessione degli elettrolizzatori alla rete e lo snellimento delle autorizzazioni e degli ostacoli amministrativi. Fare chiarezza ora eviterà investimenti irrecuperabili e costi di interventi ex-post.

Un mercato UE aperto e competitivo con prezzi che riflettono i costi di produzione dei vettori energetici, i costi del carbonio ed i costi e i benefici esterni, fornirebbe in modo efficiente idrogeno pulito e sicuro agli utenti finali. Un solido segnale di prezzo non solo permette agli utenti dell'energia di prendere decisioni informate su quale vettore energetico utilizzare e dove, ma significa anche che possono prendere decisioni efficienti tra consumare energia o meno, vale a dire essere in grado di fare un compromesso ottimale quando si investe in misure di efficienza energetica.

Un altro compito fondamentale è quello di promuovere la ricerca per avere tecnologie migliori nel ramo dell'idrogeno.

L'UE ha sostenuto la ricerca e l'innovazione sull'idrogeno per molti anni, iniziando attraverso progetti di collaborazione tradizionali e proseguendo con un piano di "Fuel Cell and Hydrogen" (FCH JU).

Questi sforzi hanno permesso a diverse tecnologie di avvicinarsi alla maturità, oltre allo sviluppo di progetti di alto profilo in applicazioni promettenti. Hanno consentito il raggiungimento della leadership mondiale dell'UE per le tecnologie future, in particolare per quanto riguarda gli elettrolizzatori, le stazioni di rifornimento di idrogeno e per le celle a combustibile su scala megawatt. I progetti finanziati dall'UE hanno

anche permesso di migliorare la comprensione del regolamento applicabile per incrementare la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno nell'UE.

Per garantire una catena di approvvigionamento di idrogeno completa a servizio dell'economia europea, sono necessari ulteriori sforzi di ricerca e innovazione.

In primo luogo, per quanto riguarda la generazione, ciò comporterà il passaggio a dimensioni più grandi, elettrolizzatori più efficienti e convenienti nell'ordine dei gigawatt che, insieme alle capacità di produzione di massa e nuovi materiali, forniscano idrogeno ai grandi consumatori.

Le soluzioni a basso livello di preparazione della tecnologia devono essere incentivate e sviluppate come, per esempio, la produzione di idrogeno dalle alghe marine, dalla scissione solare diretta dell'acqua o dai processi di pirolisi con carbonio solido come prodotto secondario, prestando la dovuta attenzione ai requisiti di sostenibilità.

In secondo luogo, l'infrastruttura deve essere ulteriormente sviluppata per distribuire, immagazzinare ed erogare idrogeno in grandi volumi e possibilmente su lunghe distanze. La riconversione dell'infrastruttura del gas esistente per il trasporto di idrogeno o di carburanti a base di idrogeno necessita di ulteriori attività di ricerca, sviluppo e innovazione.

In terzo luogo, devono essere ancora sviluppate applicazioni di uso finale su larga scala, in particolare nell'industria (per esempio usando l'idrogeno per sostituire il carbone nella produzione dell'acciaio o per aumentare l'idrogeno rinnovabile nell'industria chimica e petrolchimica) e nei trasporti (ad esempio il trasporto stradale pesante, ferroviario trasporto su acqua e aereo).

Infine, sono necessarie ulteriori ricerche per sostenere le decisioni politiche in una serie di aree trasversali, in particolare per consentire il miglioramento e l'armonizzazione degli standard (di sicurezza) per valutare l'impatto sulla società e sul mercato del lavoro. Devono essere sviluppate metodologie affidabili per valutare gli impatti ambientali delle tecnologie dell'idrogeno e delle catene di valore associate, comprese le loro emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita e la sostenibilità.

È importante assicurare la fornitura di materie prime in parallelo alla riduzione dei materiali, sostituzione, riutilizzo e riciclo dei materiali. Questo necessita di una valutazione approfondita alla luce del futuro aumento della loro diffusione, con la dovuta attenzione a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e alti livelli di sostenibilità in Europa.

Il sostegno coordinato dell'UE alla ricerca e all'innovazione è necessario anche per progetti su larga scala ad alto impatto in tutta la catena del valore dell'idrogeno, compresi gli elettrolizzatori su larga scala (centinaia di megawatt collegati alla produzione di elettricità pulita e che forniscono idrogeno rinnovabile, per esempio alle aree industriali o agli aeroporti e porti verdi), che sono in grado di testare la tecnologia in un ambiente reale.

Per affrontare tutte queste sfide, la Commissione porterà avanti una serie di azioni mirate alla ricerca, l'innovazione e la cooperazione internazionale pertinente, a sostegno degli obiettivi di politica energetica e climatica.

Nell'ambito del programma quadro di ricerca e innovazione Horizon Europe, è stato proposto un partenariato istituzionalizzato per l'idrogeno green che si concentra principalmente sulla produzione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio di idrogeno rinnovabile, insieme a tecnologie selezionate per l'uso finale delle celle a combustibile.

Mentre il partenariato per l'idrogeno green sosterrà la ricerca, la Clean Hydrogen Alliance metterà in comune le risorse per portare effetti di scala agli sforzi di industrializzazione, al fine di raggiungere ulteriori riduzioni dei costi e maggiore competitività.

La Commissione propone anche di aumentare il sostegno alla ricerca e all'innovazione nell'uso finale dell'idrogeno in settori chiave attraverso sinergie con importanti partenariati proposti nell'ambito di Horizon Europe, in particolare sui trasporti e sull'industria. Una stretta cooperazione tra questi partenariati sosterrrebbe lo sviluppo di catene di approvvigionamento per l'idrogeno e gli investimenti congiunti.

Inoltre, il fondo per l'innovazione ETS, che riunirà circa 10 miliardi di euro per sostenere le tecnologie a basse emissioni di carbonio nel periodo 2020-2030, ha il potenziale per facilitare la dimostrazione di tecnologie innovative basate sull'idrogeno. Il Fondo può ridurre sostanzialmente i rischi di progetti grandi e complessi, e quindi offre un'opportunità unica per preparare tali tecnologie all'introduzione su larga scala. Un primo invito a presentare proposte nell'ambito del Fondo è stato lanciato il 3 luglio 2020.

La Commissione fornirà anche un sostegno mirato per costruire la capacità necessaria per la preparazione di progetti sull'idrogeno finanziariamente solidi e fattibili. Il sostegno sarà diretto principalmente laddove la fattibilità sia identificata come una priorità nei programmi nazionali e regionali, attraverso strumenti dedicati (ad es. InnovFin Energy Demonstration Projects, InvestEU) ed in combinazione con la consulenza e l'assistenza tecnica dalla politica di coesione, dalla Banca europea per gli investimenti Advisory Hubs o nell'ambito di Horizon Europe.

Per esempio, la Hydrogen Valleys Partnership sta già sostenendo l'innovazione degli eco-sistemi a idrogeno. Nel prossimo periodo di finanziamento un apposito Interregional Innovation Investment Instrument, con un'azione pilota sulle tecnologie dell'idrogeno nelle regioni ad alta intensità di carbonio, sosterrà lo sviluppo di catene di valore innovative.

La dimensione internazionale è parte integrante dell'approccio dell'UE. L'idrogeno pulito offre nuove opportunità per ridisegnare i partenariati energetici dell'Europa con i paesi e le regioni vicine e i suoi partner internazionali, regionali e bilaterali. L'obiettivo è quello di far progredire la diversificazione delle forniture e aiutare a progettare catene di approvvigionamento stabili e sicure.

In linea con la dimensione esterna del Green Deal europeo, l'UE ha un interesse strategico a mettere l'idrogeno in cima alla sua agenda di politica energetica, continuando a investire in cooperazione internazionale sul clima, il commercio e le attività di ricerca, ma anche ampliando la sua agenda a nuove aree.

Per molti anni, la ricerca è stata la base della cooperazione internazionale sull'idrogeno. Il sito UE, insieme agli Stati Uniti e al Giappone, ha sviluppato i programmi di ricerca più ambiziosi che affrontano diversi segmenti della catena del valore dell'idrogeno, e la International Partnership per un'economia dell'idrogeno (IPHE) è stata istituita come primo veicolo a questo proposito.

L'interesse per l'idrogeno pulito sta ora crescendo a livello globale. Diversi paesi stanno sviluppando programmi di ricerca ambiziosi lungo le strategie nazionali sull'idrogeno, e un mercato internazionale del commercio dell'idrogeno è destinato a svilupparsi.

Gli Stati Uniti e la Cina stanno investendo massicciamente nella ricerca e nello sviluppo industriale dell'idrogeno. Alcuni degli attuali fornitori di gas dell'UE e paesi con un forte potenziale per le energie rinnovabili stanno considerando l'opportunità di esportare elettricità rinnovabile o idrogeno pulito verso l'UE. Per esempio, l'Africa, a causa del suo abbondante potenziale di energie rinnovabili e in particolare il Nord Africa, a causa della vicinanza geografica, è un potenziale fornitore di idrogeno rinnovabile a costi competitivi per l'UE che richiede che lo sviluppo della generazione di energia rinnovabile in questi paesi acceleri fortemente.

In questo contesto, l'UE dovrebbe promuovere attivamente nuove opportunità di cooperazione sull'idrogeno pulito con i paesi e le regioni vicine, come un modo per contribuire alla loro transizione energetica e promuovere la crescita e lo sviluppo sostenibile.

Prendendo in considerazione le risorse naturali, le interconnessioni fisiche e lo sviluppo tecnologico, il vicinato orientale (in particolare l'Ucraina) e i paesi del vicinato meridionale dovrebbero essere partner prioritari. La cooperazione dovrebbe spaziare dalla ricerca e dall'innovazione alla politica di regolamentazione, investimenti diretti e commercio equo e senza distorsioni di idrogeno, dei suoi derivati, delle tecnologie e dei servizi associati.

Secondo le stime dell'industria, 40 GW di elettrolizzatori potrebbero essere potenzialmente installati nel vicinato orientale e meridionale entro il 2030, assicurando un commercio transfrontaliero con l'UE. Realizzare l'ambizione dei paesi dell'UE e fornire quantità significative di idrogeno rinnovabile all'UE dovrebbe essere affrontato nei temi di cooperazione energetica e nella diplomazia.

Per sostenere gli investimenti nell'idrogeno pulito nel vicinato europeo, la Commissione mobiliterà gli strumenti di finanziamento disponibili, compresa la Neighbourhood Investment che ha finanziato per molti anni progetti che accompagnano la transizione verso l'energia pulita dei paesi partner.

La Commissione sarebbe anche pronta a sostenere nuove proposte di progetti relativi all'idrogeno da parte di istituzioni finanziarie internazionali, per un potenziale cofinanziamento attraverso questo strumento di miscelazione, ad esempio nel contesto dei Balcani occidentali.

Gli accordi di stabilizzazione e associazione dell'UE con i Balcani occidentali, così come gli accordi di associazione con i paesi del vicinato, forniscono il quadro politico per la partecipazione di questi paesi a programmi congiunti di ricerca e sviluppo dell'idrogeno con l'UE.

La Comunità dell'energia e la Comunità dei trasporti avranno un ruolo cruciale per la promozione dei regolamenti e degli standard dell'UE, compreso lo sviluppo di nuove infrastrutture, come le reti di rifornimento e il riutilizzo, se del caso, delle reti di gas naturale esistenti, come i forum regionali di cooperazione internazionale settoriale. La partecipazione dei Balcani occidentali e dell'Ucraina all'Alleanza per l'idrogeno pulito sarà incoraggiata nei prossimi anni, anche se al momento la partecipazione dell'Ucraina è messa in dubbio dalla guerra.

I dialoghi sull'energia con i partner del vicinato meridionale contribuiranno a definire un'agenda comune e ad identificare progetti e attività congiunte. La cooperazione con l'industria dovrebbe anche essere promossa attraverso forum di cooperazione regionale come l'"Observatoire Méditerranéen de l'Energie". La Commissione esplorerà nel contesto dell'iniziativa per l'energia verde Africa-Europa l'opportunità di sostenere la sensibilizzazione alle opportunità di idrogeno pulito tra i partner pubblici e privati.

Prenderà inoltre in considerazione potenziali progetti attraverso il Fondo europeo per lo sviluppo sostenibile. Più in generale, l'idrogeno potrebbe essere integrato negli sforzi internazionali, regionali e bilaterale dell'UE in materia di energia e diplomazia, ma anche in materia di clima, ricerca, commercio e cooperazione internazionale.

Un ampio accordo con i partner internazionali sarà essenziale per stabilire condizioni per l'emergere di un mercato globale, basato su regole, che contribuisca ad un approvvigionamento dell'idrogeno sicuro e competitivo per il mercato dell'UE.

Un'azione tempestiva sarà la chiave per prevenire l'emergere di barriere di mercato e distorsioni commerciali. In questo contesto, una valutazione di come affrontare possibili distorsioni e barriere al commercio ed agli investimenti nell'idrogeno sarà effettuata nel contesto dell'attuale revisione della politica commerciale dell'UE.

I dialoghi bilaterali che promuovono i regolamenti, gli standard e le tecnologie dell'UE potrebbero essere facilitati. L'UE dovrebbe promuovere nelle sedi multilaterali lo sviluppo di standard internazionali e la

creazione di metodologie comuni per definire le emissioni derivanti da ogni unità di idrogeno prodotta e portata all'uso finale.

L'UE è già molto coinvolta nell'IPHE, e co-leader della nuova missione sull'idrogeno pulito nell'ambito di Mission Innovation e dell'iniziativa ministeriale Clean Energy Hydrogen initiative (CEM H2I). La collaborazione internazionale potrebbe anche essere ampliata attraverso organismi internazionali di standardizzazione e regolamenti tecnici globali delle Nazioni Unite (UN-ECE, Organizzazione marittima internazionale), compresa l'armonizzazione del regolamento per i veicoli a idrogeno.

La cooperazione sotto il G20, così come con l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) e l'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA), crea ulteriori opportunità per lo scambio di esperienze e buone pratiche.

Infine, per ridurre i rischi legati ai tassi di cambio per gli operatori di mercato dell'UE, sia sulle importazioni che esportazioni, è importante facilitare lo sviluppo di un mercato internazionale strutturato dell'idrogeno in euro. Essendo quello dell'idrogeno un mercato nascente, la Commissione svilupperà un riferimento per le transazioni in euro, contribuendo così a consolidare il ruolo dell'euro nel commercio di energia sostenibile.

Ricapitolando e concludendo, l'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio può contribuire a ridurre le emissioni di gas serra in vista del 2030 ed alla ripresa dell'economia dell'UE. È un tassello fondamentale verso una visione ad inquinamento zero nel 2050, sostituendo i combustibili fossili e le materie prime in settori difficili da decarbonizzare.

L'idrogeno rinnovabile offre anche un'opportunità unica per la ricerca e l'innovazione, mantenendo ed espandendo la leadership tecnologica dell'Europa. Inoltre, facilita la crescita economica e la creazione di posti di lavoro in tutta la catena del valore e in tutta l'UE.

Questo richiede politiche ambiziose e ben coordinate a livello nazionale ed europeo, così come un'azione diplomatica sull'energia e sul clima con i partner internazionali. Questa strategia riunisce diversi filoni di azione politica, che coprono l'intera catena del valore, al fine di creare un ambiente favorevole per aumentare l'offerta e la domanda di idrogeno.

La Commissione invita il Parlamento, il Consiglio, le altre istituzioni dell'UE, le parti sociali e tutte le parti interessate a discutere su come sfruttare il potenziale dell'idrogeno per decarbonizzare la nostra economia rendendola più competitiva.

Ricapitolando, è necessario:

- Esplorare ulteriori misure di sostegno, comprese le politiche sulla domanda nei settori di uso finale, per l'idrogeno rinnovabile basandosi sulle disposizioni esistenti della direttiva sull'energia rinnovabile.
- Lavorare per introdurre una terminologia completa e criteri a livello europeo per la certificazione dell'idrogeno rinnovabile e a basso contenuto di carbonio.
- Sviluppare uno schema pilota per un programma di contratti di carbonio per differenza, in particolare per sostenere la produzione di acciaio a basso tenore di carbonio e prodotti chimici di base.
- Progettare un quadro abilitante e di supporto: schemi di sostegno, regole di mercato e infrastrutture.
- Iniziare la pianificazione delle infrastrutture per l'idrogeno, anche nelle reti transeuropee per l'energia e i trasporti e i piani decennali di sviluppo della rete (TYNDPs) tenendo conto anche della pianificazione di una rete di stazioni di rifornimento.

- Accelerare la diffusione di diverse infrastrutture di rifornimento nella revisione della Direttiva sull'infrastruttura dei carburanti alternativi e la revisione del regolamento sulla rete di trasporto transeuropea.
- Progettare regole di mercato che permettano la diffusione dell'idrogeno, compresa la rimozione di barriere per lo sviluppo efficiente delle infrastrutture per l'idrogeno (per esempio attraverso il repurposing) e garantire l'accesso ai mercati liquidi per i produttori e i clienti di idrogeno e l'integrità del mercato interno del gas, attraverso le prossime revisioni legislative (per esempio la revisione della legislazione per mercati del gas competitivi e decarbonizzati).
- Promuovere la ricerca e l'innovazione nelle tecnologie dell'idrogeno. Lanciare un elettrolizzatore da 100 MW e un invito a presentare proposte "Green Airports and Ports" come nell'ambito del bando europeo Green Deal di Horizon 2020. Istituire il proposto partenariato per l'idrogeno pulito, concentrandosi sull'idrogeno rinnovabile e componenti chiave per gli usi finali prioritari di idrogeno pulito ad un prezzo competitivo.
- Guidare lo sviluppo di progetti pilota che sostengono le catene di valore dell'idrogeno, in coordinamento con il piano SET.
- Facilitare la dimostrazione di tecnologie innovative basate sull'idrogeno attraverso il lancio di inviti a presentare proposte nell'ambito del Fondo per l'innovazione ETS (primo invito lanciato a luglio 2020).
- Lanciare un invito per un'azione pilota sull'innovazione interregionale nell'ambito della politica di coesione su Tecnologie dell'idrogeno nelle regioni ad alta intensità di carbonio (2020).
- Rafforzare la leadership dell'UE nei forum internazionali per le norme tecniche, i regolamenti e definizioni sull'idrogeno.
- Promuovere la cooperazione con i partner del vicinato meridionale e orientale e i paesi della Comunità dell'energia, in particolare con l'Ucraina sull'elettricità rinnovabile e l'idrogeno.
- Stabilire un processo di cooperazione sull'idrogeno rinnovabile con l'Unione Africana nel quadro dell'iniziativa Africa-Europa per l'energia verde.

CAPITOLO 2

BARRIERE ALL'ADOZIONE DEL GREEN HYDROGEN E PROSPETTIVE PER IL FUTURO

2.1 BARRIERE ALL'ADOZIONE DEL GREEN HYDROGEN

Il green hydrogen deve affrontare barriere che impediscono il suo pieno contributo alla trasformazione energetica. Le barriere sono quelle dedicate a tutte le tipologie di idrogeno, come la mancanza di infrastrutture (per esempio, infrastrutture di trasporto e di stoccaggio), e quelli legati principalmente alla fase di produzione dell'elettrolisi, affrontati solo dal green hydrogen (ad esempio le perdite di energia, la mancanza di riconoscimento del valore, sfide che assicurano la sostenibilità e alti costi di produzione).

Tra le principali barriere che riguardano il green hydrogen troviamo:

1. **ALTI COSTI DI PRODUZIONE.** Il green hydrogen prodotto utilizzando l'elettricità di un impianto VRE, in media, nel 2019 risulta essere da due a tre volte più costoso del grey hydrogen. Inoltre, l'adozione del green hydrogen per gli usi finali può essere costosa. I veicoli con celle a combustibile e serbatoi di idrogeno costano almeno da 1,5 a 2 volte di più rispetto alle loro controparti a combustibile fossile (NREL, 2020). Allo stesso modo, i combustibili sintetici per l'aviazione sono oggi, anche nei migliori siti del mondo, fino a otto volte più costosi dei combustibili jet fuel fossile (IRENA, 2019a).
2. **MANCANZA DI INFRASTRUTTURE DEDICATE.** L'idrogeno è stato finora prodotto vicino a dove viene usato, con una limitata rete di infrastrutture di trasporto dedicate. Ci sono solo circa 5000 chilometri di condutture per il trasporto dell'idrogeno in tutto il mondo (Hydrogen Analysis Resource Center, 2016), rispetto a più di 3 milioni di km per il gas naturale. Ci sono 470 stazioni di rifornimento di idrogeno in tutto il mondo (AFC TCP, 2020), rispetto alle oltre 200000 stazioni di rifornimento di benzina e diesel negli Stati Uniti e nell'Unione Europea. L'infrastruttura del gas naturale potrebbe essere riutilizzata per l'idrogeno (IRENA, IEA e REN21), ma non tutte le regioni del mondo hanno infrastrutture esistenti. Al contrario, i combustibili sintetici fatti da green hydrogen possono essere in grado di usare le infrastrutture esistenti, anche se potrebbe essere necessario ampliarle.
3. **PERDITE DI ENERGIA.** Il green hydrogen comporta significative perdite di energia in ogni fase della catena del valore. Circa il 30-35% dell'energia usata per produrre idrogeno attraverso l'elettrolisi si perde. Inoltre, la conversione di idrogeno in altri vettori (come l'ammoniaca) può comportare una perdita di energia del 13-25% ed il trasporto dell'idrogeno richiede ulteriori input energetici che sono tipicamente equivalenti a 10-12% dell'energia dell'idrogeno stesso (BNEF, 2020; Staffell et al., 2018; Ikäheimo et al., 2017). L'uso dell'idrogeno nelle celle a combustibile può portare a un'ulteriore 40-50% di energia persa. La perdita totale di energia dipende dall'uso finale dell'idrogeno. Più alte sono le perdite di energia, maggiore capacità elettrica rinnovabile è necessaria per produrre green hydrogen. La questione chiave, tuttavia, non è la capacità totale necessaria, dal momento che il potenziale rinnovabile globale è in ordini di grandezza superiore alla domanda di idrogeno e gli sviluppatori di green hydrogen probabilmente selezioneranno prima le aree con abbondanti risorse di energia rinnovabile. La questione chiave è capire se il ritmo annuale di sviluppo del potenziale solare ed eolico sarà abbastanza veloce da soddisfare le esigenze sia per l'elettrificazione degli usi finali e lo sviluppo di una catena di approvvigionamento globale di green hydrogen, sia per il costo che questa capacità aggiuntiva comporterà.

4. *MANCANZA DI RICONOSCIMENTO DEL VALORE.* Non c'è un mercato del green hydrogen, nessun acciaio green, nessun carburante green per il trasporto e fundamentalmente nessuna valutazione delle minori emissioni di gas serra che il green hydrogen può comportare. L'idrogeno non è nemmeno contato nelle statistiche energetiche ufficiali del consumo finale di energia e non ci sono modi riconosciuti in grado di differenziare il green dal grey hydrogen. Allo stesso tempo, la mancanza di obiettivi o incentivi per promuovere l'uso di prodotti green limita le possibilità di utilizzo a valle del green hydrogen. Questo limita la domanda di green hydrogen.
5. *BISOGNO DI GARANTIRE LA SOSTENIBILITÀ.* L'elettricità può essere fornita da un impianto di energia rinnovabile direttamente collegato all'elettrolizzatore, dalla rete o da un mix dei due. Usare solo elettricità da un impianto di energia rinnovabile garantisce che l'idrogeno sia "green" in qualsiasi momento. Gli elettrolizzatori collegati alla rete possono produrre per più ore, riducendo il costo dell'idrogeno. Tuttavia, l'elettricità della rete può includere elettricità prodotta da impianti a combustibile fossile, perciò qualsiasi emissione di CO₂ associata a quell'elettricità dovrà essere considerata quando si valuta la sostenibilità dell'idrogeno. Di conseguenza, per i produttori di idrogeno da elettrolisi, la quantità di elettricità generata da combustibili fossili può diventare una barriera. In particolare, quando le emissioni di carbonio relative sono misurate sulla base di fattori di emissione nazionali.

Il green hydrogen compete sia con i combustibili fossili che con le altre tipologie di idrogeno. È importante capire i fattori che determinano il costo del green hydrogen. Il costo di produzione del green hydrogen dipende dal costo di investimento degli elettrolizzatori, dal loro fattore di capacità (misura di quanto l'elettrolizzatore viene effettivamente utilizzato) e dal costo dell'elettricità prodotta da energia rinnovabile.

Nel 2020, il costo di investimento per un elettrolizzatore alcalino è di circa 750-800 dollari per kilowatt (kW). Se il fattore di capacità dell'impianto di green hydrogen è basso, come sotto 10% (meno di 876 ore di pieno carico all'anno), questi costi di investimento sono distribuiti tra poche unità di idrogeno, traducendosi in costi di idrogeno di 5-6 USD/kg o superiori, anche quando l'elettrolizzatore funziona con elettricità a costo zero. In confronto, il costo del grey hydrogen è di circa 1-2 USD/kg di idrogeno (considerando una gamma di prezzo del gas naturale di circa 1,9 - 5,5 dollari per gigajoule [GJ]). Se i fattori di carico sono più alti, tuttavia, i costi di investimento danno un contributo minore al costo per kg di green hydrogen. Quindi, all'aumentare del fattore di carico dell'impianto, il contributo dei costi di investimento dell'elettrolizzatore al costo finale di produzione dell'idrogeno per kg ed il costo dell'elettricità diventano componenti di costo sempre più rilevanti.

Ad un dato prezzo dell'elettricità, la componente elettrica nel costo finale dell'idrogeno dipende dall'efficienza del processo. Per esempio, con un'efficienza dell'elettrolizzatore di 0,65 ed un costo dell'elettricità di 20 USD per megawattora (MWh), la componente elettrica del costo totale salirebbe a 30 USD/MWh di idrogeno, equivalente ad 1 USD/kg. Dati i costi relativamente alti degli elettrolizzatori di oggi, è necessaria elettricità a basso costo (dell'ordine di 20 USD/MWh) per produrre green hydrogen a prezzi paragonabili a quelli del grey hydrogen. L'obiettivo dei produttori di green hydrogen è quello di ridurre questi costi, usando diverse strategie. Una volta che i costi degli elettrolizzatori saranno scesi, sarà possibile usare l'elettricità rinnovabile più costosa per produrre green hydrogen a costi competitivi.

Il trasporto dell'idrogeno genera costi aggiuntivi. I costi di trasporto sono una funzione del volume trasportato, della distanza e del vettore energetico. A bassi volumi, il costo di trasporto dell'idrogeno compresso per 1000 km in un camion è di circa 3,5 USD/kg. Per grandi volumi, il trasporto di ammoniaca green è l'opzione più economica e aggiunge solo 0,15 USD/kg di idrogeno (senza considerare i costi di conversione). Costi bassi simili possono essere raggiunti utilizzando grandi condutture (circa 2000 tonnellate al giorno) su brevi distanze.

Affinché l'idrogeno dall'elettrolisi abbia emissioni complessive inferiori al grey hydrogen, le emissioni di CO₂ per unità di elettricità devono essere inferiori a 190 grammi di CO₂ per kilowatt ora (gCO₂/kWh) (Reiter e Lindorfer, 2015). Solo alcuni paesi (per lo più beneficiando dall'energia idroelettrica) hanno emissioni medie di CO₂ per kWh al di sotto di questa soglia e quindi possono garantire la sostenibilità dell'idrogeno elettrolitico. La maggior parte degli altri paesi sono attualmente al di sopra di tale soglia.

Tuttavia, gli elettrolizzatori possono essere progettati per essere risorse flessibili sul lato della domanda. Il loro uso può essere diminuito o possono essere spenti quando il mix energetico nazionale è al di sopra di una certa soglia di CO₂ (se tracciata) e poi riaccesi quando la produzione rinnovabile è più alta, in particolare quando la produzione VRE sarebbe altrimenti ridotta. In generale, i prezzi bassi dell'elettricità sono un proxy per un'alta produzione di energia rinnovabile (IRENA, 2020c), quindi i prezzi dell'elettricità possono essere naturalmente il segnale per le attività degli elettrolizzatori. La significativa (per alcuni paesi) e crescente quota di energia rinnovabile nella produzione di elettricità diminuirà anche l'impronta di carbonio nella produzione elettrolitica di idrogeno.

Si può anche usare un modello ibrido, dove la generazione VRE fuori rete è la fonte principale di elettricità, ma l'elettricità di rete può integrare la produzione per diminuire l'impatto dei costi di investimento iniziali, causando solo un piccolo aumento della presenza di carbonio.

Gli accordi di acquisto di energia con gli impianti VRE collegati alla rete possono anche garantire la sostenibilità del consumo di elettricità e allo stesso tempo rendere il green hydrogen un ulteriore motore per la decarbonizzazione della rete elettrica. Storicamente, ogni parte del sistema energetico ha goduto di qualche forma di sostegno politico. Questo è stato, ed è ancora vero per i combustibili fossili (che sono sostenuti con sussidi sia diretti che sovvenzioni dirette e indirette) e per le fonti di energia rinnovabile, in tutti i settori come: energia, riscaldamento e raffreddamento, e trasporto (IRENA, IEA e REN21, 2018). Il settore dell'idrogeno ha anche ricevuto una certa attenzione da parte dei responsabili politici con politiche mirate al settore. È necessario un sostegno politico più dedicato in ogni fase di preparazione della tecnologia, penetrazione e crescita del mercato.

2.2 BARRIERE ED ASPETTI CRITICI NELLE POSSIBILI AREE DI APPLICAZIONE DEL GREEN HYDROGEN E LUNGO LE FASI DEL SUO CICLO DI VITA

Il green hydrogen è in una fase iniziale nella maggior parte delle applicazioni ed ha bisogno di sostegno politico per passare dalla nicchia al mainstream. Alcune barriere alla diffusione del green hydrogen sono uguali tra i diversi usi finali, la barriera dei costi è la principale. Altri ostacoli sono più specifici del settore e richiedono un approccio personalizzato.

Ad esempio, per quanto riguarda gli elettrolizzatori, le barriere sono relative al costo dell'elettricità, all'assenza di un vero e proprio mercato dell'idrogeno ed al mercato dell'energia. Le opzioni politiche per superare queste barriere sono diverse come quelle riguardanti l'erogazione di prestiti o la necessità di fissare target di capacità.

Per quanto riguarda le infrastrutture, i limiti principali sono legati alla lacuna di investimenti ed allo sviluppo limitato delle infrastrutture stesse. Sarebbe necessario identificare le priorità di intervento in questo caso, andando a studiare i metodi di conversione di vecchi impianti ed i relativi investimenti.

Anche nell'industria pesa il fatto di non avere un mercato dell'idrogeno sviluppato, con carenza di domanda e competizione globale. La politica può offrire prestiti dedicati, sviluppare appalti pubblici di prodotti green ed eliminare gradualmente le tecnologie ad alta emissione.

Una volta stabilite le priorità, i politici devono affrontare le barriere specifiche dei settori in cui ci si aspetta che il green hydrogen venga utilizzato. In questo capitolo, politiche e misure specifiche sono presentate per diversi segmenti della catena del valore dell'idrogeno. Tra questi la politica si deve concentrare su:

1) SOSTEGNO POLITICO ALL'ELETTROLISI

Come descritto nella sezione precedente, il green hydrogen viene prodotto tramite elettrolisi dall'elettricità rinnovabile. L'elettrolisi è un processo sviluppato e commercializzato, con varie tecnologie disponibili, ognuna con benefici e barriere all'adozione (IRENA). Mentre la tecnologia dell'elettrolisi è matura, circa il 95% di tutto l'idrogeno usato oggi è ancora prodotto da combustibili fossili attraverso SMR o gassificazione del carbone (grey hydrogen).

L'elettrolisi dell'acqua per la produzione di green hydrogen è limitata a circa 200 MW di capacità dell'elettrolizzatore in poche centinaia di progetti dimostrativi.

Ma la produzione di green hydrogen ha il potenziale per crescere rapidamente. La capacità di costruire elettrolizzatori sta aumentando rapidamente e sono stati annunciati diversi progetti con una scala di gigawatt (IRENA).

La più grande singola barriera alla produzione di green hydrogen è il suo costo. Come definito precedentemente, il costo di produzione del green hydrogen è attualmente da due a tre volte maggiore rispetto al costo di produzione dell'idrogeno grigio. Un'altra barriera all'uso più ampio del green hydrogen è la mancanza di riconoscimento del valore che può fornire.

Un altro problema è rappresentato dalla pubblica commercializzazione dell'idrogeno. Attualmente, l'idrogeno green utilizzato proviene principalmente dalla generazione in loco e da accordi bilaterali tra aziende. Un mercato per il green hydrogen deve quindi essere creato per permettere il commercio transfrontaliero e per sfruttare il potere delle forze di mercato. Questo mercato dovrà incorporare il valore della produzione sostenibile che, a sua volta, potrebbe accelerare la diffusione degli elettrolizzatori in quanto il green hydrogen potrebbe diventare un bene prezioso.

Tutte queste barriere possono essere superate con politiche mirate. I costi possono essere abbassati attraverso le economie di scala, l'innovazione, i guadagni di efficienza ed i miglioramenti nella produzione di elettrolizzatori.

Diverse politiche possono accelerare la crescita della capacità degli elettrolizzatori e della produzione di green hydrogen per aiutare a raggiungere le riduzioni di costi pianificate. Allo stesso tempo, altre politiche possono aumentare gli incentivi finanziari per la produzione di green hydrogen riducendo l'attuale grande gap tra i costi di produzione dell'idrogeno green e grey.

Queste politiche includono:

- *Fissare obiettivi per la capacità degli elettrolizzatori*, come l'obiettivo dell'Unione Europea di aumentare la capacità degli elettrolizzatori a 80 GW (40 GW in Europa, 40 GW nei paesi vicini) entro il 2030 (Commissione europea, 2020). Come per l'energia rinnovabile, questi progetti informeranno il settore privato degli impegni intrapresi dai paesi ed aiuteranno ad attrarre fondi privati.
- *Affrontare l'alto costo del capitale*. Il governo concede prestiti, sovvenzioni di capitale ed altre forme di assistenza finanziaria che possono far crescere il business dell'installazione di elettrolizzatori. Per esempio, il Regno Unito ha assegnato 9,8 milioni di dollari per uno studio di fattibilità per aumentare le dimensioni degli elettrolizzatori fino a 100 MW e per aumentare la capacità di produzione ad 1 GW/anno entro il 2025 (Element Energy, 2020).
- *Migliorare i regimi fiscali per gli elettrolizzatori*. Il costo della produzione di green hydrogen potrebbe essere abbassato riducendo le imposte e le tasse sull'elettricità usata dagli elettrolizzatori. Abbassare le imposte sulle società commerciali e di vendita potrebbe anche migliorare le entrate ed il tasso di rendimento dei progetti.
- *Pagare un premio per il green hydrogen* attraverso tariffe di sostegno o altri sussidi. I sussidi per il biogas rinnovabile e il biometano sono già in vigore in sei paesi europei e potrebbero potenzialmente essere estese al green hydrogen. Il programma SDE++ nei Paesi Bassi è destinato a fornire sussidi per la produzione di idrogeno dall'elettrolisi (RVO, 2020).
- *Garantire l'addizionalità delle energie rinnovabili*. All'aumentare della produzione di idrogeno, devono essere messe in atto misure per garantire la disponibilità di elettricità rinnovabile sia per l'elettrificazione diretta degli usi finali sia per la produzione di idrogeno. I responsabili politici potrebbero aver bisogno di fissare obiettivi ambiziosi per la crescita della capacità di generazione rinnovabile. Inoltre, i politici potrebbero considerare incentivi e regole di mercato che incoraggino chi utilizza gli elettrolizzatori ad usare elettricità rinnovabile che altrimenti dovrebbe essere eliminata. Una strategia potrebbe essere quella di localizzare gli elettrolizzatori in aree con ricorrente congestione della rete.
- *Aumentare il sostegno alla ricerca* per migliorare l'efficienza degli elettrolizzatori, per ottimizzare e standardizzare i progetti su larga scala e per ridurre il costo degli elettrolizzatori.

2) SOSTEGNO POLITICO PER L'INFRASTRUTTURA DEDICATA ALL'IDROGENO

Sono disponibili vaste risorse rinnovabili da sfruttare per produrre green hydrogen. Una gran parte del potenziale, tuttavia, come quello del solare fotovoltaico, si trova nei deserti a grandi distanze da dove

l'idrogeno potrebbe essere utilizzato. Anche quando gli elettrolizzatori sono situati più vicino alla domanda, l'idrogeno può ancora aver bisogno di essere trasportato. Di conseguenza, saranno necessarie varie forme di infrastrutture per immagazzinare e trasportare il green hydrogen ed i combustibili sintetici a base di idrogeno.

L'idrogeno può essere trasportato via camion, nave o oleodotto. L'idrogeno ha un basso contenuto energetico in volume allo stato gassoso (tre volte meno del metano, per esempio) ma, una volta pressurizzato, può essere trasportato attraverso gli oleodotti con stesso flusso di energia del gas naturale. Per spedire l'idrogeno, può essere liquefatto o convertito in ammoniaca o idrogeno organico liquido (LOHC), per un maggiore contenuto energetico in volume. Queste conversioni richiedono un ulteriore consumo di energia per la liquefazione ed il raffreddamento continuo.

Per quanto riguarda lo stoccaggio, l'idrogeno può essere immagazzinato in serbatoi di acciaio o in formazioni geologiche sotterranee. Anche se non tutti i paesi hanno formazioni sotterranee adatte, la capacità complessiva disponibile è vasta. Per esempio, la capacità potenziale di stoccaggio dell'idrogeno in Europa è di circa 2.500 Mt, o 82,8 petawattora (1PW = 10^{15} Watt) (Caglayan et al., 2019). Inoltre, quando l'idrogeno viene convertito in LOHC, metanolo verde o idrocarburi sintetici, i combustibili possono essere immagazzinati e trasportati utilizzando i serbatoi esistenti, condutture ed altre infrastrutture.

L'uso dell'infrastruttura del gas naturale esistente per il trasporto e lo stoccaggio del green hydrogen abbasserebbe il costo complessivo della transizione, sia in termini di investimenti ridotti nell'infrastruttura dell'idrogeno sia per quanto riguarda gli investimenti evitati nell'espansione della rete elettrica. Infatti, nelle prime fasi della transizione energetica, l'idrogeno green potrebbe essere miscelato con gas naturale nei gasdotti e nelle strutture esistenti. Come la produzione e l'uso del green hydrogen aumentano, tuttavia saranno necessarie nuove infrastrutture dedicate.

Le sfide nel trasporto e nello stoccaggio dell'idrogeno continueranno ad evolvere man mano che la produzione di green hydrogen si espande.

Nelle fasi iniziali, potrebbe esistere la possibilità di miscelare la maggior parte dell'idrogeno prodotto nel gas naturale esistente o di usarlo nelle vicinanze. Tuttavia, anche questi usi comportano sfide e costi. Mentre alcune parti delle reti del gas possono gestire quote elevate di idrogeno, molti gasdotti possono gestire solo percentuali limitate. Allo stesso modo, molte applicazioni a valle del gas, come le turbine, non possono gestire quote elevate di idrogeno. Un gasdotto adatto per l'idrogeno sarebbe comunque inutile se gli usi finali non sono pronti. Allo stesso modo, i paesi hanno attualmente limiti di miscelazione diversi che ostacolano il trasporto attraverso le frontiere.

Le fasi successive richiederebbero la conversione all'idrogeno di reti di gas, apparecchi ed utenti industriali. La Germania ha pianificato di convertire circa 5.900 km delle sue infrastrutture dedicate al gas naturale (circa il 15% del totale rete nazionale), con l'obiettivo di completare i primi 1.200 km entro il 2030 (DW, 2020). Tale conversione richiede investimenti in nuove stazioni di compressione e regolatori di pressione.

Inoltre, potrebbero essere necessari nuovi gasdotti per collegare i centri di produzione di idrogeno ai centri di domanda. Quando le risorse rinnovabili sono situate a grandi distanze dai centri di domanda potrebbe essere preferibile trasformare il green hydrogen in ammoniaca sul posto e poi trasportare l'ammoniaca, piuttosto che l'idrogeno. Per ottenere ciò, saranno necessarie strutture per convertire l'idrogeno in ammoniaca e altri vettori energetici.

È importante iniziare ora a pianificare le infrastrutture del futuro. In modo simile alla pianificazione della rete elettrica, gli effetti di tale pianificazione si vedranno tra decenni.

I responsabili politici dovrebbero considerare:

- *Dare il via ad una collaborazione internazionale sul commercio globale di idrogeno.* Importare idrogeno da regioni con fonti rinnovabili a basso costo potrebbe essere attraente per alcuni paesi. Attualmente c'è un'infrastruttura limitata e, per questo, non è ancora chiaro come trasportare al meglio l'idrogeno su lunghe distanze. Accordi e cooperazione sono necessari a breve termine per iniziare a pilotare le rotte ed i vettori per assicurarsi una catena di approvvigionamento globale stabile nel tempo.
- *Allineare gli standard e gli obiettivi di miscelazione.* La composizione del gas ed il contenuto di idrogeno, in particolare, deve essere armonizzata tra i paesi vicini per facilitare il commercio attraverso le frontiere. Sarà necessario creare degli standard internazionali per il funzionamento e la progettazione di navi. Saranno necessarie altre strutture per trasportare il green hydrogen ed i prodotti correlati. Questi standard dovrebbero includere criteri di sostenibilità, standard di sicurezza operativa, requisiti di integrità delle condutture, specifiche e compatibilità degli apparecchi standard. Se vengono considerati gli obiettivi di miscelazione, l'allineamento tra i paesi faciliterà il commercio.
- *Finanziare lo sviluppo delle infrastrutture.* Per raggiungere un'espansione significativa, le esigenze di capitale potrebbero essere maggiori delle capacità dell'operatore. Potrebbero essere necessari ulteriori fondi aggiuntivi derivanti dal capitale pubblico e privato.

3) SOSTEGNO PER L'IDROGENO NELLE APPLICAZIONI INDUSTRIALI

La conversione al green hydrogen può significativamente ridurre le emissioni di carbonio del settore industriale che è attualmente responsabile di circa un quarto di tutte le emissioni di CO₂ legate all'energia (o 8,4 GtCO₂/anno). Quattro industrie in particolare: ferro e acciaio, prodotti chimici e petrolchimici, cemento e calce ed alluminio rappresentano circa tre quarti delle emissioni industriali totali (IRENA, 2020b).

Il grey hydrogen è attualmente usato come materia prima per produrre metanolo ed ammoniaca. Il green hydrogen potrebbe sostituirne gran parte con nessun cambiamento nelle attrezzature o nella tecnologia, eliminando le emissioni associate alla produzione di grey hydrogen.

Oltre il 70% dell'acciaio globale è prodotto tramite altoforno/forno ad ossigeno basico (BF-BOF) che si basa principalmente sul carbone. La maggior parte del resto dell'acciaio è prodotto dalla riduzione diretta del ferro (DRI) o da rottami di acciaio in un forno elettrico ad arco (EAF), con combustibili fossili che forniscono sia l'agente riducente che l'energia per il DRI e l'elettricità per il forno. È necessario un cambiamento strutturale nella produzione di ferro e acciaio, con le energie rinnovabili che sostituiscono i combustibili fossili sia per l'energia che per gli agenti riducenti. Un'opzione è quella di applicare processi alternativi che possono usare energia rinnovabile e green hydrogen (IRENA, 2020b).

Le principali barriere ad un maggiore uso di green hydrogen nell'industria sono i costi elevati, la fiducia degli investitori, la competitività e la mancanza di attenzione politica.

Il differenziale di costo tra i processi basati sull'idrogeno e i processi basati sui combustibili fossili varia in base al luogo ed all'applicazione. Attualmente l'uso del green hydrogen è significativamente più costoso dei combustibili fossili, a meno che non vi siano modifiche al prezzo del carbonio o altri aggiustamenti.

Gli investitori che fanno grandi investimenti di capitale, in genere, non hanno informazioni sufficienti per valutare complessivamente i rischi associati all'investimento nelle attività del green hydrogen.

Materie prime come l'acciaio ed i prodotti chimici sono scambiate a livello globale e sono spesso importanti componenti delle politiche commerciali nazionali. La competitività delle industrie nazionali è quindi una grande preoccupazione sia per i governi che per le aziende. Se esclusivamente alcuni paesi imponessero limiti alle emissioni derivanti dai processi industriali (aumentando i costi di produzione nei paesi stessi), la produzione industriale potrebbe spostarsi in aree che non hanno le stesse regole, riducendo i costi di produzione ma causando l'aumento delle emissioni di gas serra (questo fenomeno è noto anche come "carbon leakage").

Per superare queste barriere, i responsabili politici devono adottare misure per colmare il divario di costo tra gli attuali processi industriali e l'uso del green hydrogen, incoraggiare la nascita e lo sviluppo di mercati per il green hydrogen ed affrontare problemi come la fuga di carbonio. Tali politiche includono:

- *L'adattamento della politica industriale per il green hydrogen.* In primo luogo, bisogna assicurarsi che ci siano politiche che promuovano il cambio di combustibile e non solo concentrarsi sui miglioramenti marginali, che non sono sufficienti per raggiungere le zero emissioni nette. Questo potrebbe essere fatto, per esempio, fissando ambiziosi obiettivi a lungo termine di riduzione delle emissioni di gas serra per tipo di industria che non possono essere raggiunti dalla sola efficienza energetica ed includendo il green hydrogen tra le tecnologie supportate. I governi potrebbero anche combinare la riduzione delle emissioni di CO₂ con un sistema di scambio di carbonio, permettendo alle aziende che tagliano le emissioni al di sotto dell'obiettivo di vendere l'eccedenza alle aziende con emissioni più alte. Ad esempio, il sistema di prezzi basato sulla produzione del Canada stabilisce obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra dell'80-95% per le industrie siderurgiche, chimiche e di raffinazione. Gli impianti che consumano meno rispetto alle soglie ricevono crediti in eccesso che possono essere scambiati (Turcotte, Gorski e Riehl, 2019).
- *Pianificazione per eliminare gradualmente le tecnologie ad alta emissione.* I governi possono sviluppare strategie di transizione industriale a tappe. L'industria dell'acciaio potrebbe iniziare a ridurre le emissioni utilizzando una quota crescente di green hydrogen negli attuali altiforni, ma poi passare ai forni a letto fluido per permettere alla quota di raggiungere il 100%.
- *Fornire prestiti, sovvenzioni o fondi dedicati.* Queste misure sono necessarie per rendere l'investimento in percorsi green più attraente dal punto di vista finanziario. Per esempio, il Fondo per l'energia ed il clima in Germania ha stanziato 45 milioni di euro per aiutare a decarbonizzare le industrie dell'acciaio, del cemento e chimiche, ed il bilancio della Germania per il 2020 includeva 445 milioni di euro destinati al sostegno dell'uso industriale del green hydrogen entro il 2024 (BMU, 2020; BMWi, 2020). In Svezia il progetto HYBRIT ha beneficiato di un contributo del governo per costruire un impianto pilota per la produzione di acciaio con l'uso di green hydrogen (HYBRIT, 2020).
- *Riconoscere il valore dei prodotti green.* La politica dovrebbe riconoscere il maggiore valore sociale di questi prodotti e premiarli di conseguenza. Gli strumenti politici disponibili per le prime fasi includono premi di prezzo, contratti di carbonio per la differenza di prezzo, che possono permettere agli investitori un prezzo più alto per la riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al prezzo prevalente negli attuali schemi di scambio di CO₂.
- *Avviare i mercati per i prodotti a bassa emissione di carbonio.* I governi potrebbero, attraverso gli appalti pubblici, comprare acciaio o altri prodotti creati in maniera sostenibile attraverso l'uso di green hydrogen, o richiedere una quota maggiore di questi prodotti nel mix complessivo di materiali.

- *Affrontare la fuga di carbonio.* Le politiche per sostenere il green hydrogen dovrebbero andare di pari passo con le politiche per affrontare la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio che tengano conto di un'equa concorrenza internazionale, della facilità di implementazione e del rischio di profitti imprevisti, fornendo allo stesso tempo incentivi per l'abbattimento della domanda (ad esempio, efficienza dei materiali e sostituzione). Le politiche possibili includono adeguamenti transfrontalieri o sconti fiscali, per ridurre o eliminare i vantaggi competitivi degli impianti industriali che hanno costi di produzione più bassi ed emissioni più alte rispetto a impianti "più green".

4) PRINCIPALI CAMPI DI APPLICAZIONE

L'aviazione rappresenta il 2,5% delle emissioni globali legate all'energia. Dipende da combustibili ad alta densità energetica a causa delle limitazioni di massa e volume dei velivoli.

I carburanti sintetici per jet prodotti da green hydrogen potrebbero giocare un ruolo come carburanti drop-in, in modo complementare rispetto ai carburanti biojet, nella decarbonizzazione del settore dell'aviazione (IRENA, 2020b). I jet fuel sintetici sono prodotti da idrogeno insieme ad una fonte di carbonio (di solito sotto forma di CO o CO₂) e sono idrocarburi con le stesse proprietà fisiche dei prodotti raffinati da combustibili fossili. La quantità di carburante sintetico necessario per il settore dell'aviazione (e quindi il costo complessivo della transizione energetica) potrebbe essere ridotta ulteriormente attraverso una maggiore efficienza energetica degli aerei, una minore domanda di viaggi a lunga distanza (per esempio attraverso il passaggio al treno o riduzione dei viaggi in aereo, un uso più ampio del telelavoro e delle teleconferenze) e l'elettificazione diretta dei voli a corto raggio. La propulsione elettrica potrebbe essere fattibile esclusivamente per piccoli aerei e voli a corto raggio.

I combustibili sintetici per gli aerei sono molto costosi, attualmente fino a otto volte più costosi del carburante fossile per jet. Le componenti di costo comprendono i costi dell'elettricità, il costo degli elettrolizzatori e degli impianti di sintesi, i costi operativi ed i costi per procurarsi il carbonio necessario.

Inoltre, la sostenibilità dei combustibili sintetici dipende dalla fonte del carbonio utilizzato (CO e CO₂ catturati da flussi di emissioni, fonti biogeniche o direttamente dall'aria), il che potrebbe aumentare i costi.

La maggior parte dei paesi ha obiettivi di riduzione delle emissioni per il settore dei trasporti nel suo complesso. Questo potrebbe concentrare gli sforzi su altre tipologie di trasporto, distogliendo l'attenzione dall'obiettivo posto nel campo dell'aviazione. Inoltre, gli obiettivi si concentrano principalmente sui biocarburanti, perdendo l'opportunità di promuovere l'uso di carburanti sintetici, che amplierebbe il portafoglio tecnologico e potenzialmente diminuirebbe i costi a lungo termine.

Per approfittare dell'opportunità di ridurre i costi dell'aviazione utilizzando combustibili sintetici, i responsabili politici possono:

Fissare obiettivi espliciti per la riduzione delle emissioni nell'aviazione. I combustibili rinnovabili per l'aviazione dovrebbero essere esplicitamente conteggiati per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del settore dei trasporti. Potrebbero anche essere dato un peso extra per comparare il dislivello dovuto ai loro costi più alti e dare loro una leggera priorità, come nel REDII dell'UE, che ha un moltiplicatore di 1,2 per i combustibili rinnovabili usati per la navigazione e l'aviazione quando si calcolano le prestazioni rispetto agli obiettivi (Parlamento europeo, 2018).

Bisognerebbe concentrarsi maggiormente sui combustibili sintetici. Gli sforzi per ridurre le emissioni di CO₂ si sono concentrati finora sull'efficienza energetica (che fornisce un minor consumo di carburante, minori costi di carburante e maggiori profitti) e sui biocarburanti. I carburanti sostenibili per l'aviazione, come

concetto, includono sia i biocarburanti che i carburanti sintetici. Le politiche dovrebbero mirare a promuovere entrambi i vettori energetici.

Inoltre, occorrerebbe fornire incentivi finanziari per ridurre il divario di costo tra i combustibili fossili e i combustibili sintetici. Possibili strategie includono l'eliminazione dei sussidi per i combustibili fossili, fornendo sovvenzioni per investire nella produzione di combustibili sintetici ed espandere i sistemi di scambio di emissioni esistenti, come l'ETS dell'UE, per coprire il settore dell'aviazione. Le politiche dovrebbero mirare a creare un mercato che valorizzi le riduzioni delle emissioni derivanti dall'uso di combustibili sintetici. Anche a lungo termine, tuttavia, i combustibili sintetici potrebbero non raggiungere la parità di costo con i combustibili fossili.

È necessario garantire una fonte di carbonio sostenibile. L'impatto ambientale dei combustibili sintetici è definito sia dalla fonte di elettricità sia dal CO₂. Le fonti di CO₂ che sono compatibili con un sistema a zero emissioni nette (vale a dire biogeniche o catturate direttamente dall'aria) dovrebbero essere promosse. Garantire che i combustibili sintetici siano sostenibili dal punto di vista ambientale richiede un sistema di certificazione sia per l'idrogeno che per la CO₂ usata nel processo di produzione.

Il trasporto marittimo è già la forma più efficiente di trasporto merci dal punto di vista della sostenibilità; è stato stimato che usa il 30% di energia in meno per un dato peso ed una data distanza rispetto al trasporto ferroviario e il 90% in meno rispetto ai mezzi pesanti.

Purtroppo, le circa 95.000 navi attualmente in uso che trasportano l'80-90% delle merci relative a tutto il commercio globale, emettono notevoli quantità di CO₂. Nel 2015 hanno emesso 930 Mt di CO₂, equivalenti al 2,8% del totale delle emissioni legate all'energia. Con l'olio combustibile pesante che rappresenta più di tre quarti del combustibile utilizzato dalle navi, le navi sono anche grandi emettitori di zolfo, particolato e altri inquinanti atmosferici (IRENA, 2020b).

Circa il 20% della flotta navale globale è responsabile dell'85% delle emissioni nette di gas serra associate al settore navale. Pertanto, un numero limitato di interventi potrebbe avere un grande impatto nella decarbonizzazione del settore del trasporto marittimo. L'elettificazione tramite batterie potrebbe giocare un ruolo importante per le navi che operano su breve distanza. I biocarburanti sono un'opzione immediatamente disponibile per decarbonizzare il settore della navigazione, sia in miscele che come carburanti drop-in. Tuttavia, il loro potenziale è attualmente limitato (IRENA, 2020b).

Il green hydrogen potrebbe giocare un ruolo importante, ma la sua adozione richiederebbe sostanziali adattamenti alle infrastrutture di bordo e di terra già esistenti. Inoltre, l'ammoniaca green sta emergendo come uno dei percorsi più fattibili per i carburanti a basso contenuto di carbonio. I principali produttori stanno lavorando su motori che possono funzionare con ammoniaca e le prime introduzioni sono previste per il 2024.

Come in altri settori, i costi elevati sono una barriera. Uno studio recente indica che almeno 1 trilione di dollari di investimenti sono necessari per decarbonizzare il trasporto marittimo internazionale, utilizzando ammoniaca green come combustibile principale (Raucci et al, 2020). Oltre ai costi, ci sono anche barriere tecniche e pratiche. Per la stessa quantità di energia, le navi avrebbero bisogno di serbatoi di carburante da tre a quattro volte più grandi dei serbatoi attuali per utilizzare l'ammoniaca, ed il 40% più grandi per l'idrogeno liquido. Serbatoi più grandi ridurrebbero lo spazio di carico, riducendo la quantità di carico che potrebbe essere trasportata dalle navi di circa il 10-15% nelle tipiche navi portarinfuse.

Inoltre, l'ammoniaca è caustica e corrosiva, e quindi richiede una gestione speciale del carburante, mentre liquefare l'idrogeno richiede una considerevole quantità di energia aggiuntiva. Questi combustibili richiederebbero anche una nuova infrastruttura di bunkeraggio.

Molte delle politiche già descritte, contribuiranno anche a rendere questi combustibili green economicamente più convenienti per l'uso nelle navi, applicando tasse sull'uso di carbonio e sfruttando economie di scala che riducono il prezzo dell'elettricità rinnovabile e degli impianti di ammoniaca.

Oltre a queste politiche generali, ci sono progetti specifici che i governi possono intraprendere per accelerare la decarbonizzazione del trasporto marittimo. Mentre queste politiche possono essere attuate a livello nazionale o internazionale, esse avranno maggiore impatto a livello internazionale. I responsabili delle politiche dovrebbero considerare:

- *Implementare incentivi fiscali.* Tasse basate sul tonnellaggio del carico potrebbero essere fissate più basse per i carichi trasportati da navi che hanno minori emissioni di gas serra, come hanno fatto in Portogallo. Inoltre, 28 dei 100 porti più grandi del mondo fanno pagare tasse portuali che variano a seconda dell'impatto ambientale delle navi, e cinque di essi includono le emissioni di gas serra tra gli impatti considerati (ITF, 2019). Altri possibili strumenti politici potrebbero essere l'addebito a tutte navi di un prelievo fisso basato sul loro consumo di carburante fossile. Questi incentivi finanziari aiuterebbero a colmare il divario di costo tra i combustibili fossili e le alternative green.
- *Creare una domanda di carburanti marittimi green.* I governi possono stabilire obiettivi per un numero richiesto di navi a zero emissioni, per esempio. Oppure potrebbero imporre l'aumento dei livelli di combustibili sintetici da miscelare agli attuali.
- *Sostenere lo sviluppo delle infrastrutture.* Rendere le forniture di green hydrogen, ammoniaca o metanolo disponibili solo in pochi porti in tutto il mondo sarebbe sufficiente a portare grandi riduzioni nelle emissioni globali, dato che solo sette paesi sono attualmente responsabili di quasi il 60% delle vendite globali di combustibile per bunker (i più grandi sono Singapore, gli Stati Uniti e gli Emirati Arabi Uniti) (IRENA, 2019c). Questo potrebbe semplificare la logistica e abbassare i costi per rendere disponibili i carburanti alternativi. Inoltre, i porti dovrebbero essere adattati per consegnare idrogeno o ammoniaca.
- *Sostenere la politica internazionale e i regolamenti.* Se solo uno o pochi paesi emanassero politiche per limitare le emissioni marittime, allora gran parte del business del trasporto marittimo semplicemente si sposterebbe nei paesi in cui non sono previste limitazioni. Di conseguenza, è necessaria un'azione coordinata di molti paesi per ridurre le emissioni del trasporto marittimo internazionale. Inoltre, deve essere messo in atto un quadro normativo internazionale per questi carburanti alternativi. Esso dovrebbe includere GO e misurazioni accurate delle emissioni di gas serra per i combustibili.

2.3 PREZZO DEL GREEN HYDROGEN E LA STRATEGIA NEL TEMPO

Il sistema energetico globale si trova sulla soglia di una nuova era di abbondanza che trasformerà l'economia dell'energia. Grazie alla rapida diminuzione dei costi delle energie rinnovabili e ai progressi tecnologici, l'idrogeno può diventare il mezzo di scelta per trasportare energia pulita a basso costo in tutto il mondo. La pandemia ha accelerato la tendenza verso la decarbonizzazione, riducendo sostanzialmente la domanda di idrocarburi.

Strategy& stima che la domanda globale di green hydrogen, prodotto con un minimo di anidride carbonica, potrebbe raggiungere circa 530 milioni di tonnellate (Mt) entro il 2050, sostituendo circa 10,4 miliardi di barili di petrolio (circa il 37% della produzione globale di petrolio pre-pandemia).

Viene stimato, inoltre, che il mercato di esportazione dell'idrogeno green potrebbe valere 300 miliardi di dollari all'anno entro il 2050, creando 400.000 posti di lavoro a livello globale nelle energie rinnovabili e nella produzione di idrogeno.

Anche se paesi come la Cina e gli Stati Uniti stanno cercando di investire nell'idrogeno green, le loro prospettive di esportazione sono limitate dalla grande domanda interna che probabilmente consumerà la maggior parte della loro produzione. Al contrario, i paesi del GCC (Consiglio di cooperazione del Golfo) possono esportare molto del loro idrogeno green. Tra i paesi facenti parte del GCC ci sono: Regno del Bahrain, Sultanato dell'Oman, Kuwait, Emirati Arabi Uniti, Stato del Qatar ed il Regno dell'Arabia Saudita.

I governi del CCG hanno l'obiettivo di agire rapidamente per attuare un piano per l'idrogeno green in tre fasi.

La prima fase è chiamata fase del "pilotaggio" ed ha una durata dai 2 ai 4 anni. Per dare il via al programma sull'idrogeno green, i governi del CCG dovrebbero collaborare con una società leader nel settore dell'elettrolisi per sviluppare un progetto pilota su scala commerciale. Il progetto pilota aiuterà i responsabili politici a sviluppare capacità tecniche nazionali, ad identificare le sfide ambientali locali e ad avviare attività di R&S per sviluppare potenziali misure di mitigazione. Tutto questo deve essere realizzato nel contesto di applicazioni del mondo reale piuttosto che scenari in teorici.

La seconda fase consiste nello sviluppare politiche nazionali per sostenere il consumo interno (da 5 a 15 anni). Una volta che il progetto pilota ha risolto tutte le sue sfide critiche e ha dimostrato che la sua tecnologia è commercialmente fattibile, il governo dovrebbe sviluppare una politica globale sull'idrogeno green.

Questa dovrebbe:

- fissare obiettivi di capacità ambiziosi e realistici che tengano conto delle tendenze del mercato nazionale e globale;
- definire la governance e il quadro istituzionale del settore;
- identificare i regolamenti chiave che il governo dovrebbe sviluppare (ad esempio, codici tecnici e standard di sicurezza) per integrare adeguatamente l'idrogeno nel sistema energetico;
- delineare il modello di finanziamento ed i requisiti.

L'attuazione di questa politica consentirà ai governi di aumentare la produzione di energia rinnovabile e la capacità di elettrolisi di servire una più ampia base di domanda domestica, tenendo conto del design chiave e delle modifiche alle infrastrutture necessarie per l'ambiente domestico. Man mano che la capacità cresce e le applicazioni aumentano, i governi del CCG possono prendere in considerazione la creazione di una società di idrogeno green. Questa impresa ospiterebbe tutte le capacità chiave acquisite nel corso degli anni.

La terza fase riguarda la concorrenza all'esportazione (dura più di 16 anni). Una volta che l'industria nazionale dell'idrogeno green sarà pienamente operativa, le economie di scala e le tecnologiche ridurranno ulteriormente i costi di produzione. Questo è un punto chiave per sbloccare varie opportunità di esportazione globale. Inizialmente le esportazioni di idrogeno green saranno sotto forma di prodotti industriali finiti green (ad esempio, acciaio verde, polimeri verdi) e prodotti intermedi ad alta intensità energetica (ad esempio, metanolo verde, ferro verde ridotto direttamente). Nel tempo, i paesi esportatori possono passare alle esportazioni dirette di energia. Alla fine, dovrebbero prendere l'iniziativa di firmare accordi di fornitura con i principali mercati di esportazione dell'idrogeno green. Questi dovrebbero essere basati sulla comprensione degli squilibri regionali dell'idrogeno e quali mercati di esportazione sono più accessibili dai paesi del CCG rispetto ad altri esportatori.

Con i mercati giusti stabiliti, i governi possono poi costruire il terminale di esportazione, l'infrastruttura per il trasporto e le condutture.

Anche se molti paesi hanno piani ambiziosi per l'idrogeno green, gli stati del GCC hanno vantaggi unici che potrebbero permettere loro di guidare l'economia dell'idrogeno. Hanno anche un incentivo di allontanarsi dai combustibili fossili. Cogliendo l'opportunità dell'idrogeno green, i paesi del CCG possono gettare le basi per la crescita economica in un mondo decarbonizzato ed assicurare la loro continua influenza nel mercato dell'energia.

L'idrogeno ha un'ampia gamma di applicazioni industriali, dalla raffinazione alla produzione di acciaio. È anche una ricca fonte di energia, molto più efficiente di altri combustibili. La domanda di idrogeno è aumentata ad un ritmo costante negli ultimi quattro decenni.

Il problema sta nel fatto che i mezzi tradizionali destinati alla produzione di idrogeno generano grandi volumi di CO₂. Fortunatamente, i progressi nella tecnologia dell'elettrolisi e la diminuzione del costo dell'energia rinnovabile stanno permettendo la produzione di massa di idrogeno green, che è più sostenibile dal punto di vista ambientale. Questi sviluppi hanno creato un'opportunità significativa per i paesi per stimolare la crescita economica ed allontanarsi dall'uso di combustibili fossili.

Come detto in precedenza, si prevede che la domanda totale di idrogeno green potrebbe raggiungere circa 530 Mt entro il 2050, sostituendo circa 10,4 miliardi di barili di petrolio in vari settori come il riscaldamento, il trasporto, la generazione di energia, prodotti chimici e produzione di acciaio primario. Questo fa parte di un movimento più ampio verso la decarbonizzazione che ha avuto un grande sviluppo grazie alla pandemia COVID-19, che ha ridotto la domanda di idrocarburi.

La domanda di idrogeno green sarà maggiore tra i paesi europei e dell'Asia dell'Est, dato il loro considerevole consumo di energia nei settori del riscaldamento, dell'industria e nei settori del riscaldamento, dell'industria e dei trasporti, insieme all'alto costo che pagano per importare il combustibile.

I paesi del CCG hanno diversi vantaggi, in primo luogo le risorse solari ed eoliche ad alto rendimento che possono generare energia ad un costo molto basso. Come detto nel paragrafo precedente, queste caratteristiche permetteranno alla regione del CCG di produrre idrogeno green sfruttando le economie di scala ed ottenendo un vantaggio in termini di costo.

Tuttavia, altri paesi riconoscono l'opportunità e hanno già preso provvedimenti per coglierla. Australia, Canada, Cina, Germania e Stati Uniti hanno tutti sviluppato politiche nazionali e investito in programmi per costruire le loro industrie nazionali di idrogeno green.

Per riuscire a raggiungere ogni obiettivo prefissato si deve partire da una giusta pianificazione dei progressi nella tecnologia dell'elettrolisi.

Gli sviluppi delle varie tecnologie di elettrolisi nell'ultimo decennio, in particolare il PEM, hanno aumentato l'efficienza del sistema a quasi il 90% e la durata operativa del processo è di circa 80.000 ore. Inoltre, si stima che materiali nuovi e più economici ridurranno il costo complessivo delle attrezzature PEM, abbassando il costo per kilowatt (kW), che attualmente risulta essere tra 800 e 1,400\$/kW, a soli 200\$/kW entro il 2050. Tra le fasi per il raggiungimento della soglia stimata ci sono:

- *Diminuzione dei costi delle rinnovabili.* L'elettricità rappresenta una grande quota dei costi operativi dei processi di elettrolisi (circa il 50% per l'elettrolisi PEM, assumendo prezzi dell'elettricità di 4,5 centesimi/kWh). Tuttavia, ci si aspetta che l'installazione di più impianti fotovoltaici ed eolici a basso costo a livello globale, nel prossimo decennio, produrrà l'elettricità necessaria per meno di 2 centesimi/kWh secondo i prezzi risultanti dalle recenti gare d'appalto.
- *Creazione di maggiori economie di scala.* Le aggiunte annuali alla capacità di elettrolisi, insieme alle dimensioni medie dei progetti, stanno creando maggiori economie di scala ed una riduzione dei costi di capitale dei progetti.

Sulla base di questi fattori, Strategy& stima che il costo di produzione dell'idrogeno green utilizzando la tecnologia PEM sarà pari a quello dell'idrogeno grey entro il 2030 (da 1,40 a 1,80 dollari per chilogrammo di idrogeno prodotto) e meno della metà entro il 2050 (da 0,70 a 0,90 dollari per chilogrammo).

L'idrogeno green a basso costo porterà benefici in una serie di industrie. Di conseguenza, si prevede che la domanda di idrogeno green crescerà significativamente entro il 2050.

Le principali aree riguardano:

- *Prodotti chimici:* l'idrogeno è usato come materia prima chimica per la produzione di ammoniaca e metanolo. Si prevede che la domanda di idrogeno per l'industria chimica dovrebbe crescere da circa 43 Mt nel 2018 a circa 120 Mt nel 2050, in linea con la più ampia crescita dei mercati dell'ammoniaca e del metanolo. Quando l'idrogeno green diventerà più competitivo dal punto di vista dei costi entro il 2030, ci si aspetta che un gran numero di nuovi impianti di produzione di ammoniaca e metanolo passeranno all'idrogeno green, in modo da poter raggiungere i livelli di domanda stimati per il 2050.
- *Acciaio:* le politiche per contrastare il cambiamento climatico dovrebbero costringere i produttori di acciaio primario a passare dalle tecniche convenzionali a processi più rispettosi dell'ambiente. Questi includono, ad esempio, il metodo della riduzione diretta del ferro (DRI), che utilizza l'idrogeno come agente riducente. Entro il 2050, si stima che la produzione globale annuale di acciaio primario dovrebbe essere di circa 1,5 miliardi di tonnellate di cui quasi un terzo sarà generato dal metodo DRI. Questo cambiamento nei processi produttivi aumenterà potenzialmente la domanda di idrogeno green a circa 10 Mt entro il 2050 secondo le stime.
- *Riscaldamento:* il riscaldamento nei palazzi e nei negozi è tipicamente generato dalla combustione del gas naturale nelle caldaie. Per ridurre significativamente le emissioni di carbonio si potrebbe iniettare fino al 10% di idrogeno (in volume) nella rete di distribuzione del gas naturale (che rappresenta circa 115 Mt entro il 2050 secondo le stime). Questo non richiederebbe alcuna modifica importante alle attrezzature esistenti.
- *Generazione di energia:* l'energia convenzionale, derivante dalla combustione di idrocarburi liquidi e gassosi, rappresenta attualmente la quota maggiore della produzione di elettricità in tutto il mondo. I paesi con limitate risorse di energia rinnovabile e risorse di idrocarburi (come il Giappone e la Corea del Sud) si affidano in modo significativo a costosi combustibili importati ed inquinanti.

Importare elettricità attraverso le linee di trasmissione è problematico a causa degli alti costi, perdite di sistema e barriere geografiche. Anche in questo contesto l'idrogeno green rappresenta un'alternativa. I paesi che oggi dipendono dall'importazione di idrocarburi potrebbero, invece, importare idrogeno green a basso costo e convertirlo in elettricità attraverso celle a combustibile su larga scala nelle centrali elettriche nazionali.

- *Carburante per i trasporti:* i veicoli alimentati da motori a combustione interna devono affrontare la crescente concorrenza dei veicoli elettrici che sono più sostenibili dal punto di vista ambientale. L'energia per i veicoli elettrici può essere fornita collegando il veicolo alla rete elettrica per caricare una batteria o riempiendo il serbatoio del veicolo con idrogeno e convertendolo in elettricità attraverso le celle a combustibile. Si stima che i veicoli elettrici a celle a combustibile potrebbero essere un'alternativa più conveniente rispetto agli idrocarburi ed ai veicoli elettrici a batteria nei paesi con alti prezzi dell'elettricità. Inoltre, molti studi hanno dimostrato che per il trasporto pesante a lungo raggio, i veicoli elettrici a celle a combustibile sono più convenienti di quelli a batteria.

Le barriere all'entrata nel business della produzione di idrogeno green sono relativamente basse, dato che la tecnologia è facilmente accessibile. Tuttavia, solo una manciata di paesi ricopre una posizione di vantaggio per diventare leader del mercato, con i paesi del CCG in cima alla lista. Tra i requisiti che garantiscono una posizione privilegiata a questi paesi ci sono:

1) *Risorse rinnovabili ad alto rendimento:* La produzione di idrogeno green richiede una fornitura razionale di energia sostenibile e a basso costo durante tutto l'anno. I paesi del GCC hanno alcune delle esposizioni solari più alte del mondo. Le centrali solari della regione possono aspettarsi da 1.750 a 1.930 ore di funzionamento a pieno carico all'anno, quasi il doppio del funzionamento delle centrali solari dell'Europa centrale. Inoltre, alcune regioni del GCC hanno velocità del vento superiori ai sette metri al secondo, ideali per impianti eolici su scala industriale. I paesi del GCC hanno già stabilito ambiziosi programmi di energia rinnovabile, permettendo agli sviluppatori di progetti di costruire impianti di energia rinnovabile su larga scala che forniscono il costo dell'energia più basso del mondo, inferiore a 2 centesimi/kWh.

2) *Grandi aree di terra arida e piatta:* I paesi avranno bisogno di costruire una capacità rinnovabile su larga scala per soddisfare parte della domanda globale di idrogeno green nel 2050. Si stima che saranno necessari 4.700 gigawatt di nuova capacità necessaria, quasi cinque volte la capacità installata esistente in tutto il mondo. I paesi del CCG hanno ampi spazi che possono essere utilizzati per costruire strutture che aumentino la produzione su larga scala di energia rinnovabile. Infatti, tutte le infrastrutture di energia rinnovabile e di elettrolisi che saranno necessarie per soddisfare la domanda globale di esportazione di idrogeno green nel 2050 potrebbero essere costruite solo su un quinto dell'area inutilizzata dell'Arabia Saudita.

3) *Acqua:* per soddisfare la domanda di idrogeno green nel 2050 saranno richiesti circa 5,6 trilioni di litri di acqua deionizzata. Per questo, i paesi del GCC hanno pronto accesso all'acqua di mare.

4) *Basso consumo domestico:* Paesi come il Brasile, la Cina, l'India e gli Stati Uniti soddisfano i criteri per una produzione di idrogeno green su larga scala e a costi relativamente bassi. Tuttavia, il loro potenziale di esportazione è limitato poiché la domanda interna assorbirà la maggior parte della loro produzione. Al contrario, Argentina, Australia, Canada e Arabia Saudita possono esportare la maggior parte della loro produzione di idrogeno green, perché l'elettricità e il gas sono più economici dell'idrogeno per il loro fabbisogno energetico interno.

CAPITOLO 3

DATABASE DELLE IMPRESE e DELLE STARTUP COINVOLTE

Questa seconda parte della tesi ha l'obiettivo di andare a definire le diverse tipologie di imprese presenti nel settore del green hydrogen.

Per la stesura della seconda parte della tesi è stata effettuata una fase di ricerca attraverso diverse piattaforme quali: CruchBase, CB insights e Deal Room.

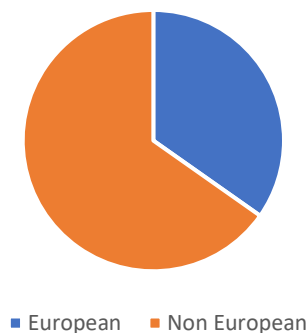
Nella fase di ricerca l'attenzione si è spostata principalmente su 4 tipologie di imprese: produttori di elettrolizzatori, produttori di celle a combustibile, produttori e distributori di green hydrogen.

Nei sotto-capitoli seguenti questa introduzione sono elencate le caratteristiche principali delle imprese e delle startup con particolare attenzione ai rounds di finanziamento che queste hanno ricevuto nel tempo, alla tipologia di finanziamento/finanziatore, alle partnerships che queste hanno avviato nel tempo con imprese di grandi dimensioni ed informazioni per la descrizione di progetti realizzati ed in progetto.

Per quanto riguarda la ricerca e la successiva descrizione dei progetti innovativi la maggior parte delle informazioni deriva dall'utilizzo della piattaforma CB insights.

Dall'uso di CruchBase sono state analizzate un paio startup per ogni tipologia precedentemente definita e sono state descritte in maniera approfondita nella parte seguente del capitolo.

PRODUTTORI DI CELLE A COMBUSTIBILE



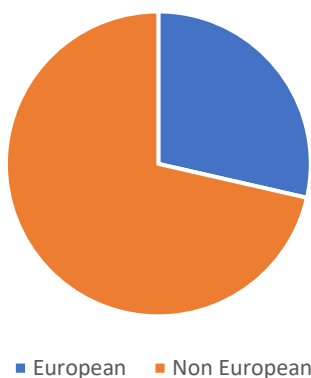
Dall'analisi effettuata sulla piattaforma CruchBase è stata realizzata una distinzione tra startup presenti sul territorio europeo e non.

In termini numerici, dalla ricerca effettuata, è emerso che digitando "electrolyzer producer" risultano 14 startup attive di cui 10 non localizzate sul territorio europeo. Nella ricerca di "fuel cells producer" risultano 187 startups attive di cui 65 europee. Dalla ricerca di produttori e distributori di green hydrogen si contano 67 startup di cui 25 europee.

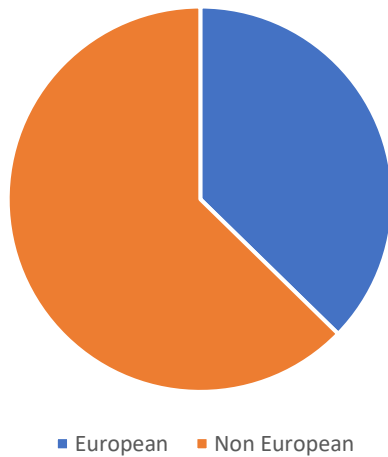
Nell'analisi dei risultati di ricerca sono state considerate solo le startup ancora attive.

Andando ad inserire nella barra di ricerca della piattaforma il solo termine "hydrogen" risultano 802 startup coinvolte nelle varie fasi. Di queste 225 operano in Europa.

PRODUTTORI DI ELETTROLIZZATORI



PRODUTTORI E DISTRIBUTORI DI GREEN HYDROGEN



Non risultano startup dalla dicitura “grey hydrogen”, mentre dalla dicitura “blue hydrogen” risultano 4 startup attive di cui una operante in Europa.

Dall’analisi delle startup risultanti dal termine di ricerca “green hydrogen” (delle quali si hanno informazioni) solo 6 hanno raggiunto l’IPO (di cui 5 Europee). 12 startup sono ancora nella fase “seed”. Una sola startup è riuscita ad arrivare ad un M&A. 5 startup hanno lo status di “Early Stage Venturing” e ricevono finanziamenti principalmente di Series A e B da VC individuali o da fondi di VC. 2 delle 67 startup ricevono finanziamenti sottoforma di Private Equity.

Nelle startup derivanti dalla ricerca dei produttori di elettrolizzatori una sola delle 14 startup è riuscita ad arrivare alla IPO, 3 imprese sono classificate come “early stage venture” e 2 sono ancora in fase seed.

Nelle 187 startup attive operanti nella R&D e costruzione delle celle a combustibile: 18 sono ancora in fase seed, 2 sono finanziate da fondi di Private Equity, 23 hanno raggiunto un M&A, 5 sono in fase di “Late stage Venture” e ricevono finanziamenti di Series C e D, 16 sono arrivate ad una IPO (4 in Europa), 8 sono in fase Early stage e ricevono finanziamenti di Series A e B.

Nella stesura di questo capitolo si parte con la presentazione di grandi imprese fino ad arrivare a definire le varie startup come descritto in precedenza con particolare attenzione al processo di funding di risorse e ai progetti innovativi.

3.1 ANALISI DELLE GRANDI IMPRESE

Nel mondo, la produzione di green hydrogen è in crescita. In questo paragrafo vengono prese in considerazione le 3 maggiori imprese che si occupano di green hydrogen. Queste sono: Linde, Shell e Air Products and Chemicals.

I titoli di queste imprese stanno risquotando sempre maggior interesse da parte del pubblico e di investitori privati come business angels.

Le azioni sono emesse da società coinvolte nel processo di produzione di green hydrogen a diversi livelli. Ad esempio, le azioni di società produttrici di celle a combustibile per alimentare i veicoli elettrici (FCEV), le imprese che costruiscono tubazioni per lo stoccaggio dell'idrogeno, quelle che costruiscono stazioni per il rifornimento dei FCEV, le organizzazioni di ricerca e sviluppo per i veicoli ad idrogeno e, chiaramente, quelle che producono elettrolizzatori.

Tornando alle 3 imprese definite in precedenza, di seguito si trova una descrizione generale delle modalità operative, dei volumi di affari, delle possibilità di crescita, delle ultime iniziative intraprese e dei possibili scenari futuri.

La prima impresa analizzata è la Linde. Questa produce, dal 1879, gas e soluzioni per il trattamento degli stessi. Ad oggi è riconosciuta come uno dei primi produttori al mondo di idrogeno (green, grigio e blu) ed è presente in ogni fase della value chain dell'idrogeno. La società ha sede nel Regno Unito e si occupa di green hydrogen solo dal 2012. Nel corso degli anni l'impresa si è concentrata maggiormente su idrogeno grigio e blu. Nonostante ciò, si è posta come obiettivo quello di triplicare la produzione di idrogeno green entro il 2028.

Nel corso degli anni la Linde ha costruito 80 impianti di elettrolisi in tutto il mondo e circa 200 stazioni di rifornimento di idrogeno. Dalla collaborazione con ITM Power (vedremo tra le startup nei paragrafi successivi), Linde sta progettando e costruendo un elettrolizzatore da 24MW nell'impianto di Leuna (Germania). Secondo le previsioni, dal nuovo impianto ci sarà una produzione annuale di circa 3200 tonnellate di idrogeno green a partire da metà 2022. Si stima che questa quantità sia sufficiente per rifornire 600 autobus (alimentati ad idrogeno) che percorrono complessivamente circa 40 milioni di km annui.

La Linde sta lavorando anche alla costruzione di un impianto della stessa grandezza (24MW) in Norvegia per un'azienda chimica chiamata Yara. L'azienda norvegese ha l'obiettivo di sfruttare l'impianto per la produzione di ammoniaca green per uso agricolo e di carburante "senza emissioni" da utilizzare per alimentare le navi.

Sempre in Germania, a Lingen, è in fase di sviluppo un impianto da 200MW per riuscire ad ottenere una produzione di green hydrogen di 2 GW entro il 2030.

L'impianto di elettrolisi sarà composto da 2 elettrolizzatori da 100MW ciascuno che dovrebbero entrare in funzione tra il 2024 ed il 2025. La produzione di idrogeno green sarà alimentata con energia eolica offshore proveniente dal Mare del Nord.

Il piano per i due elettrolizzatori è in fase di sviluppo pre-progettuale e l'implementazione delle fasi di ingegneria. L'approvvigionamento e la costruzione sarà avviata dopo l'approvazione degli aiuti di Stato per il progetto.

L'impianto sarà ampliato nel 2026 con la capacità di elettrolisi che dovrebbe raggiungere, secondo le stime, i 300MW.

Per quanto riguarda le azioni della Linde gli investitori, data la guerra in Ucraina, hanno paura che il valore del titolo possa scendere nel tempo data la carenza di gas. Dopo le dichiarazioni dell'amministratore delegato Lamba (del 28 Luglio 2022) le azioni erano in rialzo del 2.3%, infatti aveva dichiarato che la volatilità delle operazioni che Linde voleva mettere in atto sarebbe stata limitata e che nel corso dei progetti, l'impresa, avrebbe avuto pochi problemi di approvvigionamento di gas.

Inoltre, Lamba aveva dichiarato che la Linde godeva di una posizione preferenziale nella fornitura di gas da parte del governo tedesco in quanto producevano gas che potevano essere usati dal punto di vista medico e della sicurezza dei processi.

La Linde si attende una crescita dell'utile per azione tra il 15% ed il 17% nel 2022 (non contando gli utili russi che sono stati esclusi dai vari prospetti a partire dal primo Luglio del 2022).

A Giugno 2022, Linde ha cessato la sua partecipazione nel complesso del gas dell'Amur (Russia) ed ha sospeso tutte le attività di sviluppo commerciale nel paese, dismettendo attività industriali e cessando le forniture ad alcuni clienti.

Gli introiti derivanti dall'Europa rappresentano il 25% degli introiti totali di Linde, così come per Air Products and chemicals. Al contrario, per Air Liquide, le vendite in Europa rappresentano il 39% delle vendite totali.

Nel periodo Aprile-Giugno 2022 le vendite totali del gruppo hanno toccato quota 8,5 miliardi di dollari superando le stime di 8,3 miliardi di dollari fatte dagli analisti.

(<https://renewablesnow.com/news/rwe-linde-partner-to-build-200-mw-electrolyser-plant-in-germany-766535/>)

(<https://www.h2-view.com/story/linde-says-it-will-triple-the-amount-of-clean-hydrogen-production-by-2028/>)

La seconda impresa analizzata è la Shell PLC

È difficile aspettarsi che una compagnia petrolifera compaia in questo elenco, ma Shell di fronte alla situazione riconosce la necessità commerciale ed etica di aumentare la produzione di energia green.

Shell è stata uno dei primi clienti della startup ITM Power, dalla quale ha acquistato gli elettrolizzatori da utilizzare nell'impianto di produzione di idrogeno green della sua raffineria della Renania (Germania). L'impianto è entrato in funzione nel mese di Luglio 2021, con una stima di produzione di circa 1.300 tonnellate di idrogeno all'anno.

Il consorzio europeo che sostiene il progetto è formato da Shell, ITM Power, l'organizzazione di ricerca SINTEF, i consulenti Sphera ed Element Energy. L'elettrolizzatore è stato prodotto da ITM power a Sheffield, nel Regno Unito, e comprende parti realizzate in Italia, Svezia, Spagna e Germania.

Armin Laschet, Ministro-Presidente della Renania Settentrionale-Vestfalia, ha dichiarato: "Siamo una regione con elevata produzione di idrogeno. Con la messa in funzione del più grande impianto di elettrolisi PEM in Europa, stiamo ulteriormente espandendo il nostro ruolo di leader in questo campo. Stiamo quindi gettando le basi per un'industria moderna e green, con la creazione di posti di lavoro per operatori altamente qualificati. Oggi, il 30% della domanda tedesca di idrogeno proviene già dall'industria della Renania Settentrionale-Vestfalia. Le stime prevedono che la domanda raddoppierà entro il 2030. Per questo motivo abbiamo bisogno di soluzioni innovative che soddisfino la domanda di idrogeno a zero emissioni di CO2".

Shell, inoltre, ha firmato recentemente un contratto per la costruzione di un impianto di elettrolisi da 200 MW presso il porto di Rotterdam. L'obiettivo è quello di riuscire a rifornire le navi di idrogeno green entro il 2024. Il piano prevede di collegare l'impianto alle operazioni di rifornimento Shell esistenti a Rotterdam e, in attesa di una decisione di investimento finanziario, potrebbe iniziare a fornire il carburante alternativo all'industria navale e agli utenti industriali in soli due anni.

Il contratto è stato stipulato da Shell con thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers per questo progetto su larga scala noto come Hydrogen Holland I nel porto di Rotterdam. In base al contratto, thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers ha il compito di proteggere, acquistare e costruire un impianto di elettrolisi da 200 MW.

Il centro del progetto Hydrogen Holland I è un padiglione di quasi cinque acri, grande quanto tre campi da calcio europei. L'idrogeno green sarà prodotto per l'industria e il settore dei trasporti, con l'elettricità proveniente dal parco eolico offshore Hollandse Kust. L'idrogeno potrà essere trasportato attraverso un oleodotto lungo circa 40 km che andrà dall'impianto all'Energy and Chemicals Park di Shell a Rotterdam.

Nell'ambito del progetto, le società si impegnano anche a utilizzare, ove possibile, materiali da costruzione riutilizzabili. I pannelli solari saranno inoltre incorporati nelle pareti esterne dell'impianto per renderlo a zero emissioni nello sviluppo e nel funzionamento.

La decisione finale di Shell di investire nella costruzione dell'Holland Hydrogen I è prevista nel corso del 2022. L'inizio della produzione è previsto per il 2024.

Come definito in precedenza, Shell ha l'obiettivo di diventare un'azienda energetica a zero emissioni entro il 2050, al passo con l'andamento della società. Nell'ambito della sua strategia, Shell prevede di trasformare l'impronta delle sue raffinerie in cinque parchi energetici e chimici. Ciò sta ad indicare che Shell ridurrà la produzione di combustibili tradizionali del 55% entro il 2030.

Shell ha avuto una rapida espansione anche nel mercato orientale. Infatti, ha contribuito all'entrata in funzione di elettrolizzatore di idrogeno da 20MW, descritto come uno dei più grandi al mondo. Questo è situato a Zhangjiakou, nella provincia cinese di Hebei, l'elettrolizzatore produce idrogeno green per i veicoli a celle a combustibile utilizzati nella zona di gara di Zhangjiakou durante i Giochi Olimpici Invernali del 2022. Una volta terminati i Giochi, l'idrogeno è utilizzato dai trasporti commerciali e pubblici.

In un comunicato, Wael Sawan, direttore delle soluzioni integrate per il gas, le rinnovabili e l'energia di Shell, ha dichiarato che l'elettrolizzatore è "il più grande del nostro portafoglio fino ad oggi".

"Vediamo opportunità in tutta la catena di approvvigionamento dell'idrogeno in Cina, compresa la produzione, lo stoccaggio e la spedizione", ha aggiunto Sawan.

L'impianto in Cina è legato ad una joint venture costituita nel 2020 tra Shell Cina e Zhangjiakou City Transport Construction Investment Holding Group Co. Ltd. L'elettrolizzatore di Zhangjiakou utilizzerà l'energia eolica.

Di recente, alcuni leader aziendali hanno parlato dei problemi che, a loro avviso, il settore emergente dell'idrogeno green deve affrontare.

È stato reso noto che uno degli unici impianti al mondo che utilizza la tecnologia di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) per ridurre le emissioni della produzione di idrogeno è risultato emettere molto più gas serra di quanto ne catturi.

Un'indagine del gruppo di vigilanza Global Witness ha mostrato che, mentre dal 2015 è stato impedito che 5 milioni di tonnellate di anidride carbonica si disperdessero nell'atmosfera, l'impianto ha anche rilasciato 7,5 milioni di tonnellate di gas serra nello stesso periodo. Secondo il rapporto, ciò significa che è stato catturato solo il 48% delle emissioni di carbonio dell'impianto.

In risposta al rapporto, un portavoce della Shell ha dichiarato alla CNBC, via e-mail, che l'analisi di Global Witness è sbagliata ed ha sottolineato che l'impianto Questo è stato progettato per catturare circa un terzo delle emissioni di anidride carbonica.

L'impianto Quest CCS di Shell è stato inaugurato alla fine del 2015 e fa parte del complesso di Scotford del gruppo, dove si produce idrogeno da utilizzare per la raffinazione del bitume delle sabbie bituminose (un tipo di deposito di petrolio). L'impianto Quest non copre le emissioni dell'intera struttura.

"Il nostro impianto Quest, è stato progettato alcuni anni fa come progetto dimostrativo per provare il concetto di CCS, catturando circa un terzo delle emissioni di CO₂. Non è un impianto di produzione di idrogeno", ha dichiarato il portavoce di Shell.

(<https://www.cnn.com/2022/01/28/green-hydrogen-one-of-planets-largest-electrolyzers-up-and-running.html>)

(<https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/shell-starts-up-europes-largest-pem-green-hydrogen-electrolyser.html>)

(<https://www.maritime-executive.com/article/shell-signs-contract-for-green-hydrogen-plant-in-rotterdam>)

L'ultima grande impresa che viene descritta è Air Products and Chemicals.

Air Products and Chemicals produce gas essenziali da oltre 80 anni ed è il maggior fornitore mondiale di idrogeno commerciale. Se inizialmente i suoi impianti di idrogeno producevano idrogeno grey, recentemente si è vista una sua espansione verso l'idrogeno blu e verde.

Focalizzata sul servizio all'energia, all'ambiente ed ai mercati emergenti, l'azienda fornisce gas industriali essenziali, attrezzature correlate e competenze applicative a clienti in decine di settori, tra cui: raffinazione, chimica, metalli, elettronica, produzione, alimenti e bevande.

Air Products è anche leader mondiale nella fornitura di tecnologie e apparecchiature per il processo del gas naturale liquefatto. L'azienda sviluppa, costruisce, possiede e gestisce alcuni dei più grandi progetti industriali di gas al mondo, tra cui:

- progetti di gassificazione che convertono in modo sostenibile risorse naturali abbondanti in syngas per la produzione di energia;
- carburanti e prodotti chimici di alto valore;
- progetti di cattura del carbonio;
- progetti di idrogeno senza carbonio su scala mondiale a sostegno del trasporto globale e della transizione energetica.

Nell'anno 2021, l'azienda ha registrato un fatturato di 10,3 miliardi di dollari con attività in oltre 50 paesi ed ha una capitalizzazione di mercato di oltre 65 miliardi di dollari. Più di 20.000 dipendenti sono guidati dall'obiettivo di Air Products di creare soluzioni innovative a beneficio dell'ambiente, migliorare la sostenibilità e affrontare le sfide che coinvolgono i clienti, le comunità ed il mondo.

Come Linde, Air Products si occupa di tutte le fasi della produzione di idrogeno, dalla produzione al trasporto, compresa la distribuzione al punto finale. Esegue queste operazioni attraverso una rete di impianti di idrogeno, strutture di trasfusione e condotte. Tra gli altri progetti green, Air Products sta costruendo a Noem, in Arabia Saudita, l'impianto di idrogeno green da 2GW, che intende produrre 650 tonnellate di idrogeno green al giorno a partire dal 2026.

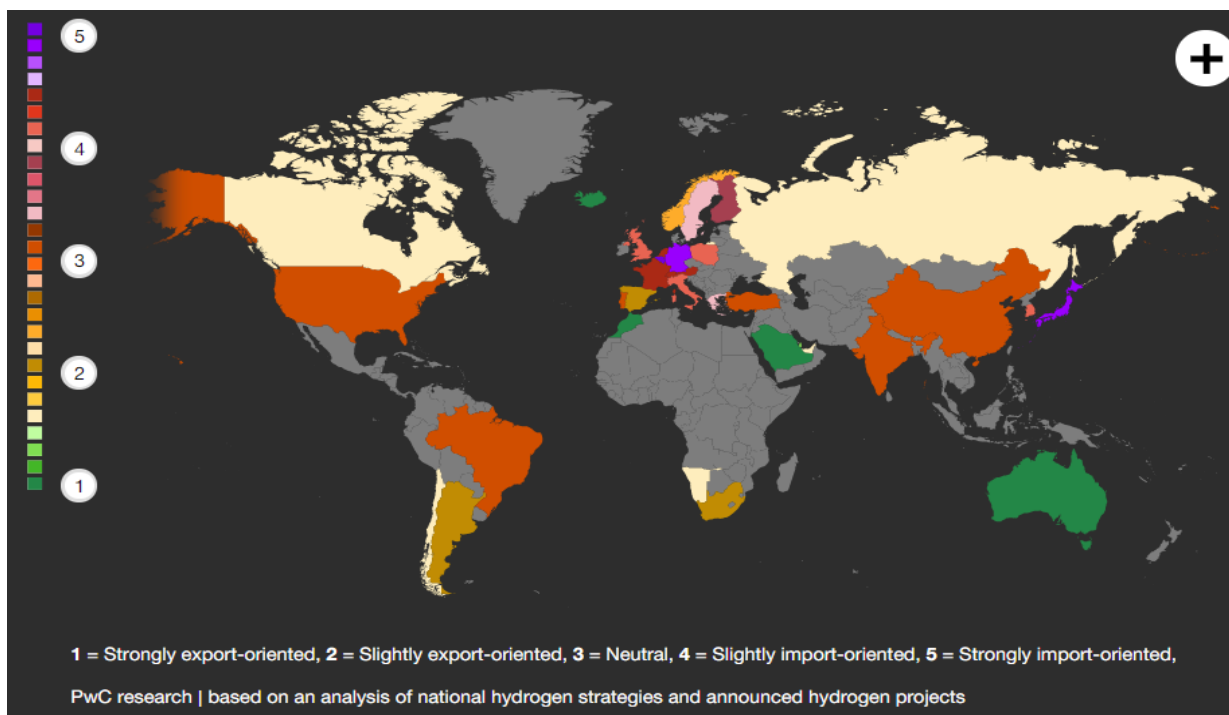
Nel luglio 2020, Air Products, insieme ad ACWA Power e NEOM, ha annunciato la firma di un accordo per la realizzazione di un impianto di produzione di ammoniaca green su scala mondiale, alimentato da energia rinnovabile. thyssenkrupp è stata scelta dal suo partner strategico Air Products fin dalle prime fasi del progetto come fornitore di tecnologia ed ha lavorato intensamente all'ingegneria iniziale e allo sviluppo del progetto. La firma del contratto di progetto è una tappa fondamentale dello sforzo congiunto compiuto da entrambe le aziende nel 2022 per utilizzare i loro punti di forza complementari in termini di tecnologia, ingegneria ed esecuzione dei progetti per sviluppare impianti di produzione di idrogeno green. La realizzazione del progetto sfrutta la tecnologia su larga scala di thyssenkrupp a sostegno dello sviluppo di idrogeno green da parte di Air Products per il trasporto sostenibile, i prodotti chimici e la produzione di energia.

Samir J. Serhan, Chief Operating Officer di Air Products, ha dichiarato: "Questa pietra miliare del progetto con thyssenkrupp conferma i forti progressi compiuti da NEOM per fornire idrogeno privo di carbonio su vasta scala nel Regno Unito e nel resto del mondo. Lo sviluppo e l'esecuzione di questo megaprogetto innovativo è uno dei tanti necessari per guidare una transizione energetica di successo e siamo ansiosi di continuare a sviluppare, costruire, possedere e gestire strutture che contribuiscano ad affrontare le importanti sfide energetiche e ambientali del mondo. Questo progetto è il punto di partenza per diventare leader nell'economia green dell'idrogeno".

(<https://www.airproducts.com/news-center/2021/12/1213-air-products-awards-thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers-contract-for-neom>)

(<https://www.airproducts.com/news-center/2021/10/1007-air-products-new-liquid-hydrogen-plant-onstream-at-laporte-texas-facility>)

Oltre a ricercare le aziende specifiche che si contendono la fetta più grande del mercato dell'idrogeno verde, gli investitori devono anche sapere quali sono le località più adatte per la realizzazione di progetti di idrogeno green di successo. Si tratta soprattutto di aree ricche di risorse per l'energia rinnovabile che alimenta gli elettrolizzatori (le aree che si prevede diventeranno grandi esportatori di idrogeno verde sono indicate in verde su questa mappa).



La Cina sta facendo passi da gigante nella diffusione dell'idrogeno green, gestendo un elettrolizzatore alcalino da 150 MW che dichiara essere il più grande al mondo e sta pianificando di battere il proprio record con un impianto da 260 MW a metà del 2023.

Altre aree destinate a diventare grandi esportatori di idrogeno green sono l'Australia, ricca di potenziale di energia rinnovabile, ed i Paesi del Golfo con infrastrutture di trasporto di carburante esistenti che possono essere convertite all'uso dell'idrogeno green.

Come per qualsiasi altro settore, anche per investire in azioni dell'idrogeno green è necessario che gli investitori facciano le loro ricerche sulle principali società e regioni che guidano la produzione di idrogeno green.

Nel 2020 il mercato globale dell'energia valeva la bellezza di 2.000 miliardi di dollari, contribuendo a più di 9 miliardi di tonnellate di emissioni di anidride carbonica equivalente (CO₂e). Nello stesso anno, i primi cinque esportatori di energia - Arabia Saudita, Russia, Australia, Stati Uniti d'America e Indonesia - hanno prodotto più della metà di tutta l'energia commercializzata.

"Oltre ad investire nelle energie rinnovabili per ridurre le emissioni e migliorare la sicurezza energetica, i Paesi e le industrie stanno guardando ai combustibili e alle materie prime basati sull'elettricità e l'idrogeno potrebbe essere la svolta. L'idrogeno a basse emissioni di carbonio e i suoi derivati potrebbero rappresentare circa un terzo del commercio energetico via mare in un mondo a zero emissioni nel 2050".

Tra oggi e il 2050, Wood Mackenzie prevede che la domanda globale di idrogeno aumenterà da due a sei volte secondo gli scenari di Energy Transition Outlook e Accelerated Energy Transition (AET). Nello scenario AET la domanda di idrogeno a basse emissioni di carbonio raggiungerà 530 milioni di tonnellate (Mt) entro il 2050, di cui quasi 150 Mt saranno commercializzate sul mercato marittimo.

La domanda di importazione di idrogeno a basse emissioni di carbonio dall'Asia nordorientale e dall'Europa potrebbe rappresentare rispettivamente circa 80 milioni di tonnellate, pari al 55% del commercio di idrogeno via mare, e 23 milioni di tonnellate (16% del commercio totale di energia via mare).

Diversi Paesi sperano di trarre vantaggio dallo sviluppo di megaprogetti di idrogeno orientati all'esportazione, con progetti di idrogeno blu e verde in fase di sviluppo in Russia, Canada, Australia e Medio Oriente. Nel fiorente spazio dell'idrogeno verde, quasi il 60% dei progetti di esportazione proposti si trova in Medio Oriente e in Australia, con l'obiettivo principale di raggiungere i mercati dell'Europa e dell'Asia nord-orientale. Nel 2021, i soli progetti di idrogeno green annunciati sono aumentati di 50 volte.

Gli sviluppatori di progetti, i finanziatori e gli acquirenti saranno attratti da luoghi con una comprovata esperienza nell'esportazione di risorse naturali, condizioni adatte per l'elettricità rinnovabile a basso costo ed alto potenziale per la cattura del carbonio su larga scala.

Diversi paesi sperano di accaparrarsi una fetta della torta del commercio dell'idrogeno. L'Arabia Saudita, il Brasile, il Cile, l'Oman e il Kazakistan hanno annunciato megaprogetti destinati al mercato delle esportazioni, mentre altri, come la Russia ed il Canada dispongono di vaste risorse di gas a basso costo e di un'ampia capacità di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS).

Sebbene i costi attuali della produzione di idrogeno green siano in genere più di tre volte superiori a quelli dell'idrogeno blu, si prevede che i costi dell'idrogeno verde diminuiranno con il miglioramento della tecnologia di produzione degli elettrolizzatori e con il calo dei costi dell'elettricità rinnovabile. Come definito nel primo capitolo, il previsto calo dei costi sosterrà un passaggio a lungo termine dall'idrogeno blu a quello verde. Tuttavia, ogni mercato ha caratteristiche uniche e il calo dei costi non sarà uniforme.

La realtà è che il mondo necessita di entrambi per raggiungere il ritmo richiesto di decarbonizzazione globale. La produzione di idrogeno blu ha attualmente un vantaggio di scalabilità rispetto all'idrogeno verde e può già essere sviluppata nei volumi richiesti, anche se i tempi di realizzazione sono più lunghi.

La maggior parte dei progetti proposti sono attualmente una combinazione dei due. Un esportatore di idrogeno blu in Australia o in Medio Oriente, ad esempio, potrebbe stabilire una posizione di mercato ed espandersi al contempo verso l'idrogeno verde, man mano che i costi diminuiscono e la capacità si rende disponibile. I produttori potrebbero così costruire le loro catene di approvvigionamento di idrogeno a basse emissioni di carbonio mentre l'idrogeno verde diventa sempre più competitivo nel tempo.

I fornitori che hanno accesso a grandi risorse di gas a basso costo, alla cattura e allo stoccaggio del carbonio (CCS) hanno un vantaggio naturale per le esportazioni di idrogeno blu. Regioni come il Medio Oriente, la Russia e gli Stati Uniti, con costi di trivellazione onshore competitivi, sembrano le più adatte a sviluppare una posizione di esportazione interregionale. Anche i Paesi in grado di sfruttare le infrastrutture esistenti per l'ammoniaca saranno in prima linea.

Allo stesso modo, i fornitori che hanno accesso a fonti rinnovabili a basso costo faranno pendere la bilancia verso la produzione di idrogeno verde. In base all'analisi di Wood Mackenzie sui costi futuri, l'Australia e il Medio Oriente si collocano ai primi posti per irraggiamento solare ed offrono un enorme potenziale di idrogeno verde. Poiché i costi di conversione e di trasporto costituiscono fino a due terzi del costo di fornitura del commercio interregionale di idrogeno via mare, sarà importante anche la vicinanza al mercato. Per le forniture all'Asia nordorientale, ad esempio, i fornitori australiani sembrano essere in vantaggio.

L'Australia, in particolare, si distingue dalla massa per i suoi precedenti nell'esportazione di una serie diversificata di risorse naturali e minerali, per le sue dimensioni fisiche, per le risorse solari ed eoliche e per il potenziale sostanziale di CCS su larga scala.

Per l'Australia, così come per altri grandi esportatori, l'opportunità di produrre idrogeno verde contribuirà a trasformare il suo portafoglio di esportazioni energetiche e ad allinearla alle mutevoli esigenze dei suoi partner commerciali. E come è accaduto in passato per le industrie australiane del carbone, del minerale e di ferro, gli acquirenti in Asia sembrano disposti ad investire ed a contribuire allo sviluppo di questo settore.

(<https://www.woodmac.com/press-releases/major-energy-exporters-race-to-lead-in-global-hydrogen-trade/>)

(<https://www.rechargenews.com/energy-transition/record-breaker-world-s-largest-green-hydrogen-project-with-150mw-electrolyser-brought-on-line-in-china/2-1-1160799>)

(<https://www.defianceetfs.com/meet-the-3-companies-at-the-forefront-of-green-hydrogen-production/>)

3.2 CARATTERISTICHE ED ORGANIZZAZIONE DELLE STARTUP COINVOLTE NEL PROCESSO DI REALIZZAZIONE DEGLI ELETTROLIZZATORI E DELLE FUEL CELLS

Nella seguente tabella sono elencate tutte le startup che operano nelle varie fasi della produzione degli elettrolizzatori, compresa la fase di ricerca e sviluppo preliminare. Nella seconda colonna è evidenziato il numero di finanziamenti ricevuti nel breve termine oppure l'ultimo finanziamento ricevuto seguito da altre caratteristiche. Le startup sono sia quelle trovate sulla piattaforma CB insights che quelle derivanti da CruchBase (sia europee che facenti parte del resto del mondo).

Dall'analisi della tabella vediamo come la maggior parte dei finanziamenti viene erogato da fondi di venture capital o da VC individuali. I finanziamenti avvengono soprattutto nelle prime fasi della vita dell'impresa (seed financing e Series A/B). Successivamente alla tabella è presente una descrizione delle startup elencate, con particolare concentrazione sui progetti intrapresi, sulle possibilità di crescita e sulle necessità finanziarie che queste piccole realtà saranno costrette ad affrontare nel tempo.

FIRM	N°	DATE	AMOUNT	ROUND	TYPE OF INVESTOR
Hystar	2	01/03/2021	\$5,90M	Seed financing	VC
		01/01/2022		Spinoff/Spinout	Research organisation
NewTrace	2	01/06/2022	\$1M	Seed financing	VC
Enapter	Last Funding	01/10/2020	20M€	Post-IPO Equity	Public
Ohmium	Last Funding	14/04/2022	\$45M	Series B	VC

1. Hystar

– *di cosa si occupa?*

Partendo da Hystar, questa è una startup norvegese specializzata nella progettazione e realizzazione di elettrolizzatori PEM per la produzione di green hydrogen sostenibile.

– *progetti, collaborazioni e finanziamenti*

L'azienda tecnologica internazionale Semcon sta collaborando con Hystar che ha sviluppato una nuova tecnologia di elettrolisi PEM. Lo ha fatto con l'obiettivo di aumentare la quantità di idrogeno gassoso che può essere prodotto attraverso l'elettrolisi di oltre il 150% rispetto all'attuale tecnologia degli elettrolizzatori, senza ulteriore utilizzo di energia.

L'esperimento, della durata di due anni, è iniziato nel febbraio 2022 su una dimensione minore, con l'obiettivo di aumentarla nel tempo.

Semcon lavora da oltre un decennio allo sviluppo di celle a combustibile in vari progetti di ricerca. Lavora con soluzioni sia per la produzione che per l'utilizzo dell'idrogeno gassoso. Semcon ha anche una competenza unica nell'automazione avanzata e nella produzione di componenti di celle a combustibile.

Sebbene la tecnologia di produzione dell'idrogeno basata sugli elettrolizzatori PEM sia attualmente avanzata, per ottenere una produzione di idrogeno su larga scala è necessario un ulteriore sviluppo di

procedure di produzione automatizzate e flessibili. Hystar ha ricevuto fondi supplementari dal Consiglio norvegese per la ricerca alla fine del 2021 per un progetto volto a ottimizzare e automatizzare la produzione di elettrolizzatori PEM ad alta efficienza.

Gli elettrolizzatori possono essere prodotti in serie come le celle a combustibile, un campo tecnologico in cui Semcon ha una vasta esperienza. Queste tecniche innovative di produzione sono necessarie per Hystar per realizzare il suo obiettivo di rivoluzionare il processo di produzione degli elettrolizzatori.

L'UE ha identificato la produzione di idrogeno gassoso rinnovabile come una priorità. Viene definito cruciale per il raggiungimento del Green Deal europeo.

Il design unico della cella e l'architettura del processo offrono l'opportunità di ridurre il consumo di elettricità ed aumentare la produzione di idrogeno, riducendo significativamente il costo della produzione di idrogeno green dall'elettrolisi PEM.

I processi di produzione tradizionali, in cui l'idrogeno gassoso viene prodotto dal gas naturale, emettono grandi quantità di CO₂.

L'obiettivo del progetto è sviluppare una nuova generazione di elettrolizzatori che contenga nuovi concetti di design per i componenti, il tutto per avere la possibilità di scalare la produzione a seconda delle esigenze. Questo ha fatto sì che il progetto sia condotto come un progetto di ricerca e sviluppo, in cui le sfide sono gestite parallelamente ad analisi significative, esperimenti e contributi di vari esperti.

"La tecnologia degli elettrolizzatori che stiamo sviluppando insieme consentirà a Hystar di produrre elettrolizzatori altamente efficienti dal punto di vista energetico, con il potenziale di ridurre il costo di dell'elettrolisi fino al 60%. È qualcosa di cui il mondo ha davvero bisogno", afferma Tommy Ekman, Technical Lead e Project Manager di Semcon.

"L'idrogeno verde è fondamentale per la transizione energetica ed offre la possibilità di utilizzare appieno le fonti di energia rinnovabili nella decarbonizzazione di vari settori", aggiunge Tommy Ekman.

"Siamo molto contenti di poter lavorare con Semcon. Hanno competenze specialistiche in molte aree che completano quelle che abbiamo internamente e possono contribuire efficacemente quando se ne presenta la necessità", afferma Magnus Thomassen, CPO e co-fondatore di Hystar.

L'obiettivo è che i prodotti Hystar possano presto essere utilizzati in molti settori diversi e come carburante in tutti i tipi di trasporto.

2. New Trace

– di cosa si occupa?

Per quanto riguarda la New Trace, questa startup ha una storia abbastanza recente e nasce dalla necessità di agire a favore della sostenibilità da parte di 2 ingegneri indiani.

Dopo aver trascorso quasi un decennio a studiare e lavorare in Europa, Prasanta Sarkar e Rochan Sinha sono tornati in India ed hanno scoperto che le città in cui erano cresciuti erano più sporche ed inquinate che mai.

Prasanta, il cui padre lavorava alla ONGC, la più grande compagnia indiana di petrolio greggio e gas naturale, era sempre stato affascinato dal mondo dell'energia e delle macchine. D'altro canto, Rochan, che

proviene da una famiglia di medici, aveva lavorato in precedenza nei Paesi Bassi allo sviluppo di tecnologie per sistemi di energia rinnovabile come i dispositivi a combustibile solare, durante il suo dottorato di ricerca.

Con i problemi dei loro paesi d'origine in testa, quando si sono incontrati negli uffici di Entrepreneur First, una piattaforma globale che aiuta i fondatori di startup a mettersi in contatto tra loro, si è creata da subito una certa sintonia.

"Ci siamo resi conto che questi problemi dovuti al cambiamento climatico stavano accadendo ora e non potevamo permetterci di aspettare ulteriori 10 anni prima di fare qualcosa", racconta Prasanta a YourStory, aggiungendo che il duo è entrato subito in sintonia, motivato dalla necessità di affrontare la crisi climatica.

I due fondatori hanno iniziato a lavorare insieme per sviluppare una nuova tecnologia di batterie ed elettrolizzatori per le aziende, che fossero economici e facilmente disponibili. Tuttavia, hanno capito di essere sulla buona strada solo dopo aver prodotto l'elettrolizzatore ad un prezzo molto più basso di quello disponibile sul mercato.

Hanno quindi deciso di impiegarlo nella produzione di idrogeno green ed hanno fondato NewTrace nell'ottobre 2021.

– progetti, collaborazioni e finanziamenti

Newtrace ha trovato una tecnologia che rende la produzione di idrogeno verde almeno cinque volte più economica rispetto agli approcci tradizionali.

NewTrace ha annunciato di aver raccolto 1 milione di dollari in un round di finanziamento pre-seed da Special Invest e Micelio Fund. Il round ha visto anche la partecipazione di angel investors. La startup ha intenzione di utilizzare i fondi per scalare la tecnologia e costruire elettrolizzatori su larga scala per accelerare la decarbonizzazione di settori industriali come quello petrolchimico, dell'ammoniaca, della mobilità, dell'energia e dell'acciaio.

Entro il 2025, Newtrace prevede di costruire un elettrolizzatore su larga scala con una capacità di 1 MW.

3. Enapter

– di cosa si occupa?

Enapter è una startup italiana quotata in borsa a Francoforte. Il vantaggio competitivo di questa startup sta nello studio e nello sviluppo della tecnologia di elettrolisi a membrana a scambio anionico (AEM). Questa tecnologia, rispetto alla PEM, ha costi dei materiali e operativi nettamente inferiori ed è anche più efficiente dal punto di vista energetico.

La società è stata fondata nel 2017 e si è posta come grande obiettivo quello di diventare responsabile del 10% della capacità globale di generazione di idrogeno entro il 2050.

La sua tecnologia modulare, protetta da brevetto, vanta un'esperienza decennale e consente la produzione di massa di elettrolizzatori a basso costo per l'idrogeno verde su qualsiasi scala. Sono utilizzati in 36 Paesi, in settori quali energia, mobilità, industria e riscaldamento. Enapter ha uffici in Italia, Germania, Thailandia e Russia.

– progetti, collaborazioni e finanziamenti

La strategia di Enapter prevede che il suo elettrolizzatore AEM da 1 MW costerà \$500/kW se prodotto su larga scala nel 2025, rispetto agli \$800/kW per un elettrolizzatore PEM delle stesse dimensioni. La maggior parte dei risparmi deriva dalle due parti più costose di un elettrolizzatore: l'unità di alimentazione e le piastre bipolari che ospitano l'elettrolita e separano le celle in una pila. Poiché gli elettrolizzatori PEM utilizzano un elettrolita altamente acido, le piastre bipolari richiedono un materiale costoso (titanio) per proteggere lo stack ed evitare la corrosione. La macchina AEM di Enapter utilizza una soluzione alcalina all'1% di idrossido di potassio (acqua al 99%), quindi è possibile utilizzare acciaio molto più economico.

Secondo Enapter il costo delle piastre bipolari sarà di \$20/kW, nel 2025, per un elettrolizzatore da 1MW. Al contrario si stima un costo per la macchina PEM di \$190/kW.

Enapter ha cercato di adottare un nuovo approccio per commercializzare gli elettrolizzatori che garantisce un ulteriore risparmio in termini di costi. Inoltre, la startup vuole realizzare in serie stack di elettrolizzatori da 2,4kW, invece che produrre elettrolizzatori da 1 MW o da 5 MW.

La tecnologia di Enapter, inoltre, ha un vantaggio in termini di efficienza energetica. La società sostiene che sono richiesti 54,8kWh di elettricità per produrre 1kg di idrogeno. Al contrario i PEM, per la stessa quantità di idrogeno, hanno una media di 56,7kWh e gli elettrolizzatori alcalini hanno una media di 55,3kWh.

Al momento, nel suo stabilimento di Pisa, Enapter produce solo l'equivalente di 2,5MW di elettrolizzatori all'anno. A Saerbeck, in Germania, Enapter sta sviluppando un nuovo impianto di produzione automatizzato. Questo impianto dovrebbe avere una capacità annua di 300 MW. L'installazione ed il funzionamento sono previsti per il 2023, questo impianto ha anche il potenziale per una grande espansione.

L'azienda di tecnologie energetiche si sta preparando per l'inizio dei lavori di costruzione, in autunno 2022, del suo sito di produzione di massa e di R&S "Enapter Campus". L'AEM è ampiamente considerata dagli scienziati come la tecnologia di elettrolisi più efficiente in termini di costi. La sua produzione di massa trasformerà il potenziale di riduzione dei costi in realtà e renderà raggiungibili gli obiettivi globali di produzione di idrogeno.

Il Ministero dell'Economia, dell'Innovazione, della Digitalizzazione e dell'Energia della Renania Settentrionale-Vestfalia ha annunciato un finanziamento di 9,3 milioni di euro per questo progetto, riconoscendone l'elevato potenziale innovativo. Fino a 66 persone lavoreranno su questo progetto come parte degli oltre 300 dipendenti che si prevede di assumere per il Campus nella comunità climatica di Saerbeck.

Per l'idrogeno green la tecnologia AEM è sempre stata considerata come una potenziale soluzione, ma risulta difficile da commercializzare. Il rapporto "Green Hydrogen Cost Reduction" pubblicato nel 2021 dalla International Renewable Energy Agency dichiara che la membrana AEM ha problemi di stabilità sia chimica che meccanica. Inoltre, data la bassa conduttività AEM, le prestazioni non sono ancora buone come previsto. Non si hanno sufficienti informazioni sul loro sviluppo nel tempo, soprattutto in termini di funzionamento, robustezza e affidabilità.

Enapter, al contrario del rapporto, spiega che non ci sono dubbi sull'affidabilità delle macchine e sulla loro efficacia. Infatti, l'azienda italiana, afferma che i suoi stack di elettrolizzatori hanno una durata di almeno 35000 ore, rispetto alle 40000 del PEM e 80000 delle alcaline, in media. In mancanza di dati migliori, Enapter, ha stimato la durata di 35000 ore, ma affermano che sui banchi di prova la vita utile dello stack può andare oltre le 70000 ore.

(<https://hydrogen-news.it/la-start-up-italiana-enapter-i-nostri-elettrolizzatori-produrranno-l-idrogeno-a-costi-piu-bassi-di-qualsiasi-tecnologia-concorrente/>)

(<https://www.enapter.com/it/newsroom/enapter-receives-funding>)

(<https://www.enapter.com/it/newsroom/enapter-and-vinci-energies-deutschland-sign-cooperation-agreement>)

4. Carbon Recycling International

– di cosa si occupa?

Carbon Recycling International è leader riconosciuto a livello mondiale nella tecnologia di conversione della CO₂ in metanolo, attiva su scala industriale dal 2012. Consente ai propri partner di produrre metanolo rinnovabile da anidride carbonica e idrogeno, per ottenere carburanti, prodotti chimici e prodotti più sostenibili.

Collabora con l'industria di tutto il mondo per sviluppare progetti trasformativi che creano prodotti di valore dai gas di scarico e dall'energia rinnovabile. Il loro ultimo impianto, attualmente in costruzione, sarà il più grande al mondo nel suo genere e riciclerà circa 160.000 tonnellate all'anno di anidride carbonica in metanolo.

Le soluzioni sono rispettose dell'ambiente e non hanno alcun impatto sulla catena alimentare o sull'uso del suolo. La riduzione delle emissioni globali di gas serra a zero entro il 2050 dipende sempre più dalla capacità di cambiare in modo significativo il rapporto con la CO₂.

Per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili, la CO₂ deve essere trattata come una risorsa preziosa da riciclare e riutilizzare. Il carbonio continuerà a essere necessario per sostenere il progresso umano, ma occorre gestirlo all'interno di un sistema a ciclo chiuso per renderlo sostenibile.

- progetti, collaborazioni e finanziamenti

Dal 2006, come detto in precedenza, CRI è stata pioniera nello sviluppo della tecnologia necessaria per produrre metanolo sostenibile dalle emissioni di carbonio e la sta diffondendo per aiutare i partner a realizzare progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS) su scala industriale.

Catturare le emissioni di CO₂, combinarle con idrogeno verde per produrre metanolo e reintrodurle nei processi industriali come fonte di energia rinnovabile e materia prima, offre un percorso accelerato verso l'economia circolare.

Il metanolo rinnovabile consente ad una parte in rapida crescita dell'economia globale di diventare neutrale dal punto di vista delle emissioni di carbonio utilizzando i processi e le infrastrutture esistenti, consentendo la collaborazione tra diversi settori per ridurre le emissioni complessive di CO₂.

In Cina, un'industria che produce CO₂ fornirà presto metanolo neutro come materia prima per la produzione chimica, invece di emettere.

In Scandinavia, una fonderia che produce CO₂ fornirà presto carburante pulito per il trasporto marittimo.

Rispetto all'era preindustriale, i livelli di CO₂ nella nostra atmosfera sono oggi più alti del 50% e continuano ad aumentare. Il primo 25% di questo aumento è avvenuto in 200 anni, ma per raddoppiare ci sono voluti solo 30 anni. La causa principale di questo aumento è la nostra dipendenza dai combustibili fossili come fonte di energia.

La conseguenza di questo forte aumento sarà il riscaldamento globale. Gli attuali livelli di CO₂ rappresentano già un inevitabile aumento della temperatura, accompagnato da effetti ambientali come l'innalzamento del livello del mare.

Il nostro impegno ora, come comunità globale, è quello di limitare l'aumento della temperatura a 1,5 °C nell'ipotesi ideale e a 2,0 °C al massimo.

La riduzione delle emissioni di CO₂ richiederà una transizione dalle fonti energetiche fossili e un aumento significativo della produzione di energia rinnovabile e del CCUS.

Sebbene il passaggio a fonti energetiche interamente rinnovabili e la cattura e lo stoccaggio del carbonio su larga scala siano le ambizioni principali, vi sono ampie lacune da colmare in termini di tecnologia, economia, politica e comportamento.

È necessaria una transizione pratica, che consenta di ottenere riduzioni sempre maggiori delle emissioni di gas serra all'interno dei processi industriali e delle catene di valore esistenti. Implementando un approccio all'economia circolare nel maggior numero possibile di settori, il viaggio verso la neutralità delle emissioni di carbonio può essere fatto attraverso passi pratici, non affidandosi a salti ipotetici e dirompenti.

Il metanolo rinnovabile prodotto dalla cattura della CO₂ e dall'idrogeno non fossile può sostituire gli idrocarburi fossili in una vasta gamma di settori industriali e domestici, avvicinandoli sempre più alla neutralità del carbonio.

Le applicazioni del metanolo sono già molto diffuse, grazie alle sue proprietà desiderabili. Può essere trasportato e immagazzinato in modo facile e sicuro, essendo un liquido a temperatura ambiente. È biodegradabile e un vettore energetico altamente efficiente, che brucia in modo pulito e non produce fuliggine o particolato.

Il metanolo è comunemente utilizzato come materia prima chimica per la produzione di plastica, colla, materiali da costruzione, vernici e solventi ed è la fonte di carbonio più utilizzata per rimuovere i contaminanti dalle acque reflue.

Ha un elevato numero di ottani (109 RON) che consente una migliore conversione energetica rispetto alla benzina o al diesel. In molte regioni sono in uso diverse miscele di metanolo con la benzina e il diesel, con percentuali del 3% e del 15% già presenti rispettivamente in Europa e in Cina. Le autorità cinesi stanno promuovendo anche l'M100 (100% metanolo) nei veicoli leggeri, negli autobus e nei camion. Il trasporto marittimo si sta rivolgendo sempre più al metanolo come sostituto pulito del combustibile per bunker e continua a crescere la sua popolarità per le caldaie industriali e le stufe.

CRI ha aperto la strada alla tecnologia necessaria per produrre sia metanolo rinnovabile che metanolo da carbonio riciclato. Il primo impianto di e-metanolo rinnovabile ha iniziato la produzione nel 2012 e sono stati completati altri impianti pilota. Nel 2020 è stato messo in funzione il primo impianto che utilizza il gas di scarico dell'altoforno e nel 2021 è prevista l'entrata in funzione del primo impianto su scala commerciale, con una capacità di 110.000 tonnellate di metanolo da carbonio riciclato all'anno.

Dal 2021 CRI ha iniziato a vendere il suo metanolo rinnovabile per diverse applicazioni a clienti in Europa e Cina. Nell'intero ciclo di vita del prodotto, dall'estrazione e produzione fino all'utilizzo finale, si è ottenuta una riduzione delle emissioni di carbonio superiore al 90% rispetto ai combustibili fossili.

CRI ha sviluppato un'esperienza in ogni fase della catena del valore. La tecnologia Emissions to Liquid™ (ETL) risolve i problemi di efficienza di conversione, disponibilità di energia rinnovabile, fluttuazioni e scalabilità. È tecnicamente matura, economicamente competitiva e in fase di implementazione su scala industriale.

La tecnologia di processo ETL di CRI richiede una fonte di CO₂ e H₂. Quando entrambi sono catturati dai flussi di rifiuti dell'industria, il prodotto è chiamato metanolo da carbonio riciclato. Con l'accesso a una fonte di elettricità rinnovabile, l'elettrolisi viene utilizzata per produrre H₂ dall'acqua, ottenendo così "e-metanolo rinnovabile".

In termini di scala e di tempo, il metanolo consente una capacità di stoccaggio dell'energia di ordini di grandezza superiori alla maggior parte degli altri metodi. L'energia incagliata di un'intera stagione può essere convertita in un liquido stabile, sicuro e facilmente immagazzinabile, per poi essere trasportata in tutto il mondo in base alla necessità.

È più facile e sicuro da immagazzinare e trasportare rispetto all'idrogeno e contiene una densità di idrogeno superiore a quella di un volume liquido equivalente di H₂ puro. Ha diverse applicazioni come combustibile ed una grande richiesta come materia prima per l'industria chimica.

Carbon Recycling International (CRI) e Johnson Matthey (JM) hanno stipulato un accordo di fornitura esclusiva di catalizzatori a lungo termine per l'utilizzo dei catalizzatori per metanolo KATALCO di JM negli impianti di CO₂-metanolo Emissions-To-Liquids (ETL) di CRI. Questa offerta combinata contribuisce a soddisfare l'urgente necessità di eliminare le emissioni di carbonio in settori economici difficili da decarbonizzare.

La produzione convenzionale di metanolo prevede l'utilizzo di materie prime fossili come il gas naturale o il carbone. Il metanolo prodotto con il processo ETL di CRI, che utilizza catalizzatori JM, offre un percorso efficace per ottenere metanolo sostenibile dalla CO₂.

Il processo CRI prende i gas di scarico catturati dai punti di emissione e li trasferisce a un sistema di condizionamento dei gas dove le impurità vengono rimosse per produrre anidride carbonica adatta alla sintesi di metanolo a valle. Quando è disponibile una fonte di elettricità rinnovabile, l'idrogeno può essere generato dall'elettrolisi dell'acqua utilizzando la tecnologia dell'elettrolizzatore su scala MW. L'idrogeno può anche essere trasformato da sottoprodotti di idrogeno disponibili in alcuni flussi di rifiuti industriali.

L'unità di conversione catalitica converte il gas in metanolo grezzo, una miscela di metanolo e acqua, a temperatura e pressione elevate. Questa reazione è altamente esotermica e il calore può essere recuperato dal reattore per fornire vapore all'unità di distillazione. Il metanolo grezzo viene separato in metanolo della purezza/qualità desiderata e acqua in colonne di distillazione.

Questa tecnologia fornirà un percorso vitale per raggiungere le emissioni nette zero, contribuendo alla riduzione delle emissioni di gas serra.

Il metanolo prodotto con il processo ETL di CRI soddisfa tutte le specifiche industriali standard e può essere utilizzato in tutte le applicazioni attuali del metanolo.

In qualità di leader globale nelle tecnologie sostenibili che consentono la decarbonizzazione, JM fornirà il suo catalizzatore per la sintesi del metanolo per gli impianti ETL progettati da CRI. Il catalizzatore di JM è stato utilizzato in tutti gli impianti di CRI fino ad oggi e la loro proficua collaborazione decennale continuerà con questo accordo.

L'accordo è entrato in vigore nel luglio 2021.

(<https://www.carbonrecycling.is/co2-methanol>)

(<https://www.greencarcongress.com/2021/10/20211021-cri.html>)

Carbon Recycling International ha raccolto un totale di 1,5 milioni di dollari di finanziamenti in 9 round. L'ultimo finanziamento è stato raccolto il 12 gennaio 2017 sottoforma di Grant.

Nel grafico sottostante sono evidenziati i principali finanziamenti ottenuti dalle startup che si occupano di ricerca, sviluppo, progettazione e produzione di soluzioni innovative per quanto riguarda le celle a combustibile. Delle startup di cui si hanno maggiori informazioni si può evidenziare un particolare ricorso a finanziamento pubblico tramite le IPO, oppure fondi derivanti da Grant statali o comunitari.

FIRM	N°	DATE	AMOUNT	ROUND	TYPE OF INVESTOR
De Nora S.p.a	Last funding	04/07/2022	Un.	Post-IPO Equity	Public
Elcogen	Last funding	01/10/2018	\$5M	Grant	Government
Plug Power	Last funding	09/02/2021	\$2B	Post-IPO Equity	Public

1. De Nora S.p.a

– di cosa si occupa?

Fondata nel 1923, Industrie De Nora è una multinazionale italiana, specializzata nello sviluppo di tecnologie sostenibili. Per quanto riguarda l'idrogeno, la forza di De Nora deriva dalla sua posizione nella produzione di elettrodi per applicazioni industriali elettrochimiche. L'azienda ha una leadership consolidata in numerosi settori. In particolare, nel recente passato De Nora ha lanciato la sua ultima generazione di elettrodi, componenti essenziali per migliorare sostanzialmente le prestazioni e l'economia dell'idrogeno prodotto con il processo di elettrolisi dell'acqua alcalina (AWE).

Grazie alla leadership tecnologica sugli elettrodi, alle competenze elettrochimiche distintive e alla catena di fornitura consolidata, De Nora può beneficiare delle aspettative del settore in rapida crescita e contribuire alla decarbonizzazione, rendendo la produzione di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua sempre più competitiva in termini economici.

– progetti, collaborazioni e finanziamenti

In sinergia con il business degli elettrodi, De Nora detiene una partecipazione del 34% in ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers (TKUCE), tra i leader mondiali nello sviluppo, nell'assemblaggio e nell'installazione di impianti di elettrolisi dell'acqua alcalina e di produzione di cloro e soda caustica. La tecnologia AWE di TKUCE è coinvolta in diversi grandi progetti globali sull'idrogeno.

De Nora collabora anche con operatori del settore delle celle a combustibile, in particolare dal 2016 con AFC Energy Plc, produttore britannico specializzato in celle a combustibile alcaline.

De Nora è anche leader globale nelle tecnologie per il trattamento (disinfezione e filtrazione) dell'acqua e per la protezione catodica, entrambi business con potenziali sinergie con Snam: per le attività di Snam4Environment, attiva nel biometano e nelle soluzioni ambientali e idriche, per il trasporto del gas.

Nel Novembre 2020, Snam ha acquisito il 33% di De Nora per rafforzarne la posizione nelle tecnologie dell'idrogeno.

Snam ha firmato un accordo con i fondi gestiti da Blackstone Tactical Opportunities per l'acquisto di una quota di circa il 33% di Industrie De Nora S.p.A., sulla base di un enterprise value di circa 1,2 miliardi di euro.

L'acquisizione ha consentito a Snam di migliorare il proprio posizionamento tecnologico per essere sempre più competitiva nei nuovi progetti di sviluppo dell'idrogeno. Gli elettrolizzatori alcalini sono complementari agli elettrolizzatori a membrana (PEM), settore in cui è specializzata ITM Power, società con cui Snam ha recentemente siglato una partnership.

L'accordo consente ad entrambe le società di beneficiare del rispettivo posizionamento sul mercato: Snam potrà sfruttare la presenza commerciale e il know-how di De Nora nella catena del valore; allo stesso tempo, la posizione di Snam lungo la catena del valore dell'idrogeno potrà supportare lo sviluppo commerciale di De Nora.

De Nora genera un fatturato di oltre 500 milioni di euro all'anno (60% negli elettrodi, 40% nel trattamento delle acque), con un EBITDA di circa 90 milioni di euro nel 2020 ed una crescita media (CAGR) dell'8% negli ultimi tre anni. La società è controllata da Federico De Nora.

Andando ad effettuare l'analisi della IPO lanciata dalla startup italiana, al 30 Giugno 2022, è stato fissato a 13,40 euro il prezzo delle azioni di Industrie De Nora per la quotazione a Piazza Affari. Questo è in calo rispetto al valore di collocamento di 13,50 che era stato annunciato al 28 Giugno. Era stato stimato un intervallo di prezzo tra 13,50 e 16,50 euro per azione. Con l'inizio delle negoziazioni, il valore del titolo è scivolato ulteriormente perdendo oltre il 3%.

La capitalizzazione della società all'inizio delle negoziazioni è di 2,723 milioni di euro, stimata sulla base del prezzo di offerta.

L'offerta di De Nora prevede oltre 35 milioni di titoli (circa il 17,4% del capitale sociale). Di questi titoli oltre 14,8 milioni vengono venduti dal gruppo stesso e 20,26 milioni vengono venduti dagli azionisti che sono Snam, Norfin e Federico De Nora Spa. A valle della quotazione alla famiglia De Nora, attualmente al 64%, terrà il controllo del Gruppo, mentre Snam, che ha il 33% di De Nora, resta nel capitale per contribuire allo sviluppo del Gruppo e manterrà un ruolo importante per sostenerne il posizionamento sull'idrogeno.

In base alle stime effettuate in base all'offerta, il ricavato ammonta a 474 milioni di euro di cui 274 spettanti agli azionisti venditori e 200 spettanti alla società. Nel caso di opzione di "Overallotment" di un ulteriore pacchetto di 5,2 milioni di azioni, il ricavato complessivo potrà salire a 545 milioni di euro.

Si tratta della prima quotazione a Piazza Affari dopo lo scoppio della guerra in Ucraina. Ci sono stati diversi casi di società che hanno deciso di rinviare le proprie IPOs a causa dell'elevata volatilità del mercato.

(https://www.ilsole24ore.com/art/de-nora-prezzo-ipo-fissato-minimo-forchetta-135-euro-debutta-30-AEVt2qiB?refresh_ce=1)

Dall'intervista effettuata a Paolo Dellachà (amministratore delegato di De Nora) il giorno della cerimonia della quotazione a Piazza Affari, questo ha dichiarato: "Stiamo andando molto bene. Il primo trimestre del 2022 è stato straordinario, anche il secondo e continueremo così per tutto l'anno. Vogliamo continuare a investire per riuscire a sostenere la crescita anche attraverso acquisizioni. Guardiamo a tutto il mondo senza distinzioni. Abbiamo un approccio strategico e selettivo".

Dellachà ha dichiarato che il gruppo ha molti progetti. In primis ha fatto riferimento a quello dell'idrogeno verde. Complessivamente il portafoglio ordini nel primo trimestre è di oltre 600 milioni di euro.

(<https://www.milanofinanza.it/news/ipo-de-nora-in-rosso-ma-la-societa-dell-idrogeno-punta-al-dividendo-202206301108433473>) (<https://www.greencarcongress.com/2020/11/20201121-snam.html>)

2. Elcogen

– di cosa si occupa?

Elcogen è uno dei principali sviluppatori e produttori europei di celle a combustibile a ossidi solidi (SOFC/SOEC). La tecnologia di Elcogen consente ai suoi partner di fornire soluzioni per la produzione e lo stoccaggio di energia, affrontando le sfide della società per raggiungere l'obiettivo delle zero-emissioni.

È un'azienda produttrice di celle a combustibile ed elettrolizzatori, con tecnologie distintive ed oltre 60 clienti industriali affermati in tutto il mondo. La sua tecnologia delle celle a combustibile a ossidi solidi (SOFC) e degli elettrolizzatori a ossidi solidi (SOEC) può essere applicata a un'ampia gamma di applicazioni residenziali, industriali e commerciali.

Le celle a combustibile a ossidi solidi e gli elettrolizzatori possono funzionare con un'efficienza superiore all'80%. La tecnologia di base di Elcogen si distingue per la capacità di operare a temperature più basse rispetto ai concorrenti, con conseguenti vantaggi economici ed impianti di lunga durata.

– finanziamenti

Elcogen aveva in programma, nel 2020, di quotarsi in borsa con un valore massimo di 200 milioni di sterline, ma ha chiesto un rinvio.

Un gestore di fondi ha dichiarato che l'attenzione degli investitori per le nuove emissioni azionarie sta cominciando a scemare dopo la raffica di società che si sono affacciate sul mercato azionario verso la fine della fase più critica della pandemia. Nel primo trimestre del 2021, Londra ha registrato il più forte inizio d'anno di IPO dal 2007, con 20 lanci che hanno raccolto 5,6 miliardi di sterline, più della metà dei 9,4 miliardi di sterline raccolti nell'intero 2020.

In particolare, i lanci sostenuti da private equity sono stati forti dopo le difficoltà legate al periodo Covid, con i proprietari che cercavano di trarre profitto dall'impennata del mercato azionario. Un broker che ha lavorato sulle IPO del 2021 ha affermato che è saggio fare una pausa di qualche mese prima di premere il pulsante dei nuovi lanci, per consentire agli investitori di digerire la recente ondata.

Elcogen ha dichiarato di aver rimandato la sua quotazione in borsa per via delle condizioni di mercato e della volatilità del settore.

(<https://www.standard.co.uk/business/ipo-floats-tungsten-west-elcogen-shares-markets-b939611.html>)

– progetti e collaborazioni

Nel primo semestre del 2022, HydrogenOne Capital Growth (HGEN) ha firmato accordi definitivi per un investimento di 20 milioni di sterline (24 milioni di euro) in Elcogen, i cui azionisti includono Biofuel OÜ e VNTM Powerfund II, un fondo tecnologico focalizzato sull'energia pulita. Con l'acquisto di una quota di minoranza, HGEN ha diritto ad un posto nel consiglio di amministrazione di Elcogen.

Nel frattempo, Elcogen sta pianificando un'espansione dei suoi impianti a Tallinn per creare una nuova linea di produzione automatizzata per celle a combustibile a ossidi solidi e stack, inizialmente con una scala di 25MW/anno, che salirà a 50MW/anno (equivalente a 100MW- 200MW in modalità elettrolitica).

Simon Hogan, presidente di HydrogenOne, nel Maggio 2022, ha dichiarato: "La domanda di celle a combustibile ed elettrolizzatori è notevole, poiché il settore dell'idrogeno pulito continua a crescere a ritmo sostenuto. Non vediamo l'ora di sostenere l'azienda nel suo percorso di crescita. HydrogenOne continua a investire il capitale dei nostri investitori in attività a idrogeno distintive e ad alto potenziale".

Enn Öunpuu, CEO di Elcogen, ha aggiunto: "Crediamo che il carburante del futuro sia l'idrogeno verde e la nostra tecnologia è un fattore chiave per rendere questa transizione accessibile a tutti. Sviluppiamo e produciamo la tecnologia a ossidi solidi più efficiente al mondo, consentendo ai nostri clienti e partner di fornire elettricità senza emissioni, idrogeno verde e soluzioni di stoccaggio dell'energia. Questo investimento da parte di HydrogenOne ci permetterà di continuare a sviluppare la nostra tecnologia all'avanguardia, di far crescere la nostra base di clienti e i nostri ricavi e di scalare la produzione per portare avanti le ambizioni del net-zero".

(<https://quoteddata.com/2022/05/hydrogenone-capital-growth-buys-minority-stake-fuel-cell-electrolyser-elcogen/>)

3.3 STARTUP COINVOLTE NELLE FASI DI PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DEL GREEN HYDROGEN

La tabella sottostante elenca le società produttrici di green hydrogen. Come nel capitolo precedente sono riportati i finanziamenti e le caratteristiche, con eventuali indicazioni sul numero di finanziamenti ricevuti nel breve termine o se si tratta della descrizione del solo ultimo finanziamento. La tipologia di finanziamenti ricevuti è eterogenea, nella tabella sono presenti sia finanziamenti ricevuti da Private Equity sia quelli ricevuti da fondi di venture capital. Come per la maggior parte delle startup innovative sono presenti Grant europei o nazionali. Green Energy Systems ha raggiunto una IPO nel 2021.

FIRM	N°	DATE	AMOUNT	ROUND	TYPE OF INVESTOR
P2X Solutions	3	08/12/2021	\$22,6M	Seed VC	VC e Corporation
		20/12/2021	\$29,36M	Loan	Government
		20/12/2021	\$11,29M	Grant	Government
Hy2gen	3	04/12/2019		Corporate Minority	Corporation
		17/02/2022	\$227,2M	Convertible Note	Corporation
		17/02/2022		Unattributed	Unattributed
Infinite Blue Energy	2	01/01/2020	\$194,4M	PE	Private Equity
		01/01/2020		Debt	Private Equity
G.H. Systems	1	01/01/2021		IPO	Public
ITM Power	Last funding	19/03/2022	£9,3M	Grant	Government
H2 Pro	Last funding		£75M	Series B	VC

1. P2X Solutions

– di cosa si occupa?

P2X Solutions, fondata nel 2020 dall'amministratore delegato Herkko Plit, opera come produttore e distributore di idrogeno verde e carburante sintetico, oltre a fornire impianti di idrogeno chiavi in mano.

- finanziamenti

P2X Solutions ha raccolto un totale di 63,25 milioni di dollari di capitale nel corso di 3 round di finanziamento. Il finanziamento più recente è stato una combinazione di sovvenzioni e prestiti per 40,65 milioni di dollari nel dicembre 2021. Tra gli investitori del round figurano il Fondo finlandese per il clima e Työ- ja elinkeinoministeriö. Tra i primi investitori di P2X Solutions figurano Enersense International e Lifeline Ventures che sono fondi di VC ed hanno erogato un finanziamento in fase seed.

I 40,65 milioni di dollari sono stati erogati nel modo seguente:

- \$29.36M da Työ- ja elinkeinoministeriö, tramite un Grant stanziato dal governo finlandese.
- \$11.29M de The Finnish Climate Fund GOVERNMENT, sottoforma di prestito.
- \$22.6M da Enersense International che è una corporation and Lifeline Ventures che è un fondo di venture capital.

– progetti e collaborazioni

L'8 dicembre 2021, l'azienda ha raggiunto l'accordo con Enersense International, sviluppatore di soluzioni energetiche a zero emissioni, per un investimento di 13-18 milioni di euro in P2X Solutions. Oltre a Enersense, il round di finanziamento ha incluso Lifeline Ventures, un investitore early-stage della società.

In relazione all'investimento, P2X Solutions ed Enersense hanno raggiunto un accordo in base al quale Enersense è diventato fornitore preferenziale per i servizi di costruzione, manutenzione e gestione del primo impianto di produzione di idrogeno verde di P2X Solutions a Harjavalta, nel rispetto di determinati requisiti. L'accordo di collaborazione si applica anche a qualsiasi progetto futuro intrapreso da P2X Solutions fino al 2024.

"Stiamo creando un mercato dell'idrogeno verde in Finlandia e ci assicuriamo di essere al passo con il resto d'Europa. P2X Solutions produrrà idrogeno verde e ne trasformerà una parte in carburanti sintetici rinnovabili in modo economicamente vantaggioso. Dopo aver ottenuto un finanziamento azionario di 20 milioni di euro, il progetto ha fatto un grande passo avanti verso la realizzazione. Avere Enersense, creatore di soluzioni energetiche a zero emissioni, come proprietario e partner porta un grande valore aggiunto alla nostra azienda. Con l'idrogeno verde e la tecnologia power-to-x, possiamo ridurre significativamente le emissioni e quindi promuovere una società del benessere senza emissioni", questo affermava Herkko Plit, CEO di P2X Solutions, dopo aver raggiunto l'accordo per il finanziamento.

P2X Solutions, sempre nel 2021, ha annunciato il completamento di un round di finanziamento di 2 milioni di euro (2,4 milioni di dollari).

Il denaro è stato raccolto dalla società di venture locale finlandese Lifeline Ventures, a cui si è aggiunto l'angel investor Marjo Miettinen.

(https://energynews.biz/p2x-to-build-finlands-first-green-hydrogen-production-plant/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=p2x-to-build-finlands-first-green-hydrogen-production-plant)

(https://energynews.biz/p2x-solutions-agrees-to-e20m-equity-investment/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=p2x-solutions-agrees-to-e20m-equity-investment)

(<https://nordic9.com/news/p2x-solutions-announced-raising-2-million-from-lifeline-ventures/>)

2. Hy2gen

– di cosa si occupa?

Hy2gen produce e commercializza idrogeno verde ed ha sede in Germania.

Con sede a Wiesbaden, in Germania, Hy2gen sviluppa, finanzia, costruisce e gestisce impianti per la produzione di idrogeno verde e di carburanti elettronici a base di idrogeno in tutto il mondo. Questi prodotti vengono utilizzati per creare carburanti e soluzioni industriali competitivi e neutrali dal punto di vista climatico. I primi impianti sono in costruzione in Francia, Norvegia, Canada, Germania e Stati Uniti. L'obiettivo di Hy2gen è diventare leader di mercato nella produzione di idrogeno verde e di e-carburanti verdi per la mobilità, l'agricoltura e l'industria. Fondata nel 2017, l'azienda ha un vantaggio da first-mover

sottolineato da un insieme di progetti in fase di pianificazione e costruzione di 880MW e da un altro insieme di progetti in fase di sviluppo di oltre 12GW.

Fondata nel 2017, Hy2gen produce idrogeno per carburanti ecologici da utilizzare nei trasporti aerei, marittimi e terrestri, nonché per applicazioni industriali. L'azienda sostiene che il round è il più grande finora raggiunto da un'azienda di idrogeno verde.

– finanziamenti

Hy2gen ha raccolto un totale di 227,20 milioni di dollari in finanziamenti attraverso 3 round di finanziamento. L'ultimo finanziamento, nel febbraio 2022, è stato una combinazione di 227,20 milioni di dollari di Note convertibili e round non divulgati. Caisse de depot et placement du Quebec, Hy24, Mirova e Technip Energies.

Il capitale sarà utilizzato per la costruzione di impianti in diverse aree geografiche, tra cui l'Europa, per la produzione di carburanti verdi a base di idrogeno - o "e-fuel" - per il trasporto marittimo e terrestre, l'aviazione e le applicazioni industriali. L'investimento, che rappresenta la più grande raccolta privata di capitali incentrata sull'idrogeno verde fino ad oggi, è guidato da Hy24 insieme a Mirova, Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) e all'investitore strategico Technip Energies.

Nomura Greentech ha agito come consulente finanziario esclusivo di Hy2gen. Société Générale ha agito come consulente finanziario esclusivo di Hy24 e Mirova.

– progetti e collaborazioni

Sempre più spesso le industrie ad alta intensità energetica si stanno adattando per accogliere gli input di idrogeno.

Le reti del gas in paesi come il Regno Unito stanno conducendo prove per miscelare l'idrogeno con le reti del gas domestico, con l'obiettivo di sostituirlo completamente, anche se ciò richiederebbe la sostituzione su larga scala delle caldaie dei consumatori e di una più ampia infrastruttura di tubature.

Industrie come la fusione e la ceramica, che utilizzano macchinari ad alto calore che utilizzano il gas e che non possono essere elettrificati in modo economicamente vantaggioso, si stanno rivolgendo all'idrogeno come forma di riscaldamento a basse emissioni di carbonio.

Hy2gen dispone attualmente di 880 MW di capacità di produzione di idrogeno verde in fase di progettazione o costruzione, mentre altri 12 GW sono in fase iniziale di sviluppo.

Cyril Dufau-Sansot, amministratore delegato di Hy2gen, ha dichiarato: "Già nel 2021 stavamo cercando la migliore combinazione possibile di investitori finanziari e strategici per costruire impianti di produzione di e-fuel. Questi hanno il potenziale per decarbonizzare intere industrie e settori come quello dei trasporti. Siamo ora molto soddisfatti che tutte le parti abbiano siglato il più grande investimento in questo segmento".

(<https://www.swfinstitute.org/news/91297/cdpq-invests-in-hy2gen-ag>)

(<https://www.oilandgasonline.com/doc/hy-mirova-cdpq-and-technip-energies-green-hydrogen-pioneer-hy-gen-ag-0001>)

3. Green Hydrogen Systems

– di cosa si occupa?

L'azienda combina una tecnologia di elettrolisi standardizzata e modulare con un approccio di produzione in loco per portare l'idrogeno green a prezzi accessibili ai produttori di stazioni di rifornimento di idrogeno, a coloro che richiedono idrogeno in impianti power-to-X, agli impianti industriali e altro ancora.

Green Hydrogen Systems, fornitore danese di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, nel 2022 è intenzionato a vendere azioni attraverso una IPO a un prezzo fisso di 40 DKK per azione.

– finanziamenti

Il 27 maggio del 2022, l'azienda ha presentato il progetto di quotarsi al Nasdaq di Copenhagen per sostenere la propria crescita. A Giugno 2022 ha pubblicato il prospetto e il prezzo di offerta per l'IPO. Si prevede che l'IPO raccolga 1 miliardo di corone danesi (164 milioni di dollari/ 134 milioni di euro) di proventi netti, prima delle sovrallocazioni.

Green Hydrogen Systems offrirà 27,5 milioni di azioni più un'opzione di sovrallocazione fino a 4,125 milioni di azioni. La valutazione dell'azienda dopo l'operazione si stima sia di 3 miliardi di corone danesi, escludendo l'opzione di sovrallocazione.

Un gruppo di investitori di riferimento si è impegnato a sottoscrivere 570 milioni di corone danesi, pari al 51,8% dell'IPO, escluse le azioni in opzione. Tra questi, ATP, che ha investito circa 200 milioni di corone danesi, Vaekstfonden, Nordea Asset Management e BankInvest, che hanno investito ciascuno circa 100 milioni di corone danesi.

I tre maggiori azionisti della società, Nordic Alpha Partners Fund I K/S, APMH Invest XI ApS e Norlys Holding A/S, sottoscriveranno 10,50 milioni di euro, pari al 7,1% dell'offerta, mentre alcuni membri del consiglio di amministrazione sottoscriveranno 7,75 milioni di corone danesi.

"Il fatto che un gruppo di importanti investitori di riferimento abbia sottoscritto più della metà dell'offerta è un voto di fiducia nella nostra tecnologia di elettrolisi, nel potenziale di crescita e in Green Hydrogen Systems nel suo complesso", ha dichiarato il presidente Thyge Boserup, aggiungendo che il sostegno degli investitori è anche un segno dello slancio del mercato dell'idrogeno verde.

– progetti e collaborazioni

Tra i progetti portati avanti da Green Hydrogen Systems troviamo quello di forniture di apparecchiature per l'elettrolisi per un progetto in Scozia con la Logan Energy di Edimburgo.

L'ordine comprende due elettrolizzatori GHS HyProvide A90 con una capacità combinata di 0,9 MW. Green Hydrogen Systems consegna gli elettrolizzatori e, nell'ambito di un contratto di assistenza triennale, fornirà manutenzione in loco, monitoraggio remoto e supporto al progetto.

Il progetto ARBIKIE consisterà in una singola turbina eolica da 1 MW sul terreno agricolo della distilleria e l'elettricità generata sarà esportata all'impianto di elettrolisi di Green Hydrogen Systems. Gli elettrolizzatori ordinati saranno in grado di produrre fino a 389 kg di idrogeno verde al giorno quando saranno pienamente operativi nel quarto trimestre del 2022. L'idrogeno prodotto sarà utilizzato per sostituire l'olio da riscaldamento che la distilleria utilizza attualmente per produrre vapore per il processo di distillazione.

Logan Energy gestirà l'impianto di elettrolisi. Logan Energy ha piazzato un secondo ordine. Il primo, per un progetto nel Dorset, in Inghilterra, è stato effettuato solo due mesi fa.

Green Hydrogen Systems ha inoltre firmato un accordo con Gaznat per la fornitura di apparecchiature di elettrolisi per il suo Innovation Lab in Svizzera.

L'ordine comprende la fornitura di un elettrolizzatore GHS HyProvide® A90 con una capacità di circa 0,5 MW per la produzione di idrogeno verde da energia solare rinnovabile. Prodotto da Green Hydrogen Systems e gestito da Gaznat, l'elettrolizzatore sarà distribuito in un container da 20 piedi come impianto completo di idrogeno verde.

A regime, l'elettrolizzatore ordinato avrà la capacità di fornire circa 195 kg di idrogeno verde al giorno. L'idrogeno sarà utilizzato per produrre metano sintetico con un nuovo e innovativo reattore di metanazione sviluppato da Gaznat. Il metano sintetico sarà iniettato nella rete di distribuzione della regione di Chablais, in Svizzera.

Green Hydrogen Systems sarà responsabile della fornitura dell'elettrolizzatore e supporterà il progetto con la manutenzione in loco e il monitoraggio e l'assistenza a distanza nell'ambito di un contratto di servizio di tre anni.

"Con la situazione attuale, la necessità di accelerare l'indipendenza dell'Europa dai combustibili fossili richiede azioni ancora più rapide. Il progetto con Gaznat dimostra come l'idrogeno verde possa essere utilizzato come elemento costitutivo per realizzare un sistema energetico più sostenibile con le reti del gas esistenti", afferma Søren Rydbirk, CCO di Green Hydrogen Systems.

(<https://www.oilandgasonline.com/doc/hy-mirova-cdpq-and-technip-energies-green-hydrogen-pioneer-hy-gen-ag-0001>)

(<https://www.swfinstitute.org/news/91297/cdpq-invests-in-hy2gen-ag>)

(<https://globallegalchronicle.com/hy2gen-trafigura-cips-240-mw-green-ammonia-project-in-norway/>)

(<https://renewablesnow.com/news/green-hydrogen-systems-announces-ipo-price-743694/>)

La tabella sottostante elenca le società distributrici di green hydrogen derivanti dalla ricerca. Come per le imprese produttrici, la distribuzione della tipologia di finanziamento ricevuto è abbastanza eterogenea, con diverse modalità utilizzate. In questo elenco è possibile trovare anche un finanziamento ricevuto da LINE Hydrogen attraverso una campagna di crowdfunding, nel caso in esame si tratta di equity CF, con gli investitori che ricevono azioni della società dopo aver aderito alla campagna.

FIRM	N°	DATE	AMOUNT	ROUND	TYPE OF INVESTOR
H2 Global	1	01/01/2021		Seed financing	Corporation
H2-Greenforce	1	10/10/2020	\$12M	Series A	Individual Angel Investor
EODev	1	01/09/2020	\$23,55M	Corporate Minority	Corporation
LINE Hydrogen	1	16/06/2022	\$0,95M	CF	Equity CF
ATOME Energy	1	30/12/2021		IPO	Public

1. H2 Global

– di cosa si occupa?

H2Global è un acquirente e distributore di idrogeno green e dei suoi derivati. Il suo obiettivo è anche quello di creare un programma di finanziamento efficiente per un tempestivo avvio del mercato e per l'importazione di idrogeno verde e di prodotti Power-to-X (PtX) in Germania.

– progetti, collaborazioni e finanziamenti

H2Global ha raccolto fondi attraverso 1 round. L'ultimo finanziamento, nell'agosto 2021, è stato un Seed round. Tra gli investitori del round figuravano Hamburger Hafen und Logistik che è una corporation.

Total Eren, nel Luglio 2022, è entrato a far parte della Fondazione H2Global. La società francese è un produttore indipendente di energia nel settore delle energie rinnovabili. Sviluppa, finanzia, costruisce e gestisce impianti eolici e solari in tutto il mondo. Inoltre, Total Eren sta valutando importanti progetti a livello mondiale nel settore dell'idrogeno green, in particolare in Cile (progetto H2 Magallanes) e in Australia (progetto HyEnergy).

La Fondazione H2Global è un'iniziativa finanziata dal Ministero Federale Tedesco dell'Economia e della Protezione del Clima (BMWK) per accelerare la diffusione sul mercato dell'idrogeno green e dei suoi derivati.

La missione della fondazione è rendere accettabile l'idrogeno verde come sostituto dell'energia in Europa, favorendo così la transizione energetica e riducendo la dipendenza dalle forniture di gas russo.

Insieme ad un numero crescente di aziende di rilevanza internazionale, l'obiettivo è quello di dare un contributo decisivo alla decarbonizzazione dell'economia e all'indipendenza dai combustibili fossili. Oltre ad aziende tedesche come Siemens Energy Global, Thyssenkrupp o Deutsche Bank, hanno recentemente aderito alla Fondazione H2Global anche aziende europee come il mega-porto di Anversa-Bruges.

Il mega-porto di Anversa-Bruges è entrato a far parte della fondazione con una donazione di 100000€.

"La crisi climatica richiede un'azione immediata", afferma David Corchia, amministratore delegato di Total Eren. "La Germania si sta posizionando all'avanguardia nello sviluppo dell'idrogeno green per soddisfare le sue esigenze industriali ed energetiche. Total Eren ha preso la decisione strategica, più di due anni fa, di sviluppare progetti eolici e solari da diversi gigawatt in località che dispongono di risorse naturali eccezionali. Questi progetti, lontani dall'Europa ma con bassi costi di produzione di energia, mireranno a fornire all'Europa e all'Asia fonti energetiche pulite e affidabili sotto forma di H2 o suoi derivati. La Germania è per noi una priorità assoluta. Ci auguriamo che decisioni forti e lungimiranti ci consentano di sviluppare questi progetti estremi su larga scala in America Latina, Australia e Nord Africa, a beneficio delle popolazioni locali e della Germania."

La creazione di un mercato per l'idrogeno verde e i suoi derivati è considerata una leva fondamentale per raggiungere gli obiettivi globali di protezione del clima concordati a Parigi. Tuttavia, i prezzi sono ancora significativamente più alti di quelli dei combustibili fossili. La politica energetica è diventata anche politica di sicurezza. Questo è un ulteriore motivo per cui la BMWK sostiene gli obiettivi della Fondazione H2Global con generosi finanziamenti.

Il 20 dicembre 2021 la Commissione europea ha approvato il programma tedesco per l'idrogeno "H2Global", del valore di 900 milioni di euro, in base alle norme sugli aiuti di Stato, sostenendo le importazioni di idrogeno rinnovabile a partire dal 2025.

Il programma mira a sostenere gli investimenti nella produzione di idrogeno rinnovabile in Paesi che non sono membri dell'UE, che potrà poi essere importato e venduto nell'UE. Gli aiuti saranno distribuiti attraverso gare d'appalto competitive con un modello a doppia asta, in cui il prezzo di offerta più basso per la produzione di idrogeno e il prezzo di vendita più alto per il consumo di idrogeno determineranno il prezzo di acquisto e di vendita dell'idrogeno. Poiché da questo probabilmente risulterà ancora un differenziale negativo, la BMWK sta fornendo fondi per compensare la differenza di prezzo. Il sussidio di 900 milioni di euro del governo tedesco, BMWK, può compensare la differenza negativa prevista.

H2-Global ha lanciato il processo d'asta per l'idrogeno verde con una consultazione di mercato internazionale. La consultazione, sotto forma di conferenza virtuale, è stata organizzata dall'iniziativa insieme al Ministero federale dell'Economia. La società operativa della Fondazione H2-Global chiamata Hintco (Hydrogen Intermediary Company) è responsabile della gestione delle aste. Hintco ha messo in gara tre prodotti: Ammoniaca, Metanolo e E-Kerosene, tutti derivati dell'idrogeno verde. L'obiettivo è concludere contratti decennali (dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2033) con un produttore per ciascuno dei tre prodotti. La produzione dei derivati dell'idrogeno deve avvenire al di fuori dell'Europa. I prodotti saranno poi consegnati a un porto in Germania, Belgio o Paesi Bassi.

I prodotti a idrogeno devono soddisfare determinati criteri di sostenibilità. Questi includono, ad esempio, la vicinanza spaziale all'elettrolizzatore e la generazione simultanea di elettricità e idrogeno. Una prima bozza è stata pubblicata qualche settimana fa. Ad esempio, un criterio fondamentale sarà l'approvvigionamento idrico sostenibile che non porti a carenze nelle regioni intorno agli impianti di produzione.

Hintco è un partner contrattuale ma non offre i propri servizi. L'azienda vende le quantità acquistate a un gran numero di acquirenti. Tuttavia, Hintco non si assumerà alcun rischio né fornirà servizi propri in relazione ai prodotti. Ad esempio, i clienti dovranno ritirare i derivati dell'idrogeno presso il punto di consegna. Come detto precedentemente, il governo tedesco ha fornito a H2-Global un capitale di 900 milioni di euro in anticipo. Questi fondi vengono utilizzati per colmare la differenza tra i costi di produzione e la disponibilità dei richiedenti a pagare. Per ogni prodotto sono disponibili esattamente 300 milioni di euro per il periodo di dieci anni, cioè circa 30 milioni di euro all'anno.

L'obiettivo di H2-Global è quello di stimolare una crescita del mercato internazionale: "L'idrogeno dovrebbe diventare 'bancabile' e quindi rendere possibili grandi investimenti", ha riassunto un rappresentante di

Hintco. Hintco non dispone ancora di soluzioni definitive su tutta una serie di punti riguardanti la progettazione del prodotto e la gestione della consegna. Anche il Ministero dell'Economia considera estremamente ambizioso l'inizio delle prime consegne di idrogeno già nel 2024 e prevede che la produzione inizierà probabilmente nel 2025 o nel 2026. Tuttavia, il periodo di consegna termina alla fine del 2033, poiché i fondi del Ministero sono disponibili solo fino ad allora.

L'evento ha suscitato grande interesse sia in Germania che all'estero. Più di 500 persone hanno partecipato al workshop virtuale. Uno dei partecipanti, l'esperto olandese di idrogeno Erik Rakhou, direttore associato della società di consulenza Boston Consulting Group, ha lodato l'iniziativa in un'intervista a Energate: "Aiuterà a creare fiducia in un mercato globale dell'idrogeno verde". Tuttavia, i volumi saranno inizialmente molto ridotti, ha avvertito. "I volumi devono aumentare perché l'iniziativa abbia effetto", ha aggiunto. Rakhou, tuttavia, ha espresso ottimismo sul fatto che ciò avverrà.

Le importazioni di idrogeno in Germania saranno fondamentali per soddisfare la domanda entro la fine del decennio. Il governo tedesco prevede che la domanda di idrogeno rinnovabile raggiungerà i 90-110TWh entro il 2030, ben al di sotto della produzione nazionale.

Le previsioni di produzione sono recentemente raddoppiate, in quanto il governo tedesco ha annunciato l'intenzione di sostenere 10GW di capacità di elettrolizzatori di idrogeno entro il 2030, il doppio dell'obiettivo iniziale, che potrebbe far salire la produzione di idrogeno a 28TWh/anno a 4.000 ore di carico, rispetto al piano strategico originale di 14TWh/anno.

Sebbene le previsioni e gli obiettivi di produzione siano stati rivisti al rialzo, la Germania continuerebbe a registrare un deficit di approvvigionamento, rendendo necessarie le importazioni di idrogeno per soddisfare la domanda, che H2Global contribuisce a risolvere.

David Scrimgeour, consulente per lo sviluppo aziendale nel settore tedesco dell'idrogeno, ha dichiarato che le importazioni saranno probabilmente disponibili in piccole quantità già nel 2025, prima di diventare più ampiamente disponibili a partire dal 2030.

Ha aggiunto che la Scozia e l'Islanda hanno il potenziale per essere i primi fornitori delle importazioni tedesche di idrogeno, mentre altri Paesi come l'Ucraina, la Russia, l'Arabia Saudita, il Cile, la Namibia e il Congo potranno fornire una fonte di importazioni a partire dal 2030.

Questi Paesi potrebbero essere fondamentali per ridurre il prezzo dell'idrogeno per i primi fornitori.

Parlando di altre fonti di approvvigionamento, Scrimgeour ha osservato che altri Paesi europei si concentreranno probabilmente sull'approvvigionamento interno nei prossimi anni. "La Spagna sta già riconsiderando la sua strategia di esportazione e paesi come la Grecia, la Bulgaria e la Romania dovranno innanzitutto risolvere gli sviluppi dell'idrogeno a livello nazionale prima di pensare a potenziali esportazioni verso la Germania", ha affermato.

https://energynews.biz/total-eren-joins-h2global-foundation/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=total-eren-joins-h2global-foundation

Andando a riprendere l'evento dell'ingresso del porto di Anversa-Bruges nella fondazione, si definisce che questo è un fattore importante nella transizione energetica.

"In qualità di hub per l'energia e le materie prime e di produttore crescente di idrogeno verde, il porto di Anversa e Zeebrugge è un fattore cruciale per la logistica che consente la transizione energetica. La sua decisione di aderire alla fondazione è un segno che H2Global è un impegno comune europeo e globale", come spiega Markus Exenberger, membro importante della fondazione.

Il ministro fiammingo Jo Brouns (CD&V) è lieto che il porto possa usufruire del sostegno del governo fiammingo, che cofinanzia l'adesione: "Avremo bisogno di idrogeno sostenibile per la sostenibilità della nostra industria e del trasporto pesante. Ma le Fiandre e il Belgio sono troppo piccoli per produrre da soli tutto l'idrogeno, quindi dobbiamo sempre pensare all'importazione. Ecco perché è importante che il porto, come cluster industriale fiammingo, abbia un ruolo in H2Global per partecipare con le Fiandre a questa storia sostenibile".

"In quanto hub energetico, il porto è uno dei luoghi in cui la transizione energetica si manifesta in una serie di attività, dalla movimentazione e stoccaggio dei terminali alle reti di trasmissione e distribuzione e all'off-take", ha dichiarato l'amministratore delegato Jacques Vandermeiren, commentando l'impegno finanziario, politico e pratico della sua azienda nei confronti della Fondazione H2Global. "Impegnandoci con investimenti massicci, stiamo cercando di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Insieme ai nostri partner della Hydrogen Import Coalition e ai principali attori della nostra piattaforma portuale, stiamo già sostenendo progetti che perseguono la produzione, il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno. La nostra partecipazione a H2Global intende fornire un ulteriore impulso alla crescita del mercato necessaria a questo scopo. In questo modo vogliamo conciliare economia e clima".

L'attuale situazione delle forniture, vista sullo sfondo della guerra in Ucraina e della conseguente carenza di energia, sottolinea l'urgenza: "Attualmente è impossibile per l'Europa nord-occidentale ottenere tutta l'energia di cui ha bisogno da fonti rinnovabili", afferma Vandermeiren, illustrando il contesto geopolitico ed economico. "I piani per l'importazione di idrogeno verde da Paesi con una quantità molto maggiore di energia solare stanno diventando sempre più concreti". L'idrogeno verde, o i suoi derivati, arriveranno in porti importanti come quello di Anversa-Bruges, tra gli altri. Ed è qui che entra in gioco l'idea della fondazione dietro il programma di finanziamento H2Global.

Annick De Ridder, presidente del porto di Anversa-Bruges: "È ambizione dichiarata del nostro porto diventare il 'porto verde' del futuro e la porta energetica dell'Europa. In qualità di pioniere attivo dell'economia dell'idrogeno, negli ultimi due anni abbiamo compiuto passi importanti, sempre inseriti in collaborazioni fruttuose sia in patria che all'estero. Poiché la catena dell'idrogeno è complessa, abbiamo, ad esempio, unito le forze in una coalizione per l'importazione dell'idrogeno con cinque importanti operatori industriali e stakeholder pubblici e ci stiamo concentrando su progetti concreti che daranno forma alla produzione, al trasporto e allo stoccaggio dell'idrogeno. Nei prossimi anni saranno ulteriormente sviluppati progetti sull'idrogeno come quelli con il Cile e l'Oman (porto di Duqm) e avvieremo la costruzione dell'impianto di idrogeno di Hyoffwind. In qualità di membro fondatore di H2Global, stiamo dando più 'potenza' alle nostre ambizioni in materia di idrogeno".

Nel 2022, il porto di Anversa-Bruges sta introducendo fonti energetiche alternative come l'idrogeno, che vengono convertite in materie prime e combustibili sostenibili per il settore chimico del porto. Il porto è inoltre destinato a svolgere un ruolo importante nell'importazione e nella produzione di idrogeno verde a livello locale. La produzione iniziale di idrogeno verde inizierà nel 2023, con un periodo di espansione dal 2025 al 2027 per gli enormi volumi di molecole green provenienti dall'estero.

Exenberger: "Il porto di Anversa-Bruges è all'avanguardia nella logistica e nella produzione di idrogeno verde in Europa. Il fatto che il porto sia così impegnato nella nostra fondazione e nella rapida creazione di un mercato dell'idrogeno in Europa dimostra quanto siano importanti strumenti come questo per lo spazio economico europeo."

(https://energynews.biz/port-antwerp-bruges-joins-h2global-as-founding-member/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=port-antwerp-bruges-joins-h2global-as-founding-member)

(<https://www.energate-messenger.com/news/223956/h2-global-launches-auction-process-for-hydrogen-products>)

2. H2 Greenforce

– di cosa si occupa?

H2 Greenforce è una società di produzione, distribuzione e stoccaggio di idrogeno green. H2-Greenforce combina la propria tecnologia e il proprio know-how sull'idrogeno green con componenti industriali avanzati per costruire infrastrutture elettriche autosostenibili.

Fondata nel 2019 nel New Jersey, la missione di H2 è quella di decarbonizzare il nostro pianeta attraverso la produzione di elettricità verde. H2-Greenforce combina la propria tecnologia e il proprio know-how sull'idrogeno verde, con componenti industriali avanzati per costruire infrastrutture elettriche autosostenibili. H2-Greenforce è un marchio di H2-Greenforce LLC negli Stati Uniti e in altri Paesi.

- finanziamenti

H2-Greenforce ha raccolto un totale di 12 milioni di dollari in finanziamenti attraverso 1 round di finanziamento. Nell'ottobre 2020 ha raccolto 12 milioni di dollari in un round di Serie A. Tra gli investitori del round c'era Kevin Harrington.

Il finanziamento è destinato allo sviluppo della piattaforma tecnologica e per finanziare lo sviluppo del business e dei progetti.

– progetti e collaborazioni

H2-Greenforce sta introducendo un nuovo metodo autosostenibile di raccolta dell'idrogeno per ridurre l'inquinamento, soddisfare le esigenze di mobilità dei veicoli elettrici (EV) e ridurre i costi dell'idrogeno verde in misura sufficiente ad alimentare l'infrastruttura energetica.

"H2-Greenforce ha sviluppato un'offerta unica e una tecnologia proprietaria per il mercato in via di sviluppo dell'idrogeno verde", afferma Kevin Harrington.

Lo slancio verso l'adozione dei veicoli elettrici e la regolamentazione della decarbonizzazione è in aumento. L'attuale infrastruttura elettrica non ha la capacità di gestire la futura domanda di energia. La soluzione di produzione e stoccaggio stazionario di H2, Green Island, è progettata per sfruttare le fonti di energia rinnovabile come il solare, l'eolico e l'idroelettrico, per convertire l'acqua in idrogeno verde e ossigeno, per poi immagazzinarlo e distribuirlo in loco.

La soluzione è scalabile da 2,2 MW fino a una scala industriale di 200 MW e oltre. Green Island cattura anche i sottoprodotti di ossigeno puro per la distribuzione a utenti medici e industriali.

Dal suo lancio ufficiale, H2-Greenforce ha suscitato interesse a livello mondiale ed è in procinto di costruire la sua prima Green Island su scala industriale in Germania, oltre a una serie di progetti in Europa, Africa e Nord America.

https://www.adnkronos.com/worlds-first-green-hydrogen-universal-charging-station-for-electric-and-hydrogen-vehicles-h2-greenforce-extends-preferred-series-a-funding-raising-up-to-12-million-to-debut-green-island_uHzE92avIXR5YPBVQGWfz)

<https://www.h2-view.com/story/h2-greenforce-receives-12m-investment/>)

"Vogliamo che H2-Greenforce sia sinonimo di elettricità verde", ha dichiarato Del Allison, fondatore e CEO. "Forniamo la soluzione migliore per la domanda di infrastrutture energetiche verdi nel mondo e per il dilemma della rapida evoluzione della ricarica dei veicoli elettrici e dell'idrogeno. Siamo entusiasti di avere a bordo dei partner che ci forniscono non solo capitale, ma anche esperienza strategica per far crescere il nostro business a livello globale."

3. EODev (Energy Observer Developments)

– di cosa si occupa?

EODev mira ad accelerare la transizione energetica offrendo soluzioni industriali sostenibili, affidabili e accessibili. La sua tecnologia si basa sull'uso intelligente e ottimizzato di mix energetici che combinano diverse fonti di energia rinnovabile e l'idrogeno come mezzo di stoccaggio. I suoi prodotti vanno dai generatori elettro-idrogeno di media potenza (GEH2), ai sistemi di energia a idrogeno a bordo (REXH2) per uso marittimo e fluviale, alle stazioni mobili galleggianti (STSH2) per la produzione e la distribuzione di idrogeno verde.

- finanziamenti e collaborazioni

EODev ha raccolto un totale di 23,55 milioni di dollari di capitale nel corso di 1 round di finanziamento. Il finanziamento più recente è stato un round di minoranza aziendale da 23,55 milioni di dollari nel settembre 2020. Tra gli investitori del round figurano Accor, Monnoyeur e Thelem Assurances che sono tutte corporation.

Toyota Motor Europe (TME) è diventata azionista diretta di EODev. EODev, insieme ai suoi partner, si sta posizionando come leader europeo nella progettazione, assemblaggio e distribuzione di sistemi energetici a zero emissioni su scala industriale.

L'ampliamento della collaborazione con la start-up creativa francese dimostra la fiducia dell'azienda in aziende giovani e agili con l'obiettivo di espandere la proliferazione delle applicazioni dell'idrogeno. EODev e i suoi collaboratori si stanno affermando come leader europei in grado di progettare, produrre e distribuire su vasta scala sistemi energetici a zero emissioni.

"Siamo molto soddisfatti dell'investimento di capitale nella nostra azienda da parte di Toyota. Questo segna un passo significativo nello sviluppo di EODev. Il nostro rapporto è iniziato sviluppando insieme il GEH2 e il REXH2 e convalidandolo con l'imbarcazione Energy Observer. L'investimento di capitale di Toyota rende la nostra partnership ancora più stretta. È un vero e proprio riconoscimento del lavoro svolto dai nostri rispettivi team e un'accelerazione strategica per EODev". Jérémie Lagarrigue, CEO di Energy Observer Developments.

Energy Observer Developments e i suoi partner sono descritti dalla casa automobilistica giapponese come "leader del mercato europeo per i sistemi energetici a zero emissioni su scala industriale". All'inizio del 2020, EODev e il Fuel Cell Business Group di Toyota Motor Europe hanno integrato la tecnologia delle celle a combustibile della Toyota Mirai nell'Energy Observer. "Il team di ricerca e sviluppo in Europa ha gestito in 7 mesi la progettazione e la produzione dei componenti, seguita dalla costruzione e dall'installazione del modulo compatto di celle a combustibile. Questo dimostra con successo l'adattabilità della tecnologia delle celle a combustibile Toyota a una varietà di applicazioni", ha scritto il produttore. Nella Mirai, ma anche in diversi autobus e camion, l'unità ha già dimostrato la sua idoneità all'uso quotidiano per diversi anni. L'applicazione nel trasporto marittimo è il prossimo passo.

- progetti

Toyota sostiene Energy Observer come partner tecnologico dal 2017. "Siamo estremamente felici di sostenere e di essere più strettamente coinvolti nelle iniziative di EODev", ha dichiarato Matt Harrison, Presidente e CEO di Toyota Motor Europe. "Questo consentirà l'industrializzazione delle soluzioni a idrogeno sviluppate dagli ingegneri di entrambe le aziende utilizzando la tecnologia delle celle a combustibile Toyota".

Jérémie Lagarrigue, amministratore delegato di Energy Observer Developments, descrive l'investimento di Toyota come un passo importante nell'ulteriore sviluppo di EODev. "Il nostro rapporto è iniziato sviluppando insieme il GEH2 e il REXH2 e convalidandolo con la barca di Energy Observer. L'investimento di capitale di Toyota rende la nostra partnership ancora più stretta. Si tratta di un vero e proprio riconoscimento del lavoro svolto dai nostri rispettivi team e di un'accelerazione strategica per EODev".

La partnership è iniziata nel 2017, quando Toyota France ha deciso di sponsorizzare l'Energy Observer. Si tratta della prima imbarcazione al mondo alimentata a idrogeno, in grado di produrre a bordo il proprio idrogeno dall'acqua di mare grazie all'energia solare, eolica e idroelettrica.

All'inizio del 2020, EODev e TME Fuel Cell Business hanno integrato la tecnologia leader delle celle a combustibile di Toyota nell'imbarcazione Energy Observer, prima della sua traversata dell'Atlantico e del Pacifico. Questo ha segnato l'espansione di Toyota in una nuova area di business, dove è diventata fornitore e integratore di tecnologia a celle a combustibile. Le due aziende hanno lavorato insieme per sviluppare prodotti a idrogeno attorno al sistema modulare di celle a combustibile Toyota.

L'Energy Observer è un progetto dimostrativo di due ingegneri francesi che volevano costruire un'imbarcazione ecologica. Victorien Erussard e Jérôme Delafosse vogliono presentare la loro nave autosufficiente dal punto di vista energetico e promuovere una navigazione pulita con un progetto di viaggio mondiale di sei anni che prevede 101 tappe in tutto il mondo.

La particolarità dell'Energy Observer è che può produrre il proprio carburante dall'acqua di mare durante la navigazione. Il catamarano, lungo circa 30 metri, ha a bordo un elettrolizzatore che scinde l'acqua doppiamente desalinizzata in idrogeno e ossigeno. L'energia proviene da celle solari e da una batteria da 100 kWh. L'idrogeno viene immagazzinato in due serbatoi da 350 bar ciascuno. L'Energy Observer può quindi immagazzinare fino a 62 chilogrammi di idrogeno, sufficienti per diversi giorni. Il calore di scarto dell'elettrolizzatore viene utilizzato anche per riscaldare la cabina e l'acqua calda.

Il progetto di viaggio in tutto il mondo è iniziato nel 2017 e dal 2019 una start-up appositamente fondata, chiamata Energy Observer Developments, si occupa dell'ulteriore sviluppo delle applicazioni dell'idrogeno a bordo. Toyota sta ora assumendo una partecipazione nella società, ma non fornisce alcun dettaglio sull'ammontare della quota e dell'investimento o su altri accordi. In un comunicato si legge solo che con

l'investimento Toyota sostiene la propria strategia aziendale volta ad adattare in modo flessibile la tecnologia delle celle a combustibile a diverse applicazioni e ad accelerarne ulteriormente la diffusione.

Le due aziende hanno collaborato per creare prodotti a idrogeno basati sulla tecnologia modulare a celle a combustibile di Toyota. REXH2 di EODev è un sistema di alimentazione marittima a idrogeno che può essere incorporato in diversi tipi di navi, nel pieno rispetto delle specifiche ambientali e normative. Il generatore stazionario GEH2 è un'altra soluzione a emissioni zero basata sulla tecnologia a idrogeno di Toyota.

"Siamo estremamente felici di sostenere e di essere maggiormente coinvolti nelle iniziative di EODev. Ciò consentirà l'industrializzazione delle soluzioni a idrogeno sviluppate dagli ingegneri di entrambe le aziende utilizzando la tecnologia delle celle a combustibile Toyota. Entrambi abbracciamo gli obiettivi di sviluppo sostenibile come direzione verso una società migliore. La nostra partnership ha già avuto un grande successo e questa cooperazione rafforzata contribuirà a sviluppare ulteriormente prodotti che accelerano la decarbonizzazione e la crescita di una società dell'idrogeno." Matt Harrison, Presidente e CEO di Toyota Motor Europe.

(https://energynews.biz/toyota-motor-europe-becomes-eodev-shareholder/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=toyota-motor-europe-becomes-eodev-shareholder)

(<https://www.greencarcongress.com/2021/04/20210407-eodev.html#:~:text=07%20April%202021,systems%20on%20an%20industrial%20scale>)

Nel Settembre 2020 è stato realizzato un altro progetto dalla collaborazione con Toyota. Un nuovo generatore di idrogeno, il GEH2, alimentato dalla tecnologia a celle a combustibile di Toyota, è stato dimostrato per la prima volta da EODev. Il GEH2 genera una potenza di 100KVA (kiloVoltAmpere) con bassi livelli di rumore e zero emissioni e può essere utilizzato in occasione di eventi, siti isolati e in situazioni di emergenza.

Sia Toyota che EODV condividono la missione di sensibilizzare l'opinione pubblica sulla versatilità dell'idrogeno e sulla transizione verso una società dell'idrogeno. L'ambizione di EODev è quella di mettere a frutto gli insegnamenti tratti dall'imbarcazione Energy Observer e di fornire soluzioni sostenibili a base di idrogeno in una vasta gamma di applicazioni.

Il modulo a celle a combustibile del generatore GEH2 è stato sviluppato utilizzando l'attuale tecnologia dell'idrogeno che alimenta la berlina Toyota Mirai. Il generatore è racchiuso in un modulo compatto del peso di circa 290 kg e ha una potenza netta nominale di 60 kW con una potenza netta di picco di 92 kW.

Thiebault Paquet, Direttore della Business Unit Fuel Cell di Toyota Motor Europe, ha dichiarato: "Siamo molto contenti di collaborare con EODev a questa nuova applicazione dell'idrogeno. È la dimostrazione che possiamo sviluppare prodotti che accelerano la decarbonizzazione dell'energia. Questa integrazione della nostra tecnologia a celle a combustibile riflette il nostro modello aziendale più ampio, che prevede la creazione di partnership per favorire la creazione di una società dell'idrogeno. Siamo costantemente alla ricerca di opportunità, poiché la nostra tecnologia ha la flessibilità necessaria per essere adattata a una varietà di usi".

Toyota fornirà il supporto tecnico e l'esperienza per integrare il modulo nelle applicazioni energetiche dei clienti.

(<https://www.automotiveworld.com/news-releases/toyota-integrates-its-fuel-cell-technology-into-energy-observer-developments-hydrogen-power-generator/>)

(<https://www.electrive.com/2021/04/11/152883/>)

4. Atome Energy

– *di cosa si occupa?*

Atome Energy (AIM:ATOM) mira a diventare uno dei principali operatori nella produzione, vendita e distribuzione di idrogeno verde, ammoniaca e ossigeno utilizzando fonti di energia rinnovabili. Il 30/12/2021 ha realizzato una IPO.

Il piano di ATOME è quello di produrre, commercializzare e distribuire idrogeno verde e ammoniaca.

ATOME Energy ha due filiali operative: ATOME Paraguay e Green Fuel, con sede in Islanda.

Entrambe le filiali hanno avviato la pianificazione operativa, l'approvvigionamento e le trattative con i fornitori di elettricità verde, i fornitori di attrezzature e i partner di offtake.

- *finanziamenti*

Atome Energy PLC (AIM:ATOM) ha fatto un ottimo debutto alla Borsa di Londra. Il titolo ha raggiunto un prezzo massimo di 87,5 sterline. La società, innovatrice nel campo dell'energia sostenibile, è stata scorporata dal gruppo petrolifero e del gas President Energy a seguito di una raccolta di fondi per 9 milioni di sterline a 80 sterline per azione.

A Marzo del 2022 risulta essere l'unica società che si concentra esclusivamente sulla produzione di idrogeno e ammoniaca green, quotata alla Borsa di Londra.

L'amministratore delegato Oliver Mussat ha dichiarato: "Con i finanziamenti ottenuti, ATOME è in grado di far progredire rapidamente i suoi progetti in Islanda e Paraguay verso la decisione finale di investimento in entrambi i Paesi.

"I progetti prevedono entrambi di fornire energia verde utilizzando una tecnologia matura e un'energia di base a basso costo, disponibile in entrambi i luoghi. I nostri progetti godono del sostegno del governo e di mercati accessibili che necessitano di idrogeno e ammoniaca verdi per raggiungere i loro obiettivi a zero emissioni, e ATOME è in grado di trarne vantaggio. Abbiamo una strada entusiasmante davanti a noi, mentre le nazioni implementano strategie di decarbonizzazione che hanno come fulcro l'idrogeno e l'ammoniaca verdi. Non vediamo l'ora di aggiornare gli azionisti sui progressi di ATOME nel corso del 2022".

"ATOME offre agli investitori un potenziale accesso alla produzione di idrogeno e ammoniaca verde a monte, gestita da team di leadership esperti e ben collegati in due paesi democratici e stabili, il Paraguay e l'Islanda. Entrambi i Paesi sono ideali per la produzione di idrogeno verde, grazie a una fornitura continua di elettricità verde, a una potenziale domanda interna di offtake, a mercati di esportazione disponibili, a condizioni fiscali favorevoli e a una forza lavoro istruita e disponibile con condizioni di lavoro favorevoli", ha dichiarato in una nota l'analista Sam Wahab.

A suo avviso, ribadisce, il caso d'investimento di ATOME offre agli investitori un punto d'ingresso convincente in un mercato in crescita esponenziale, con un vantaggio da first mover in due aree geografiche strategicamente importanti per quanto riguarda la monetizzazione dell'idrogeno e dell'ammoniaca verdi.

All'inizio di dicembre 2021 President Energy aveva confermato che i suoi azionisti, ad eccezione di quelli dei territori esclusi, avrebbero ricevuto una partecipazione nella società Atome Energy quando questa si sarebbe quotata a Londra.

Gli azionisti hanno ricevuto 1 azione Atome per ogni 169 azioni President possedute.

Le azioni che sarebbero spettate agli azionisti di Stati Uniti, Australia, Canada, Giappone, Sudafrica e Nuova Zelanda sono state assegnate al broker di Atome, che "faciliterà una distribuzione ordinata delle azioni sui mercati e gli eventuali proventi netti saranno rimessi agli azionisti interessati", ha dichiarato President il 24 dicembre 2021.

Oltre agli azionisti di President Energy e agli azionisti collocatori, ATOME è sostenuta anche da una solida base strategica e istituzionale che include Trafigura, società internazionale di logistica e commercio di materie prime.

(<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/970253/atome-energy-makes-premium-priced-london-debut-970253.html>)

La società ha registrato una perdita di 2,2 milioni di dollari (1,7 milioni di sterline) per l'esercizio conclusosi il 31 dicembre 2021, compresi 700.000 dollari di spese legate alla quotazione e 1,2 milioni di dollari di spese legate ad accordi con gli azionisti fondatori.

Il presidente Peter Levine ha dichiarato che, dopo la quotazione, l'azienda ha compiuto "progressi concreti e rapidi e ha ampliato la propria attività e la propria impronta al di là di quanto originariamente previsto".

Ha affermato che: "Nel breve periodo trascorso dall'IPO, pur non perdendo la concentrazione sui nostri progetti principali, abbiamo firmato un contratto di acquisto di energia elettrica su scala mondiale per 60 MW in Paraguay, oltre a creare la nostra divisione Mobilità e a ordinare il nostro primo elettrolizzatore". Tutto questo significa che nel 2023 ci aspettiamo di generare i primi ricavi, prima di quanto previsto al momento dell'IPO, e che stiamo facendo avanzare i nostri piani di produzione in generale".

L'amministratore delegato Olivier Muscat ha aggiunto: "Siamo arrivati sul mercato con la nostra IPO nel dicembre 2021, dopo essere diventati una società pubblica due mesi prima. Al momento dell'ammissione all'AIM avevamo i nostri due progetti principali in Paraguay e in Islanda, entrambi di natura sostanziale e che offrivano significative opportunità per un fondamentale aumento del valore per gli azionisti nel futuro. Con il senno di poi e gli eventi successivi, Atome si è rivelata la società giusta al momento giusto per il mercato dell'energia verde. Sono lieto di riferire che da allora Atome, attraverso la sua nuova divisione di mobilità, ha superato le aspettative iniziali al momento dell'IPO sia per quanto riguarda le dimensioni che i tempi della nostra attività."

ATOME Energy ha, inoltre, dichiarato che intende terminare la progettazione ingegneristica preliminare del suo progetto di idrogeno verde in Paraguay e iniziare la costruzione nella prima metà del 2023.

In una dichiarazione rilasciata prima dell'assemblea annuale degli azionisti a Londra, la società quotata ha affermato che prevede di assumere un appaltatore dedicato alla progettazione entro la fine del terzo trimestre del 2022 e di prendere una decisione finale di investimento sul progetto entro la fine del 2022.

ATOME ha dichiarato di essere in fase avanzata di conversazione con possibili clienti, che hanno espresso "forte interesse" per tutta la produzione prevista in Paraguay.

In Islanda, l'azienda ha riferito di conversazioni con i fornitori di energia e di sostegno governativo per i suoi progetti di idrogeno e ammoniaca.

Clean Power Hydrogen (CPH2), un'azienda di Doncaster che si occupa di tecnologia e produzione di idrogeno verde, ha stretto un accordo con ATOME Energy per la vendita di un'unità da 1MW Membrane Free Electrolyser.

L'unità sarà consegnata alla fine del 2022 e sarà impiegata nel progetto di mobilità di ATOME in Paraguay.

Inoltre, CPH2 e ATOME hanno dichiarato l'intenzione di collaborare per potenziali ordini futuri di unità di elettrolizzatori per i progetti internazionali di idrogeno e ammoniaca di ATOME.

Prenderanno in esame anche l'opportunità di costituire una joint venture per la futura produzione di elettrolizzatori per il mercato latino-americano, utilizzando la tecnologia e il know-how di CPH2.

L'elettrolizzatore di CPH2 è in grado di produrre 450 kg/giorno di idrogeno verde, mentre il sistema di prossima generazione (attualmente nelle fasi finali di progettazione e layout) sarà in grado di produrre 900 kg/giorno di idrogeno verde.

Olivier Mussat, CEO di ATOME, ha aggiunto: "Dopo un lungo processo di approvvigionamento abbiamo scelto di lavorare con CPH2 perché il prodotto si adatta perfettamente alle nostre esigenze e siamo rimasti molto colpiti dalla sua tecnologia semplice ma efficace, oltre che dalla competenza e dalla trasparenza del management di CPH2. Possiamo produrre idrogeno verde da un elettrolizzatore facile e veloce da installare, sicuro, durevole, flessibile, scalabile e che non rilascia acque di scarico".

(https://energynews.biz/atome-energy-reveals-new-green-hydrogen-and-mobility-goals/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=atome-energy-reveals-new-green-hydrogen-and-mobility-goals)

(<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/983422/atome-energy-says-it-is-progressing-ahead-of-ipo-expectations-983422.html>)

(<https://www.insidermedia.com/news/yorkshire/atome-energy-hails-material-and-expeditious-progress>)

– progetti e collaborazioni

ATOME Energy ha firmato, nel mese di Maggio del 2022, il suo primo importante contratto di acquisto di energia elettrica da 60 MW in Paraguay, aprendo la strada alla produzione di idrogeno e ammoniaca su larga scala nel prossimo futuro.

Il contratto di acquisto di energia elettrica a lungo termine è stato stipulato con ANDE, l'azienda statale paraguaiana di distribuzione di energia elettrica, per la fornitura di 60 MW di energia verde generata dalle risorse idroelettriche esistenti nel Paese.

L'energia elettrica avrà un prezzo pari alla più bassa tariffa industriale standard disponibile per gli utenti, consentendo ad ATOME di competere efficacemente sui mercati nazionali e internazionali.

Dopo il completamento del contratto, le fasi successive del progetto comprendono la pianificazione, l'ingegneria, l'approvvigionamento, la logistica, la costruzione e la messa in funzione. Tutte queste attività richiederanno un coordinamento e una gestione accurati, ma utilizzeranno la tecnologia e le attrezzature esistenti.

A questo proposito, ATOME intende nominare al più presto ingegneri indipendenti ed esperti per la gestione e l'ingegnerizzazione del progetto dalla concezione alla messa in funzione, nonché per la supervisione dei vari appaltatori coinvolti nella consegna dell'impianto nei tempi e nei costi previsti.

ATOME sarà in grado di servire sia i mercati nazionali che quelli di esportazione grazie alla posizione strategica dell'impianto a Villeta, comoda per l'off-taking. A causa delle significative e previste interruzioni dell'approvvigionamento a lungo termine e del continuo aumento dei prezzi dei combustibili fossili, l'Azienda è ottimista sulla futura domanda delle sue offerte di idrogeno e ammoniaca verdi. La Società ritiene che l'ubicazione di ATOME, l'accesso all'energia e alle infrastrutture esistenti ridurranno le spese generali e amministrative, rendendo l'azienda più competitiva sui mercati nazionali e globali.

L'impianto di Villeta ha il potenziale per produrre fino a 55.000 tonnellate di ammoniaca green all'anno e ATOME è già stata contattata da un certo numero di potenziali partner per l'off-take, e si prevedono ulteriori approcci con la crescita della domanda globale di carburanti e fertilizzanti verdi. A causa della volatilità del mercato e della relativa immaturità del mercato dell'idrogeno verde, ATOME sta adottando un approccio cauto nell'impegnarsi in accordi di off-take a lungo termine.

ATOME ha a disposizione diverse opzioni di finanziamento e, in ogni caso, intende sfruttare le numerose e varie opzioni di sovvenzione e assistenza finanziaria sempre più disponibili per il finanziamento di progetti di infrastrutture verdi. È già in contatto con organismi governativi e con fondi di investimento per infrastrutture verdi interessati ad investire a livello di progetto.

(https://energynews.biz/atome-energy-moves-towards-green-hydrogen-and-ammonia-production-in-paraguay/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=atome-energy-moves-towards-green-hydrogen-and-ammonia-production-in-paraguay) (Maggio 2022)

(<https://www.thebusinessdesk.com/yorkshire/news/2090889-international-deployment-for-green-hydrogen-producers-technology>)

(<https://www.oaklins.com/cn/en/deals/107830/>)

3.4 CONCLUSIONI

Ricapitolando, sulla base delle analisi pregresse, la maggior parte startup coinvolte nel processo di ricerca e sviluppo, miglioramento e produzione degli elettrolizzatori sono riuscite ad ottenere finanziamenti da fondi di venture capital. Inoltre, è stato evidenziato che si tratta principalmente di finanziamenti di Series A e B. Questa tipologia di finanziamenti sta ad indicare che lo stadio di sviluppo di queste startup non è molto avanzato e che la tecnologia è ancora in fase Seed.

Mediamente, ad oggi, sono diverse le startup produttrici di elettrolizzatori che collaborano con imprese grandi e consolidate. Tra le startup prese in considerazione, ricordiamo la collaborazione tra Hystar e Semcon.

È possibile evidenziare che le startup che si occupano prevalentemente di ricerca e sviluppo hanno l'obiettivo di essere integrate con le grandi imprese costruttrici in modo da mettere le loro capacità tecnologiche a servizio dei produttori di elettrolizzatori. Al contrario, le startup produttrici di nuovi modelli di elettrolizzatori puntano ad entrare nel mercato e non avere solo prototipi a livello didattico/dimostrativo.

Per queste realtà, è possibile accedere a nuovi mercati attraverso investimenti mirati, supportati dalla raccolta di finanziamenti tramite IPO. La maggior parte di queste startup, vista la loro poca esperienza nel mercato, è orientata verso una forma di commercio B2B. Oltre a questa tipologia, sono orientate a gare di appalto pubbliche per accaparrarsi la fornitura di determinati servizi.

Queste realtà vogliono sviluppare una nuova generazione di elettrolizzatori grazie all'ausilio di esperti e di gruppi di ricerca. Grazie a queste invenzioni si sono poste un obiettivo comune per il futuro: avere la possibilità di scalare la produzione in base alle esigenze della società.

Questo obiettivo risulta particolarmente utile nel momento storico che l'Europa sta attraversando. La guerra tra Russia e Ucraina ha scaturito una serie di comportamenti anomali tra le 2 nazioni e con il resto del mondo. Putin ha minacciato l'Europa di non fornire metano per tutto l'inverno del 2022, quindi i cittadini europei si trovano ad affrontare un'altra emergenza dopo quella pandemica.

La ricerca e lo sviluppo di nuove soluzioni di elettrolisi fanno in modo che aumenti la capacità produttiva di green hydrogen e, di conseguenza, la sicurezza dal punto di vista energetico di un Paese. Visti i comportamenti della Russia nei confronti dell'UE alcuni paesi stanno intraprendendo azioni mirate per la tutela dei cittadini. La Germania, ad esempio, ha iniziato ad accumulare riserve di metano già da alcuni mesi per poterlo poi distribuire in inverno. Più drastica è l'idea tedesca e francese di riaprire le centrali nucleari e a carbone, azioni che inciderebbero pesantemente sull'andamento del green Deal Europeo e sulla marcia verso le zero emissioni nette previste per il 2050.

Il governo italiano ha provveduto a siglare accordi in Africa ed Asia per la fornitura di materia prima, ma non è detto che questo sia sufficiente. Inoltre, sono state introdotte misure per evitare gli sprechi come quello di mantenere una temperatura sotto una data soglia per gli uffici e le strutture pubbliche. Lo stato italiano ha pubblicato un piano per limitare i rischi che possono derivare da uno stop alla fornitura del gas nel prossimo inverno. È stato stabilito, in concomitanza con il precedente, piano per ridimensionare la dipendenza dal gas russo a partire dalla seconda metà del 2024. Tra le norme più stringenti ci sono: riduzione di un'ora dell'orario di funzionamento dell'impianto di riscaldamento, temperatura passa da 20 a 19 gradi, periodo totale di accensione subisce una riduzione di 15 giorni all'anno. Queste misure non sono riferite a strutture ospedaliere ed a case di cura.

Tra le startup prese in considerazione, Hystar svolge un ruolo fondamentale nella costruzione di elettrolizzatori. Infatti, grazie alla collaborazione con Semcon, sta cercando di sviluppare un elettrolizzatore altamente efficiente dal punto di vista energetico che riesca a ridurre il costo dell'elettrolisi fino al 60%. Anche altre startup presenti nello stesso paragrafo, come NewTrace, hanno come obiettivo principale quello di agire sui costi della tecnologia in modo da ottenere elettrolizzatori con costi ridotti ed alta efficienza.

Come anticipato precedentemente, i costi di ricerca e sviluppo alla base di queste tecnologie sono elevati. Per riuscire ad ottenere i finanziamenti necessari, le startup, mirano a realizzare un exit di successo arrivando ad una IPO o ad una cessione ad un multiplo di doppia cifra.

Tra le startup analizzate solo Enapter è riuscita in questo compito, andandosi a quotare nella borsa di Francoforte. La società italiana ha l'obiettivo di diventare responsabile del 10% della generazione globale di idrogeno entro il 2050. La maggior parte delle startup non riesce ad ottenere ingenti somme di capitale da investire nel breve periodo, basando la propria strategia su collaborazioni con grandi attori del mercato dell'idrogeno.

Ad esempio, la CRI sfrutta la tecnologia di Johnson Matthey nella costruzione dei catalizzatori. Questi catalizzatori vengono usati negli impianti di CRI per la produzione di metanolo, con l'obiettivo di rendere maggiormente sostenibile il trasporto marittimo. Inoltre, è giusto ricordare che le startup non agiscono in contrasto a quelle che sono le policy e le direttive comunitarie ed internazionali.

I problemi principali che riscontrano queste startup sono relativi agli incentivi, alle infrastrutture ed alla società in generale. Il problema per molte di queste società è nella concezione comune che, nonostante il green hydrogen possa dare un grande aiuto verso la completa decarbonizzazione, questo non basta. L'esigenza vera è quella di cercare di inculcare nella società l'importanza di avere fonti di energia rinnovabile che è utile in tutti i casi, a partire dalla produzione tramite elettrolisi del green hydrogen.

Per quanto riguarda invece le startup che progettano, realizzano e migliorano le fuel cells. Delle 3 startup analizzate, 2 sono riuscite ad ottenere finanziamento tramite quotazione IPO. In questo campo, le startup riescono ad ottenere finanziamenti comunitari/statali come i Grants. Come specificato nel capitolo riguardante le policy messe in atto, i Grants consistono in somme ingenti di capitale che vengono messe a disposizione delle imprese innovative per riuscire a sviluppare un nuovo prodotto, una nuova tecnologia o una diversa modalità lavorativa. Uno dei progetti migliori dal punto di vista economico è il progetto Horizon Europe che permette a piccole realtà di interagire con grandi players e di sviluppare nuove invenzioni grazie a conoscenze condivise e collaborazione.

Tra le startup osservate in questo campo troviamo la De Nora Spa, produttrice italiana di elettrodi per il miglioramento del processo di elettrolisi. Alla base del successo di questa realtà ci sono le interazioni con grandi imprese. Ad esempio, Snam, ha acquistato il 33% di Industrie De Nora Spa nel novembre del 2020. La società italiana è riuscita a fare questa vendita con un enterprise value di 1,2 miliardi di euro.

Anche Elcogen nel 2020 era intenzionata alla quotazione in borsa ma è stata costretta a rimandare per via dell'incertezza dei mercati legata alla pandemia. Nel primo semestre del 2022, Elcogen, ha ricevuto un finanziamento da 20 milioni di sterline da parte di HydrogenOne Capital Growth. Finanziamenti come questo permettono di sviluppare tecnologie all'avanguardia, di aumentare il numero di clienti e di raggiungere con maggior facilità gli obiettivi imposti da comunità e governi.

Anche questa tipologia di startup si basa su un business di tipo B2B, con particolare attenzione verso i servizi ed i contratti con la pubblica amministrazione. L'adattamento di queste startup alle policy statali e comunitarie non sempre procede in modo spedito e senza intoppi. Questo accade perché, come per le

startup produttrici di elettrolizzatori, al momento non risultano essere autosufficienti dal punto di vista delle energie rinnovabili. Inoltre, la carenza di infrastrutture specifiche per il green hydrogen è un punto a sfavore. Dal punto di vista dei costi delle materie prime, il processo di totale passaggio ad energie rinnovabili è favorito da eventi sociali e politici come la guerra.

Tra le startup che si occupano della produzione e della distribuzione del green hydrogen si possono osservare andamenti analoghi alle altre per quanto riguarda gli assets mancanti per il rispetto delle direttive statali e comunitarie.

La tipologia di finanziamenti ricevuti dalle startup produttrici di green hydrogen è abbastanza eterogenea. Nella tabella presente nel capitolo precedente si osserva che ci sono sia finanziamenti ricevuti dai fondi di private equity che da fondi di venture capital. Non mancano Grants governativi e comunitari. Ad esempio, la P2X Solutions ha ricevuto, nel corso del 2021, 3 rounds di finanziamento di cui 2 derivanti da fondi pubblici ed uno da un fondo di venture capital.

L'obiettivo di P2X Solutions è quello di convertire in carburante rinnovabile parte del green hydrogen prodotto. Per la realizzazione di questa idea, la startup, si è avvalsa del supporto del partner Enersense. Al contrario di P2X Solutions, Hy2gen ha ottenuto la maggior parte dei finanziamenti da parte di Corporations.

Pochi mesi fa, a Giugno del 2022, la società Green Hydrogen Systems ha presentato il progetto per quotarsi al Nasdaq allocando sul mercato finanziario circa 27,5 milioni di azioni. Tra i modelli che si stanno espandendo sul mercato, la Green Hydrogen Systems mira a produrre circa 400kg di green hydrogen al giorno, a partire dalla fine del 2022, grazie ad un investimento per acquistare una turbina che genera energia rinnovabile. Per quanto riguarda la forma di business adottata e l'adattamento alle policy comunitarie e nazionali valgono le stesse condizioni adottate dai produttori di elettrolizzatori e di fuel cells.

Anche Tra gli attori che si occupano della distribuzione del green hydrogen, possiamo notare che i finanziamenti ricevuti sono di natura abbastanza eterogenea. H2-Greenforce ha ricevuto un finanziamento nel 2020 da un business Angel individuale, con l'obiettivo di costruire infrastrutture elettriche sostenibili.

Risulta importante evidenziare che il Ministero Federale Tedesco dell'Economia e della protezione del Clima ha finanziato l'iniziativa che prevede la creazione della fondazione H2-Global. H2-Global, azienda che si occupa di distribuzione di green hydrogen, è a capo della fondazione.

Al contrario dei produttori di green hydrogen, le startup coinvolte nel processo di distribuzione hanno una maggiore iterazione con partners esteri in quanto si occupano di soluzioni che collegano diverse nazioni. L'attenzione di queste startup nel rispetto delle policy è maggiore rispetto alle altre categorie di startup elencate. Questo accade perchè non tutti i regolamenti nazionali sono uguali. Questi variano principalmente per via delle infrastrutture ed in base ai livelli di miscelazione del green hydrogen.

In questo particolare momento storico, per accelerare il passaggio al green hydrogen (dettato anche dalla necessità della società) risulta essere utile allineare le direttive e ridurre i tempi di distribuzione. Lo stadio di sviluppo dell'ultima categoria di startup analizzate è ancora in una fase seed in quanto, prima di poter migliorare le tecnologie di distribuzione, è necessario definire degli standard di produzione comuni che garantiscano una efficienza produttiva elevata.

CAPITOLO 4:

ANALISI BREVETTUALE

4.1 BREVETTI DEPOSITATI SOTTO LA DICITURA “GREEN HYDROGEN”

Per la stesura di questo capitolo è stata usata la piattaforma Patentinspiration. Facendo un lavoro di patent landscaping sono arrivati a definire i trend di brevettazione, i principali brevettatori, gli applicants e i codici IPC che contraddistinguono le diverse categorie di brevetti.

La prima ricerca è stata quella più generale andando ad inserire nella barra di ricerca della piattaforma il termine “Green Hydrogen”. Dal risultato sono stati rimossi i patent che non hanno titolo o abstract.

Risultano esistere 6596 patents sotto la dicitura “Green Hydrogen”, considerando la dicitura contenuta sia nel titolo che nell’abstract del patent. Al contrario, risultano essere 83 i brevetti che contengono il termine di ricerca esclusivamente nel titolo.

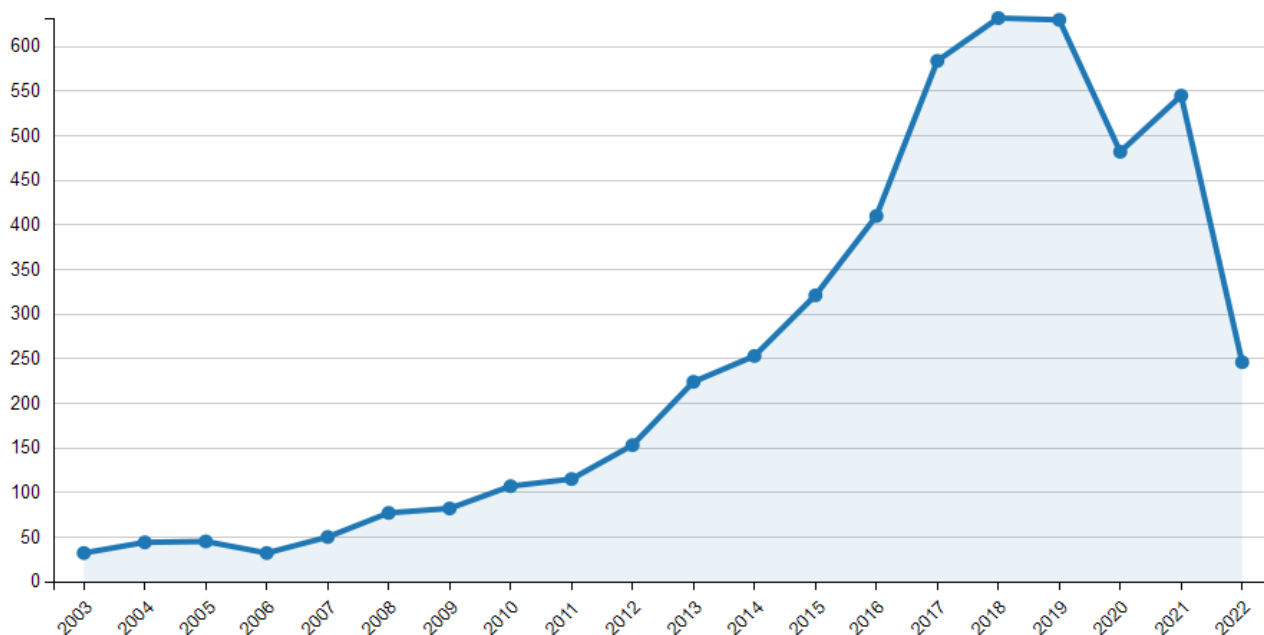
Del totale di 6596 brevetti trovati, risultano essere 3143 quelli granted ovvero concessi. La maggior parte dei brevetti granted è cinese.

Di seguito sono riportate 3 tabelle che mettono in evidenza il numero di pubblicazioni di brevetti nel corso degli anni, l’area geografica di sviluppo e i principali codici IPC che classificano i brevetti.

Per lo sviluppo delle tabelle sottostanti e delle relative analisi è stata usata la dicitura “green hydrogen” sia contenuta sia nel titolo che nell’abstract.

È possibile osservare dalla tabella sottostante che il numero di brevetti riguardanti il green hydrogen è cresciuto nel corso degli ultimi anni con massima espansione nel biennio 2018-2019. Inoltre, il grafico mostra un calo delle brevettazioni nel periodo pandemico ed una lenta ripresa nel periodo post-pandemia. Negli anni 2018 e 2019 il numero di patents si è aggirato intorno ai 630.

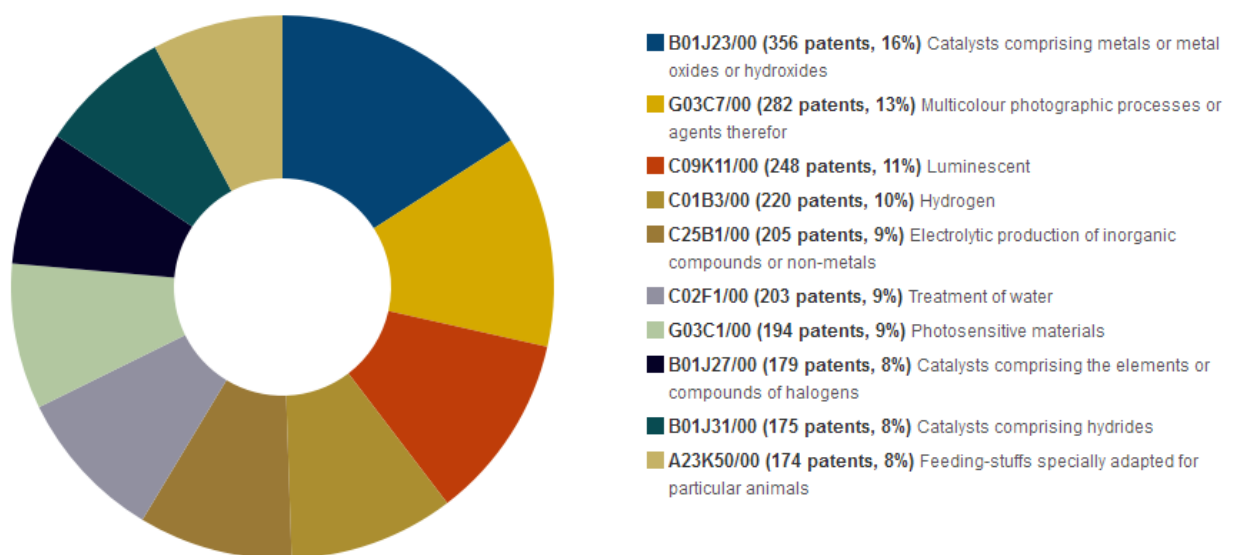
Dall’analisi di metà anno 2022, risultano essere 246 i patents pubblicati.



La Classificazione Internazionale dei Brevetti (IPC), istituita dall'Accordo di Strasburgo del 1971, prevede un sistema gerarchico di simboli indipendenti per la classificazione dei brevetti e dei modelli di utilità in base alle diverse aree tecnologiche a cui si riferiscono. La classificazione IPC viene aggiornata annualmente. Le ultime versioni contengono circa 70000 voci.

È organizzata in modo da suddividere le tecnologie brevettabili in 8 classi dalla A alla H, a loro volta divise in sezioni sempre più dettagliate.

Andando ad analizzare gli IPC dei brevetti vediamo che il 16% dei brevetti riguarda i catalizzatori comprendenti metalli, ossidi o idrossidi di metalli con codice IPC B01J23/00. I brevetti con codice IPC C01B3/00 risultano essere 220, sono classificati sotto la dicitura “Hydrogen” in generale e riguardano il 10% del totale dei brevetti pubblicati. 205 brevetti sono classificati sotto il codice IPC C25B1/00 come produzione elettrolitica di composti inorganici o non metallici.



Osservando la mappa della distribuzione geografica si scopre che la più alta concentrazione di brevetti si trova in Cina con 2370 brevetti, seguita dal Giappone con 815 brevetti pubblicati nell’ambito del green hydrogen.

I patents italiani risultano essere in totale 4, di cui il più recente è stato pubblicato nell’Aprile del 2021 dal Politecnico di Milano e riguarda il processo di estrazione e purificazione della chitina mediante solventi green. Si tratta di un brevetto WO, ovvero pubblicato a livello mondiale e posto sotto il giudizio della World Intellectual Property Organization. Al momento questo brevetto non risulta “granted”.

Un altro dei 4 brevetti italiani risulta essere quello della E HY ENERGY HYDROGEN Srl ed è inerente al campo della produzione di energia da risorse rinnovabili o green. In particolare, riguarda un apparecchio per la produzione di energia elettrica e vapore acqueo a partire da idrogeno molecolare, ossigeno e acqua che non genera emissioni inquinanti.

Un’alta concentrazione di pubblicazioni di brevetti è presente negli USA con 364 brevetti.

Andando a considerare solo i brevetti “granted” è possibile notare che la Cina è quella con il maggior numero di concessioni (1200). Al secondo posto troviamo gli Usa con 315 brevetti “granted” e poi il Giappone con 278 concessioni.

È possibile osservare che in percentuale, tra i primi 3 paesi in esame, gli Usa sono quelli con il miglior rapporto tra brevetti concessi su brevetti pubblicati (315/364).

Per quanto riguarda l'Italia solo 2 dei 4 brevetti pubblicati risultano essere stati concessi, entrambi negli Stati Uniti con concessione US.

Soffermandoci esclusivamente sui primi 6 mesi del 2022 il trend risulta essere lo stesso con Cina e Giappone che primeggiano tra le nazioni pubblicanti brevetti, seguite da USA e, per ultimi, i paesi europei.



4.2 BREVETTI INERENTI ALLO SVILUPPO DI ELETTROLIZZATORI

La seguente ricerca è stata effettuata lasciando tra i filtri “green hydrogen” sia nel titolo che nell’abstract ed aggiungendo come secondo termine di ricerca “Green Hydrogen Electrolyzer”. Anche in questo caso sono stati nascosti quei patents con titolo o abstract vuoto.

È stata effettuata questa tipologia di ricerca con l’obiettivo di mettere in evidenza solo i brevetti inerenti alla realizzazione, allo sviluppo ed al miglioramento dei sistemi di elettrolisi per l’ottenimento di idrogeno da fonti rinnovabili.

Dalla ricerca risultano esistere, in totale, 62 i brevetti pubblicati a partire dall’anno 2012.

Tra gli applicant coinvolti in più brevetti ci sono LG CHEMICAL LTD e STATE GRID CORP CHINA, coinvolti entrambi in 2 brevetti.

Come per le pubblicazioni sul green hydrogen in generale, la Cina, è la nazione che pubblica la maggior parte dei brevetti riguardanti lo sviluppo di elettrolizzatori. In questo caso dal 2012 in poi la Cina ha pubblicato un totale di 27 brevetti, la Korea 6 e gli USA 2 brevetti. In Europa l’unica nazione che ha pubblicato un patent negli anni è stata il Regno Unito.

Andando ad osservare solo i brevetti che risultano essere “granted” il numero totale di patents si riduce a 25. Dall’analisi dei “granted patents” si nota che la Cina primeggia con 12 brevetti concessi, seguita da Korea con 3. Anche il patent pubblicato nel Regno Unito risulta essere “granted”.



Il grafico sottostante mostra il numero di patent publication nel corso degli anni.

Si osserva che l'anno contenente il maggior numero di pubblicazioni è il 2021, con 14 pubblicazioni.

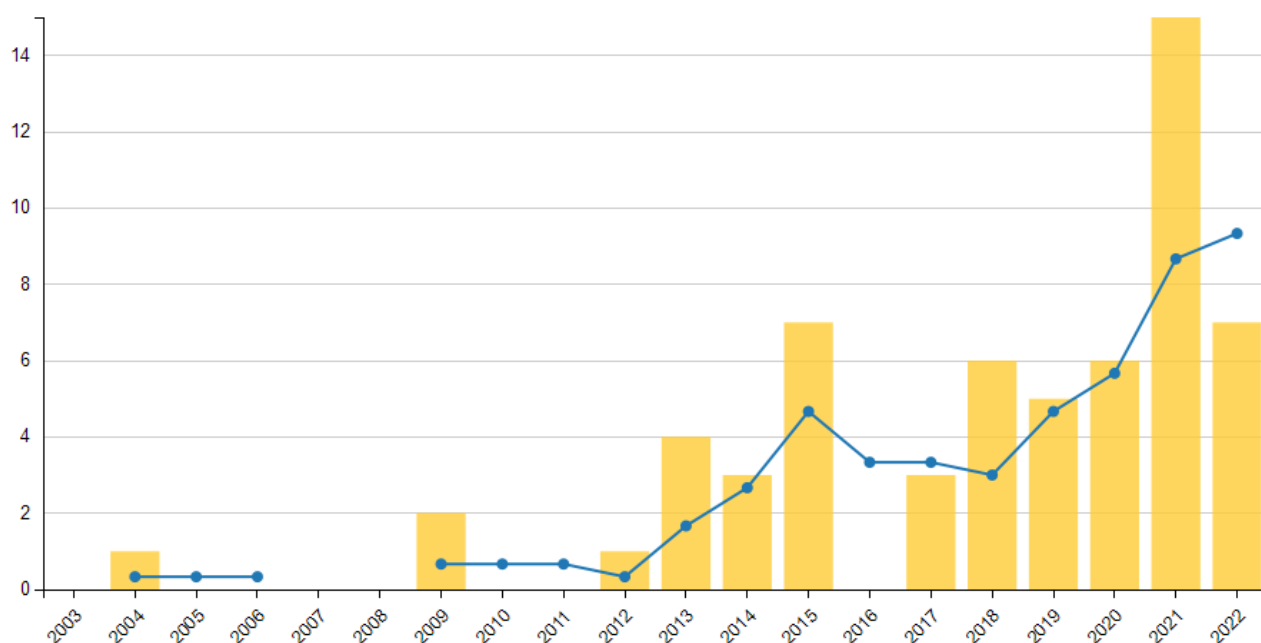
Considerando metà 2022 sono 7 le pubblicazioni effettuate, di cui 3 brevetti sono cinesi. Tra i più recenti si trova un brevetto dell'8 Aprile 2022 e riguarda lo sviluppo di un elettrodo per la produzione di idrogeno mediante elettrolizzazione e sintesi dell'acqua a base di aerogel di grafene.

Un altro brevetto cinese del 29 Aprile 2022 ha come titolo "Dispositivo e metodo per la combinazione del metodo a membrana per la produzione elettrolitica di idrogeno e la cattura dell'anidride carbonica".

Il dispositivo comprende un impianto di rimozione della polvere, un dispositivo di produzione di idrogeno elettrolitico a membrana e un dispositivo di cattura dell'anidride carbonica.

Il serbatoio elettrolitico è dotato di una membrana per il passaggio di cationi e di una membrana per il passaggio di anioni. La membrana per il passaggio di cationi e la membrana per il passaggio di anioni dividono il serbatoio elettrolitico in tre camere di serbatoio e le tre camere di serbatoio sono rispettivamente una cella elettrolitica catodica, una intermedia e una anodica. La cella elettrolitica catodica è dotata di un ingresso aria/fumi depolverato; la cella elettrolitica anodica è dotata di una porta di raccolta dell'ossigeno e di una porta di rifornimento dell'acqua; il compressore è in comunicazione con la cella elettrolitica catodica.

Il dispositivo di elettrolisi comprende un alimentatore, un catodo e un anodo; il catodo e l'anodo sono collegati all'alimentatore, il catodo è collocato in un bagno elettrolitico catodico e l'anodo è collocato in un bagno elettrolitico anodico. La prima valvola a tre vie è collegata rispettivamente al bagno elettrolitico catodico, al bagno intermedio e al bagno elettrolitico anodico e serve a controllare la comunicazione e la chiusura delle tre camere del bagno. L'ossigeno e l'idrogeno a energia green sono generati dall'elettrolizzazione dell'acqua e l'energia integrata nel processo di rigenerazione del solvente può essere utilizzata in modo completo e ragionevole.

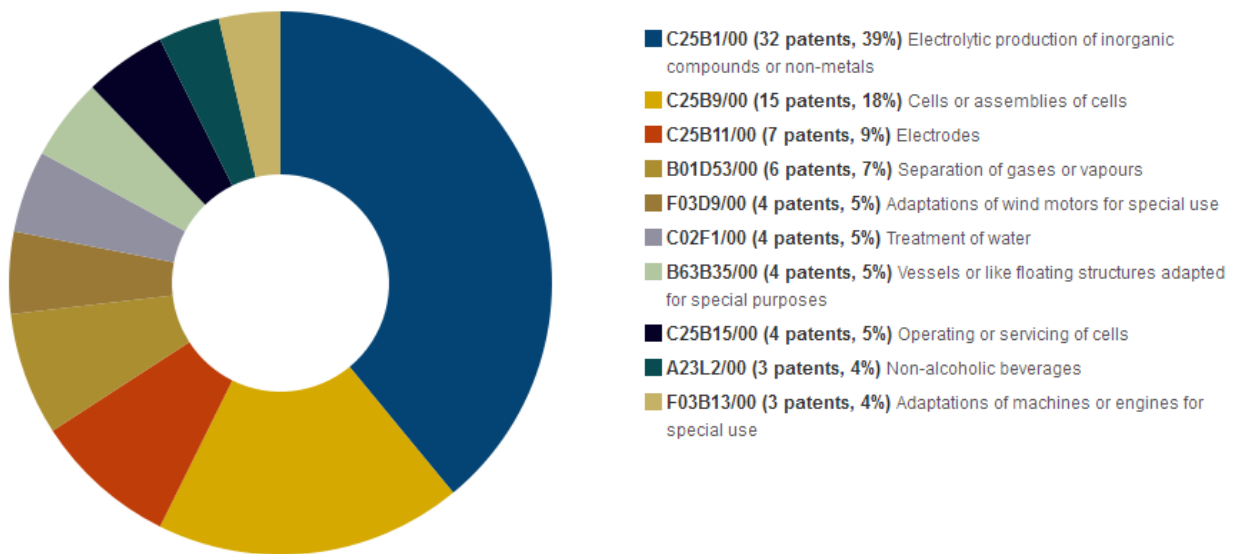


Il 39% del totale dei brevetti è rappresentato da brevetti con IPC C25B1/00 inerente alla produzione elettrolitica di composti inorganici o non metallici.

Il 18% dei brevetti è identificato con codice IPC C25B9/00 che riguarda le celle elettrolitiche ed il loro assemblaggio.

Il codice IPC C25B11/00 è relativo agli elettrodi e contraddistingue il 9% dei brevetti analizzati in questa sezione.

I codici IPC determinati si ripetono spesso nei gruppi di brevetti trovati, variano le percentuali di brevetti contraddistinti dai vari IPC in base ai criteri iniziali di ricerca dei brevetti.



4.3 BREVETTAZIONE RIGUARDANTE LE FUEL CELLS

Nella sezione in esame sono portati alla luce i risultati emersi dalla ricerca di brevetti depositati che hanno per oggetto le modifiche e le innovazioni apportate alle celle a combustibile.

Nella piattaforma sono stati considerati solo i brevetti inerenti alla macroarea dell'idrogeno green. Per questo motivo nella ricerca sono stati inseriti sia il termine "green hydrogen" che il termine "fuel cells" entrambi presenti in titolo e/o abstract.

Dal totale della ricerca sono risultati 104 brevetti.

Nel grafico sottostante viene presentata la distribuzione geografica degli stessi. In testa si trova sempre la Cina con 36 brevetti pubblicati, seguita da Stati Uniti con 9 e Korea con 7.

I paesi europei ad aver pubblicato brevetti su questo argomento sono Germania e Regno Unito, con un brevetto pubblicato per paese. Il brevetto tedesco è stato "granted" in US, mentre quello britannico è ristretto ai confini nazionali.

Il brevetto britannico è stato concesso nel 1961 e tratta i miglioramenti relativi alle celle a idrogeno-ossigeno, in particolare per l'utilizzo come elettrolizzatori. L'inventore fu Bacon Francis Thomas.

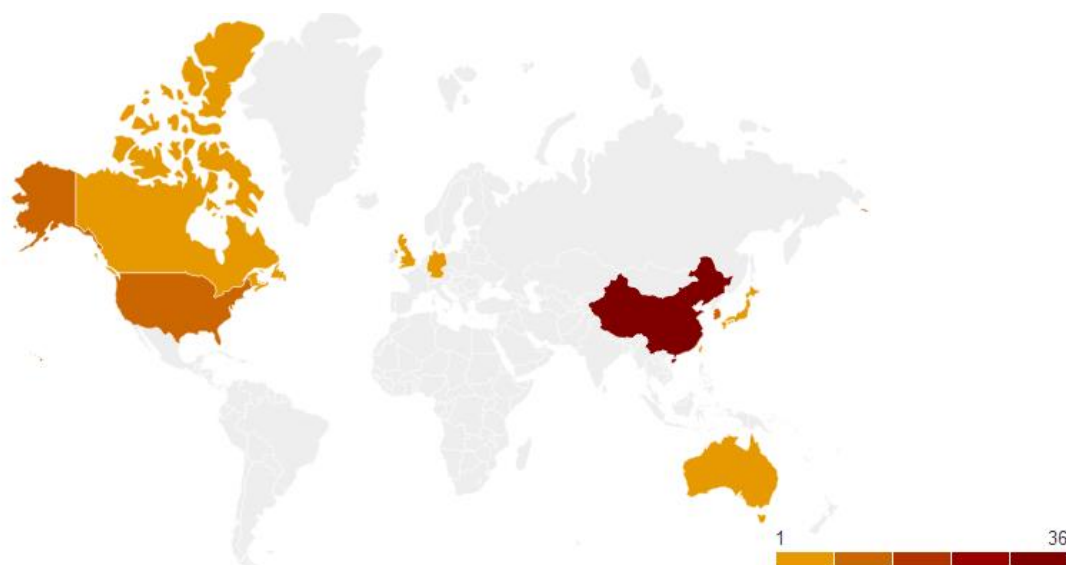
Il brevetto tedesco è più recente con pubblicazione nel 2009 e concessione US nel 2013 ed è relativo ad un metodo per la produzione di superfici di ossido di nichel che presentano un aumento della conduttività.

Tra i brevetti più recenti c'è quello dell'inventore cinese Wang Bing, pubblicato il 14 Gennaio 2022 che non ancora ha ottenuto la concessione CN. Il brevetto è stato pubblicato con titolo "*Household and commercial hydrogen energy power generation and energy storage integrated system and technological method*". In particolare, dall'analisi dell'abstract, è possibile intuire che l'invenzione riguarda un sistema integrato di generazione e stoccaggio di energia a idrogeno per uso domestico e commerciale.

Il sistema è caratterizzato dalla presenza di: un'unità di generazione di energia, un gruppo di batterie per l'accumulo di energia, un'unità di utilizzo dell'energia elettrica, un'unità di pretrattamento, un'unità di produzione di idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua, un serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno ed un'unità di riempimento dell'idrogeno.

Secondo l'invenzione, il modo attuale di pensare a come ottenere energia viene cambiato, le fonti di energia rinnovabile sono ottenute attraverso l'energia eolica e la generazione di energia fotovoltaica. L'idrogeno green può essere prodotto in maniera diretta attraverso l'acqua sottoposta al trattamento di elettrolisi grazie all'uso di energia elettrica, l'energia elettrica viene immagazzinata attraverso un sistema di accumulo di energia e l'idrogeno viene convogliato nel sistema di gas delle abitazioni.

Sono necessari, inoltre, una cella a combustibile ed un dispositivo di idrogenazione per veicoli. La cella a combustibile genera energia da fornire alle famiglie e alle aziende, il calore del processo riscalda l'acqua in un serbatoio di accumulo attraverso uno scambiatore di calore. Tutto questo serve per ottenere un utilizzo integrato dell'energia, la diffusione e l'applicazione dell'energia pulita, la riduzione dei difetti delle nuove infrastrutture energetiche, la riduzione delle emissioni di carbonio e la protezione dell'ambiente.



Il grafico sottostante mostra l'andamento delle pubblicazioni di brevetti nel corso degli anni. Dal grafico è possibile notare il calo del trend nell'anno 2020 dato dalla forte incertezza legata alla pandemia. Nonostante ciò il 2021 ha mostrato una ripresa e ha confermato l'andamento del trend iniziato nel 2015.

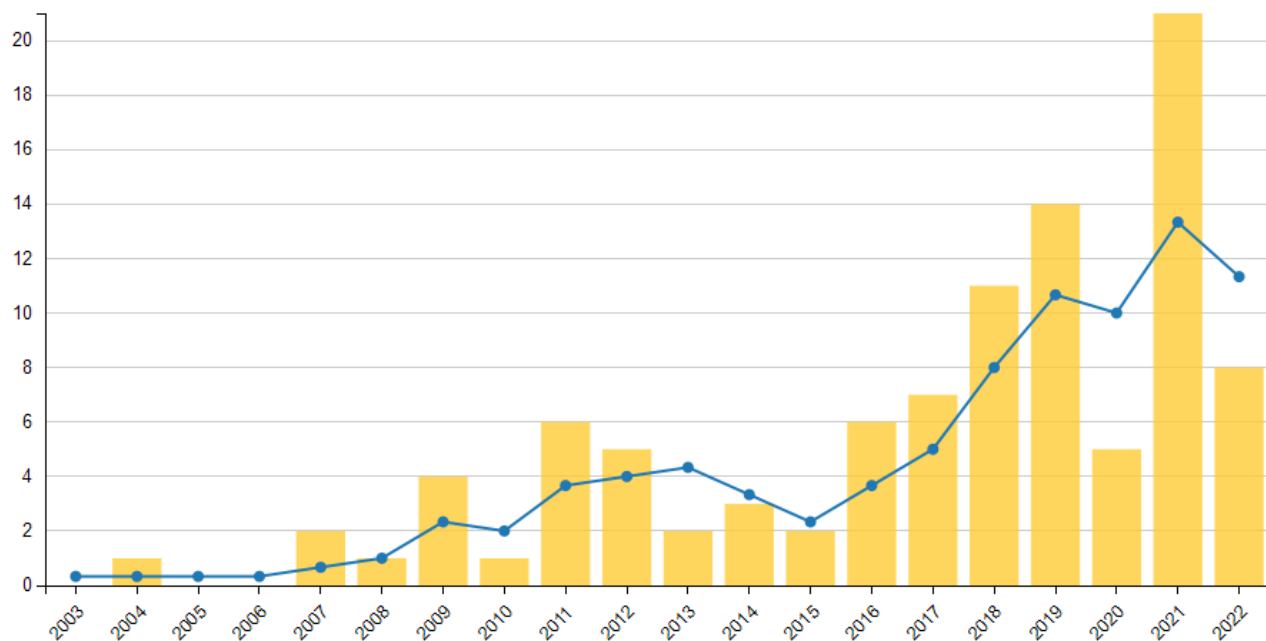
Con 21 pubblicazioni il 2021 è l'anno con il maggior numero di pubblicazioni inerenti alla combinazione dei criteri di ricerca (in questo caso, come definito precedentemente, green hydrogen e fuel cells).

Con sole 8 pubblicazioni nella prima metà del 2022, si ipotizza che non verrà rispettato il trend di crescita che prosegue dal 2015 (fatta eccezione per il 2020 per la pandemia).

Uno dei più importanti brevetti pubblicati nel 2021 è quello pubblicato nel mese di ottobre 2021 ed è ancora in attesa di concessione CN. La pubblicazione del brevetto è avvenuta sotto il titolo di *"High-safety fuel cell power generation system for green ship and safe working method of high-safety fuel cell power generation system"*.

L'invenzione presenta un sistema di generazione di energia a celle a combustibile ad alta sicurezza per una nave ecologica. Il sistema comprende un dispositivo di generazione di energia a celle a combustibile, un dispositivo di stoccaggio/alimentazione di idrogeno, un dispositivo di gestione idrotermale, un dispositivo di ventilazione meccanica, un dispositivo di protezione antincendio, un dispositivo di monitoraggio della sicurezza e un dispositivo di controllo/gestione dell'energia.

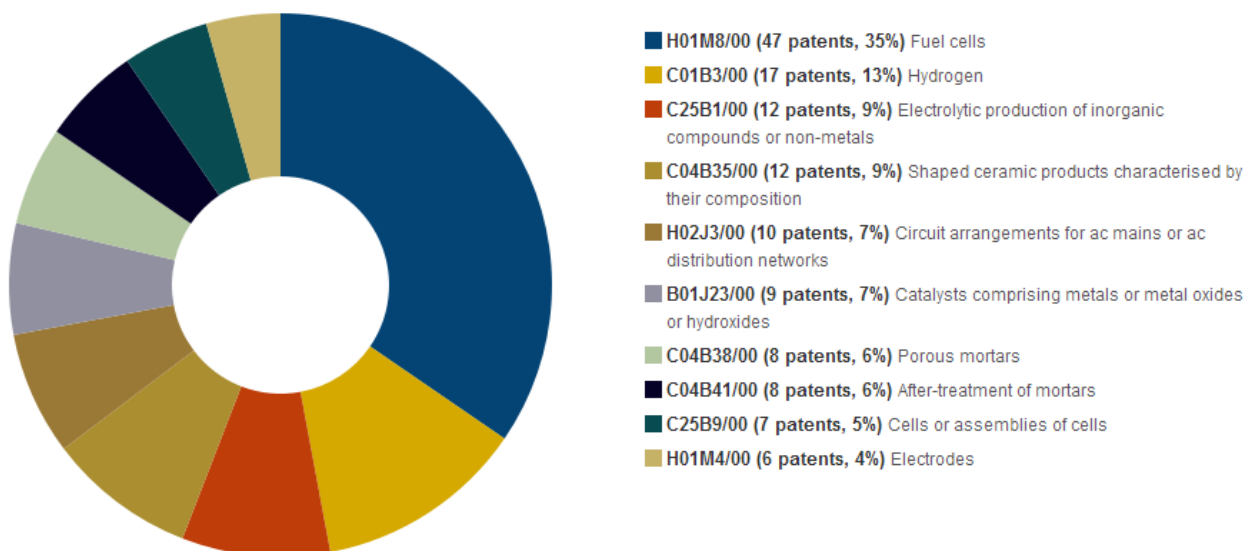
L'invenzione illustra anche un metodo di lavoro sicuro. In base al grado di pericolosità dell'ambiente legato all'idrogeno e alla ventilazione meccanica, lo spazio interno del modulo di generazione di energia a celle a combustibile adotta una struttura divisoria e di ventilazione, in modo da evitare il pericolo nascosto di esplosione causato da una maggiore concentrazione di idrogeno accumulato localmente e migliorare efficacemente le prestazioni a prova di autoesplosione del modulo di generazione di energia a celle a combustibile. Le prestazioni di sicurezza del sistema navale a celle a combustibile sono migliorate grazie al monitoraggio e all'allarme del grado di rischio nel processo di perdita di idrogeno nel sistema.



Nel diagramma a torta sottostante vengono messi in evidenza i codici IPC che caratterizzano i brevetti.

Dalla visione del grafico vediamo che il codice IPC che contraddistingue il 26% dei brevetti è quello relativo alle fuel cells definito con il codice H01M8/00. Il codice C01B3/00 contraddistingue i brevetti che hanno ad oggetto la trattazione dell'idrogeno ed, in questo caso, definiscono il 9% dei brevetti.

Molti dei codici presenti in elenco sono gli stessi definiti nelle sezioni precedenti, cambiano solo le percentuali di definizione dei brevetti.



4.4 GREEN HYDROGEN PRODUCER

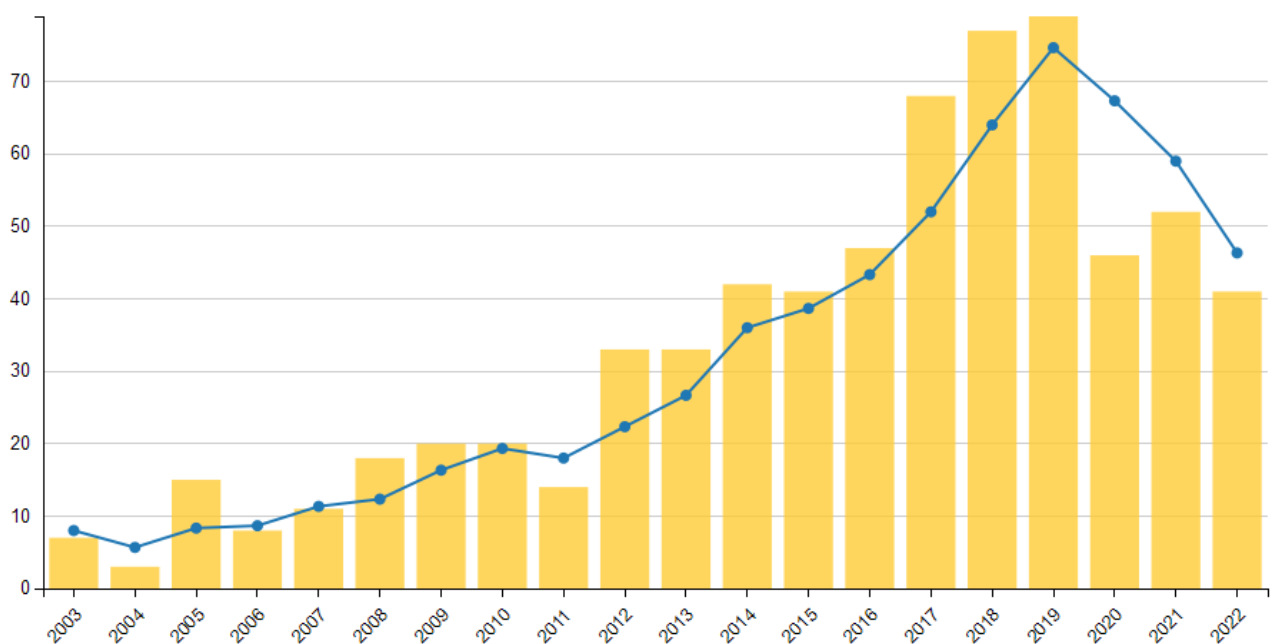
Anche questo paragrafo deriva dall'analisi effettuata su Patentinspiration. Si è andato ad inserire come criterio di ricerca il termine "Green Hydrogen Producer" (sia titolo che abstract), per trovare brevetti pubblicati da inventori che si occupano della ricerca nel campo produttivo dell'idrogeno.

La maggior parte delle pubblicazioni ha come oggetto l'efficienza produttiva, il dispendio di energia e la sostenibilità.

Dalla ricerca si nota che andando a considerare i brevetti che contengono il termine di ricerca esclusivamente nel titolo, il numero delle pubblicazioni si riduce a 18. Al contrario, le pubblicazioni che contengono il termine "green hydrogen producer" anche nell'abstract sono 1013. L'analisi sui tempi, paese di pubblicazione e codici IPC viene stilata considerando il termine di ricerca contenuto sia nel titolo che nell'abstract.

Nel grafico delle tempistiche di pubblicazione vediamo che il 2019 è stato l'anno con il maggior numero di brevetti pubblicati da inventori che si occupano di sviluppo e produzione del green hydrogen. In particolare, nel biennio 2020/2021 il numero delle pubblicazioni è calato, probabilmente anche a causa della pandemia. Considerando l'andamento attuale, al termine del 2022 si prevede una risalita delle pubblicazioni rispetto ai 2 anni precedenti, con numeri che potrebbero tornare simili all'ultimo dato pre-pandemia (cioè 2019).

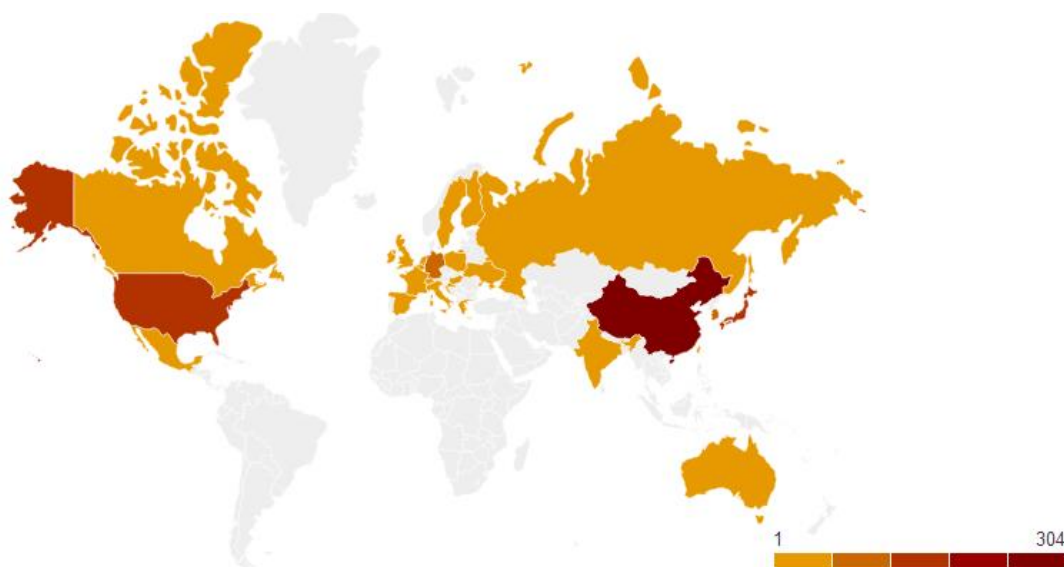
Uno dei brevetti più importanti, granted nel mese di Marzo 2022 in Cina, è quello relativo all'invenzione di un dispositivo mobile per la generazione di energia e la produzione di idrogeno capace di sfruttare le risorse idriche potenziali di un serbatoio. Il sistema comprende una macchina generatrice mobile, dotata di un gruppo di generazione di energia a ruota d'acqua, di un sistema di produzione di idrogeno per elettrolisi dell'acqua e di un sistema di stoccaggio dell'idrogeno per compressione. Le funzioni originali di stoccaggio e di approvvigionamento idrico del serbatoio non vengono influenzate e l'energia elettrica generata può essere utilizzata direttamente per la produzione di idrogeno e per lo stoccaggio istantaneo dell'idrogeno. Il metodo presenta notevoli vantaggi sociali e benefici economici.



Per quanto riguarda l'analisi inerente alla distribuzione geografica delle pubblicazioni si nota, come per le analisi dello stesso tipo fatte in precedenza, che la Cina è il paese in testa per numero di pubblicazioni di brevetti effettuate nel corso degli anni con 304 pubblicazioni. Dietro la Cina si trova l'America con 114 brevetti ed il Giappone con 132. Al contrario delle altre analisi, è possibile notare anche una discreta presenza di inventori in Europa, con la Germania che primeggia con 39 pubblicazioni nel corso degli anni.

Facendo un'analisi limitatamente al 2022, troviamo un totale di 41 pubblicazioni di cui 14 di origine cinese. Nell'anno in esame solo il Regno Unito vanta una pubblicazione tra le nazioni europee. Il team di inventori, composto da 2 inventori americani e 2 britannici, ha pubblicato il 14 Aprile 2022 un brevetto US dal titolo "gasification process".

Volendo cercare solo i brevetti che risultano "granted" ovvero risultano essere concessi dopo la pubblicazione, il numero dei brevetti presenti nell'elenco si riduce a 570, di cui solo 5 risultano essere concessi nel 2022. Questi 5 sono tutti brevetti granted cinesi (CN).



L'ultima analisi, è quella relativa ai codici IPC che contraddistinguono i brevetti pubblicati.

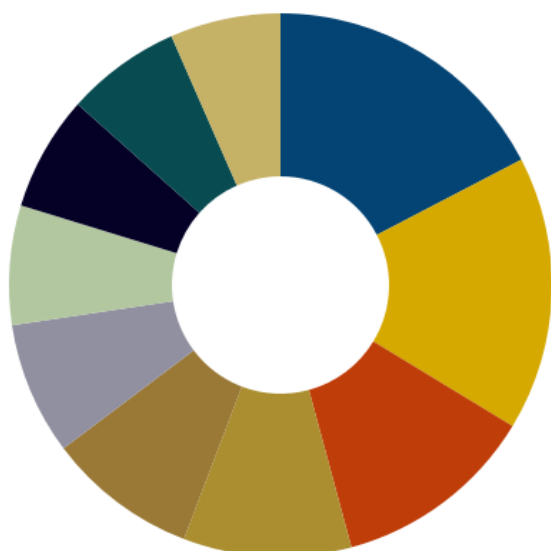
Il codice maggiormente presente nei 1013 brevetti pubblicati è quello relativo all'idrogeno con codice C01B3/00 e contraddistingue il 17% dei brevetti della categoria di ricerca.

Il codice presente nel 16% dei brevetti è il C25B1/00 che definisce quei brevetti relativi alla produzione elettrolitica di composti inorganici o non metallici.

Il codice IPC B22F3/00 è assegnato a 46 brevetti dell'elenco ed è denominato come "Fabbricazione di pezzi o articoli a partire da polveri metalliche caratterizzate dal modo di compattarsi o sinterizzare".

Il codice C02F1/00 è relativo al trattamento dell'acqua ed è assegnato a quei brevetti che trattano prevalentemente strumenti e/o dispositivi che includono processi come l'elettrolisi a partire dall'acqua con l'ausilio di fonti di energia rinnovabile.

25 brevetti sono catalogati con il codice IPC C12P3/00 inerente alla preparazione di elementi o componenti inorganici ad eccezione dell'anidride carbonica.



- **C01B3/00 (66 patents, 17%)** Hydrogen
- **C25B1/00 (62 patents, 16%)** Electrolytic production of inorganic compounds or non-metals
- **B22F3/00 (46 patents, 12%)** Manufacture of workpieces or articles from metallic powder characterised by the manner of compacting or sintering
- **C02F1/00 (38 patents, 10%)** Treatment of water
- **B01J23/00 (34 patents, 9%)** Catalysts comprising metals or metal oxides or hydroxides
- **C04B35/00 (30 patents, 8%)** Shaped ceramic products characterised by their composition
- **C22C1/00 (27 patents, 7%)** Making non-ferrous alloys
- **H01M8/00 (26 patents, 7%)** Fuel cells
- **B01J27/00 (26 patents, 7%)** Catalysts comprising the elements or compounds of halogens
- **C12P3/00 (25 patents, 7%)** Preparation of elements or inorganic compounds except carbon dioxide

4.5 GREEN HYDROGEN DISTRIBUTION

In questo paragrafo è stata effettuata la ricerca dei brevetti rivolti alla ricerca di metodi innovativi per la distribuzione dell'idrogeno green. Come elencato in precedenza tra i problemi caratterizzanti l'uso e l'adozione di idrogeno verde c'è sicuramente quello della distribuzione. Tra i brevetti appartenenti a questa categoria rientrano soprattutto quelli che cercano di apportare modifiche ai sistemi esistenti per ovviare al problema della distribuzione e per favorire l'utilizzo delle infrastrutture esistenti.

Nella barra di ricerca della piattaforma è stato inserito il termine "green hydrogen distribution" considerandolo sia nel titolo che nell'abstract del brevetto. Da questo tipo di analisi si ottiene un totale di 159 brevetti pubblicati.

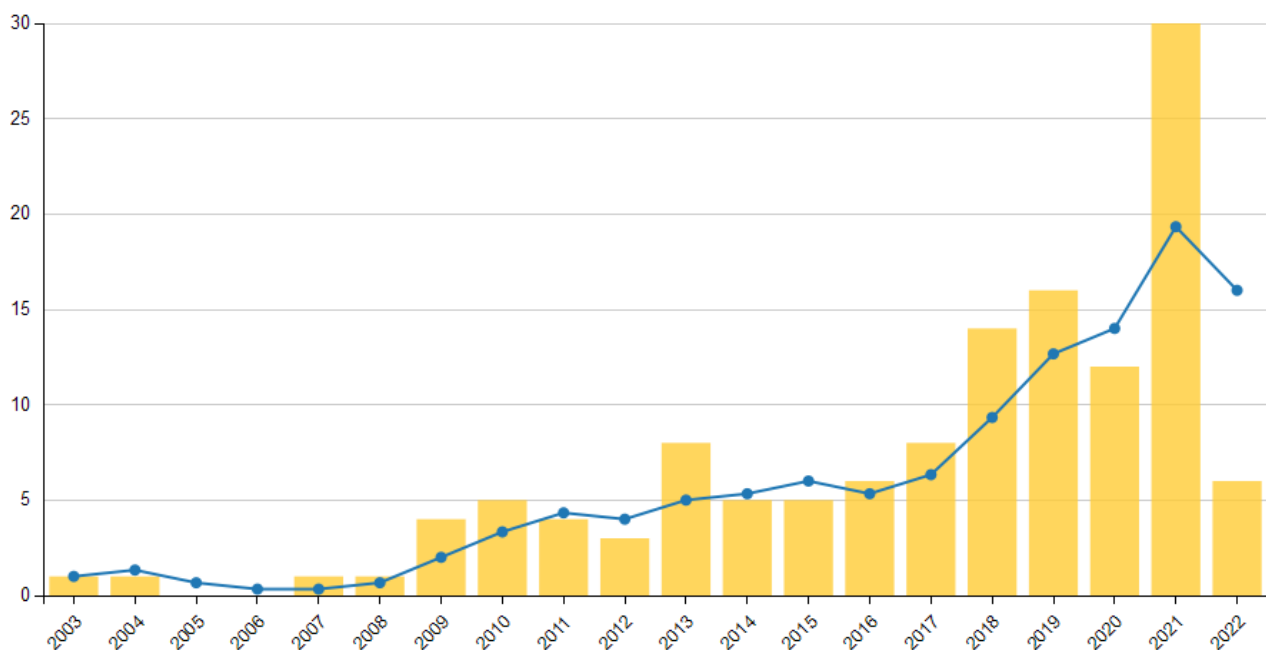
Risultano non esistere brevetti con il termine "green hydrogen distribution" contenuto esclusivamente nel titolo.

È possibile osservare la distribuzione negli anni delle 159 pubblicazioni dal grafico sottostante. Questa distribuzione è caratterizzata da un elevato numero di pubblicazioni nel 2021.

Come osservato anche per le analisi precedentemente effettuate, il Covid-19 ha inciso sull'andamento delle pubblicazioni negli anni. Inoltre, sono aumentati i tempi per ottenere le concessioni e, per questo motivo, si è ridotto il numero delle stesse.

In questo caso particolare si prevede di non rispettare l'andamento delle pubblicazioni nel 2022. Infatti, come è possibile osservare dal grafico, a metà anno sono presenti solo 6 pubblicazioni rispetto al totale di 30 pubblicazioni realizzate nell'intero 2021.

Dei 159 brevetti risultano essere "granted" 82 brevetti. Dei 6 brevetti pubblicati nella prima metà del 2022 2 risultano essere concessi, entrambi in Cina (CN).



La mappa geografica mostra, anche per questo caso, la distribuzione delle pubblicazioni nel mondo. Come per gli altri prospetti è la Cina a primeggiare per numero di pubblicazioni effettuate, con 77 brevetti pubblicati.

La Cina è seguita dal Giappone con 19 pubblicazioni e dagli Stati Uniti con 8 pubblicazioni. In Europa primeggia la Danimarca con una pubblicazione.

Limitatamente a questa analisi è possibile notare tra i paesi pubblicanti brevetti sia Russia che Arabia Saudita. Questi 2 paesi sono direttamente coinvolti nel processo di distribuzione dell'idrogeno green, come spiegato nei capitoli precedenti. In effetti, in Russia si stanno cercando soluzioni innovative per riuscire a sfruttare la rete esistente oppure cercare il modo di implementare quest'ultima. Un ragionamento analogo viene fatto per l'Arabia Saudita.

Andando ad inserire nella ricerca il termine "Green hydrogen pipeline" (contenuto solo nel titolo del brevetto) è possibile trovare un brevetto granted in Cina, nel 2021, dal titolo: "Sistema e metodo per prevenire l'infragilimento da idrogeno di un gasdotto per il gas naturale basato sul drogaggio green di idrogeno e ossigeno".

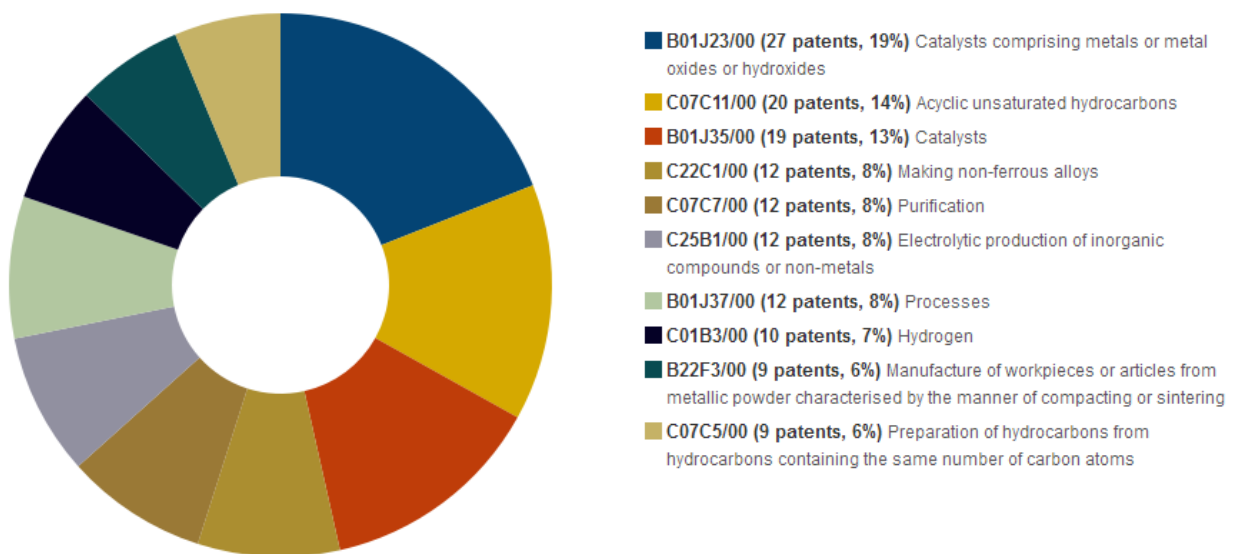
L'invenzione riguarda il settore del trasporto attraverso i gasdotti esistenti di gas naturale drogato con idrogeno. Questa invenzione ha l'obiettivo di fornire un metodo per prevenire l'infragilimento da idrogeno dei gasdotti esistenti. Il metodo comprende le seguenti fasi: drogare l'ossigeno nell'idrogeno secondo un rapporto volumetrico dello 0,05-0,5%; miscelare l'idrogeno drogato con ossigeno nel gas naturale per ottenere gas naturale drogato con idrogeno, dove la percentuale di volume dell'idrogeno drogato con ossigeno nel gas naturale drogato con idrogeno è dell'1%-20%.

Il fenomeno dell'infragilimento da idrogeno del gasdotto del gas naturale viene inibito attraverso il drogaggio dell'ossigeno e viene garantito un trasporto sicuro; inoltre, adottando un sistema di produzione di idrogeno ad energia rinnovabile, è possibile ottenere idrogeno e ossigeno allo stesso tempo, ridurre al massimo i costi di produzione e di trasporto e massimizzare i benefici globali.



I principali codici IPC relativi ai brevetti ricercati in questa sezione sono simili a quelli applicati ai brevetti già trovati in precedenza. In particolare, con codice B01J23/00 contraddistingue il 19% del totale dei brevetti ed è riferito a quei brevetti inerenti a “catalizzatori comprendenti metalli o ossidi o idrossidi di metalli”.

Il 13% dei brevetti è contraddistinto dal codice IPC C07C11/00 che indica i “catalizzatori” in generale. Per catalizzatore si intende un mediatore che deve favorire la reazione chimica. Al contrario dei reagenti che si consumano durante la reazione, il catalizzatore può rimanere inalterato. È un elemento in portante per far avvenire reazioni che difficilmente avverrebbero oppure per abbassare i tempi di reazione. Questo avviene perché il catalizzatore ha il compito di abbassare il livello di energia necessaria alla reazione. Un esempio di catalizzatore meccanico può essere un elemento della marmitta catalitica, che consente ad un motore a scoppio di ridurre le emissioni di gas di scarico.



4.6 CONCLUSIONE

Il capitolo 4 ha mostrato, attraverso un lavoro di patent landscaping, i trend di brevettazione negli anni e nei vari Paesi del mondo.

Tirando le somme è possibile osservare che, in base a come è stata impostata la ricerca, il numero maggiore di brevetti è stato registrato sotto la dicitura “green hydrogen” in generale. Risulta essere elevato anche il numero di brevetti risultanti dalla ricerca “green hydrogen producer” in quanto è mirata ad un contesto con un elevato numero di applicazioni. Basti pensare che risultano essere 18 i brevetti che contengono “green hydrogen producer” esclusivamente nel titolo. Considerando la dicitura contenuta anche nell’abstract risultano essere 1013 i brevetti esistenti, di cui 571 granted. Questo risultato è abbastanza scontato perciò sarebbe meglio soffermarsi su distributori, produttori di elettrolizzatori e di fuel cells per poter fare dei paragoni.

Guardando ai brevetti relativi agli elettrolizzatori questi risultano essere 62 a partire dal 2012. Di questi solo 25 sono granted mentre gli altri risultano essere “pendenti” o eliminati. Sono presenti in numero maggiore i brevetti che hanno per argomento le fuel cells. È giusto ricordare che i 104 brevetti presenti nel database derivano dalla ricerca di soluzioni relative esclusivamente al campo del green hydrogen. Osservando i brevetti granted questi risultano essere 54. La classifica è comandata dai brevetti concernenti la distribuzione dell’idrogeno rinnovabile. Il numero di questi risulta essere 159, di cui 82 granted.

In percentuale, il numero di brevetti granted sul numero totale dei brevetti emessi sulla distribuzione del green hydrogen risulta essere circa del 52%. Guardando ai brevetti trovati sotto la dicitura “green hydrogen fuel cells” questa percentuale risulta essere simile. La percentuale si riduce al 40,3% per i brevetti inerenti agli elettrolizzatori.

CLASSE	TOT	GRANTED	%
G.H. Distributor	159	82	52%
G.H. Electrolyzers	62	25	40%
G.H. Fuel Cells	104	54	52%

Prendendo in considerazione gli anni di pubblicazione è possibile fare diverse ipotesi. Nelle analisi sono esclusi i brevetti derivanti dalle categorie “green hydrogen” e “green hydrogen producer” perchè, come detto precedentemente, risulta difficile effettuare dei paragoni vista la grande differenza nei numeri.

Inoltre è giusto definire che per i confronti si fa maggior riferimento alle pubblicazioni avvenute nel 2021 in quanto i dati del 2022 possono risultare distorti. Partendo dalla categoria “green hydrogen electrolyzers”, nel 2021, risultano essere 15 i brevetti pubblicati di cui 4 granted. Sempre per lo stesso anno, i brevetti risultanti dalla dicitura “fuel cells” risultano essere 21 di cui 3 granted. Il numero di brevetti pubblicati sulla distribuzione del green hydrogen sale a 30, di cui 9 granted. Per tutte le categorie di brevetti è possibile notare che la pandemia ha rallentato il processo di pubblicazione. Infatti, i numeri registrati per il 2020 hanno visto un calo rispetto alla ripresa analizzata per il 2021.

Facendo riferimento ai Paesi che hanno effettuato le pubblicazioni nel corso degli anni, è importante notare che la Cina è il Paese che comanda la classifica per ogni classe analizzata.

Guardando alle 3 tipologie elencate in precedenza è possibile notare che:

- “green hydrogen distribution”: a livello europeo sono presenti 2 brevetti uno danese e l’altro Russo.
- “fuel cells”: i brevetti europei risultano essere 2 di cui uno britannico ed uno tedesco
- “green hydrogen electrolyzer”: esiste un solo brevetto europeo ed è britannico

Nel caso in cui si volesse guardare alle classi che raccolgono un numero maggiore di pubblicazioni, i numeri cambierebbero nel modo seguente:

- “Green Hydrogen”: in questo caso troviamo tra i brevettatori europei la Gran Bretagna con 91 pubblicazioni, la Germania con 187 pubblicazioni, la Francia con 16 pubblicazioni, la Svizzera con 91 pubblicazioni, la Russia con 28 pubblicazioni ed altri Paesi con un numero di pubblicazioni comprese tra 8 ed 1. Tra questi Paesi troviamo l’Italia con 2 pubblicazioni;
- “Green hydrogen producer”: a livello europeo troviamo la Germania che primeggia con 31 pubblicazioni, il Regno Unito con 21 pubblicazioni, la Svizzera con 17 pubblicazioni, Russia e Francia 5 pubblicazioni. Seguono una serie di Paesi con un numero di pubblicazioni compreso tra 1 e 2. Non ci sono pubblicazioni italiane in questa analisi.

Nella prima analisi sono stati considerati anche i brevetti che non risultano granted, quindi sono ancora “pendenti” o in fase di valutazione. Per lavorare con numeri e statistiche più agevoli, nel secondo caso, sono stati rimossi dalla valutazione tutti i brevetti che non sono granted.

Come ultima analisi sono state fatte alcune considerazioni rispetto ai codici IPC.

Nella seguente tabella sono stati messi in evidenza 3 codici IPC che sono contenuti nella maggior parte delle classi analizzate. Il primo codice IPC, il codice B01J23/00, riguarda i catalizzatori comprendenti metalli, ossidi o idrossidi di metalli. Questo codice, come il codice C01B3, non è presente tra i primi 10 codici del gruppo di brevetti trovati sotto la dicitura “green hydrogen electrolyzers”. La causa di questo fenomeno è dovuto al fatto che l’insieme dei brevetti che riguarda gli elettrolizzatori è caratterizzato da codici IPC inerenti principalmente al trattamento dell’acqua ed ai metodi di elettrolisi. Il secondo codice analizzato è il C01B3/00, semplicemente denominato “hydrogen”. Il terzo codice è il C25B1/00 relativo alla produzione elettrolitica di composti inorganici o non metallici. L’ultimo codice analizzato è presente in tutte le classi dell’analisi e con percentuali elevate.

CLASSI/IPC	B01J23/00	C01B3/00	C25B1/00
Green Hydrogen	16%	10%	9%
G.H. Producer	9%	17%	16%
G.H. Distributor	19%	7%	8%
G.H. Electrolyzers	-	-	39%
G.H. Fuel Cells	7%	13%	9%

Nella seconda tabella sono messi in evidenza i codici IPC che contraddistinguono il numero maggiore di brevetti per ogni classe. Oltre ai codici IPC sono definite le percentuali. Le prime 4 classi sono caratterizzate da codici IPC già definiti in precedenza. Al contrario di queste, nella classe relativa alle fuel cells, il codice IPC che contraddistingue il 35% dei brevetti è il codice H01M8/00 ("fuel cells") che sta ad indicare quei brevetti caratterizzati da attività di ricerca e sviluppo di soluzioni per l'ottenimento di celle a combustibile a minor costo, minor impatto e massima resa.

CLASSE	IPC	%
Green Hydrogen	B01J23/00	16%
G.H. Producer	C01B3/00	17%
G.H. Distributor	B01J23/00	19%
G.H. Electrolyzers	C25B1/00	39%
G.H. Fuel Cells	H01M8/00	35%

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

Articoli:

Strategy&: *"The dawn of green hydrogen Maintaining the GCC's edge in a decarbonized world"*

International Renewable Energy Agency (IRENA): *"GREEN HYDROGEN A GUIDE TO POLICY MAKING 2020"*

Energy Transitions Commission (ETC): *"Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy, Version 1.2 April 2021"*

The Oxford Institute for Energy Studies, Institute of Energy Economics at the University of Cologne
"Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets"

Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga;
Luglio 2020: *"European Hydrogen Backbone HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED"*

Snam, The European House Ambrosetti: *"H2 ITALY 2050 A national hydrogen value chain for the growth and decarbonization of Italy"*

EUROPEAN COMMISSION Brussels, 8.7.2020 COM (2020) 301 final COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: *"A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe"*

Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gasunie, Gaz-System, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga; JUNE 2021: *"Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen"*

Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga; APRIL 2021: *"Extending the European Hydrogen Backbone A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 21 COUNTRIES"*

Uwe R. Fritsche, Project Leader IEA Bioenergy Task 40 (Task Leader), Darmstadt, January 2022: *"Renewable Gases – Hydrogen in the Grid Activity funded by the European Commission, Germany and Sweden with contributions from the Netherlands"*

Ministero dello Sviluppo Economico: *"Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari"*

Cesare Sacconi, Marco Pellegrini, and Alessandro Guzzini: *"Analysis of the Existing Barriers for the Market Development of Power to Hydrogen (P2H) in Italy"*

Snam: *"THE HYDROGEN CHALLENGE: The potential of hydrogen in Italy"*

BY ZHIYUAN FAN, EMEKA OCHU, SARAH BRAVERMAN, YUSHAN LOU, GRIFFIN SMITH, AMAR BHARDWAJ, DR. JACK BROUWER, DR. COLIN MCCORMICK, DR. JULIO FRIEDMANN; AUGUST 2021: *"GREEN HYDROGEN IN A CIRCULAR CARBON ECONOMY: OPPORTUNITIES AND LIMITS"*

Wenting Cheng and Sora Lee; December 2021: *"How Green Are the National Hydrogen Strategies?"*

Brenda Johnston, Michael C. Mayo, Anshuman Khare: *"Hydrogen: the energy source for the 21st century"*

Michael Ball, Marcel Weeda: *"The hydrogen economy e Vision or reality?"*

T. Younus, A. Anwer, Z. Asim, M. S. Surahio: "Production of Hydrogen by Steam Methane Reformation Process"

<https://www.startmag.it/energia/chi-sono-le-aziende-che-animano-le-hydrogen-valley-in-italia/#:~:text=L'idrogeno%20verde%20dell'elettrolisi&text=In%20questo%20processo%20il%20passaggio,n el%20processo%20produttivo%20dell'idrogeno>

<https://www.infobuildenergia.it/mobilita-a-idrogeno-parte-il-progetto-life3h-in-abruzzo/>

<https://www.crowcon.com/it/blog/green-hydrogen-an-overview/#:~:text=L'idrogeno%20verde%20%C3%A8%20prodotto,essere%20immagazzinato%20per%20il%20futuro>

<https://www.corriere.it/economia/finanza/cards/che-cos-e-che-cosa-serve-l-idrogeno/che-cos-elettrolizzatore.shtml>

<https://ilbolive.unipd.it/it/news/idrogeno-verde-soluzione-energetica-sostenibile>

<https://www.renewablematter.eu/articoli/article/tutti-pazzi-per-lammoniaca-verde>

<https://modofluido.hydac.it/immagazzinamento-stoccaggio-idrogeno>

Link per la ricerca delle informazioni sulle imprese:

<https://www.nesfircroft.com/blog/2021/08/5-renewable-energy-companies-innovating-hydrogen?source=google.com>

<https://www.meridianenergy.co.nz/news-and-events/partners-shortlisted-for-worlds-largest-green-hydrogen-project-in-southland>

[https://www.airproducts.com/news-center/2022/03/0308-air-products-green-liquid-hydrogen-production-facility-in-arizona#:~:text=Air%20Products%20to%20Build%20Green%20Liquid%20Hydrogen%20Production%20Facility%20in%20Arizona,-Zero%2DCarbon%20Liquid&text=Air%20Products%20\(NYSE%3AAPD\),hydrogen%20in%20Casa%20Grande%2C%20Arizona.](https://www.airproducts.com/news-center/2022/03/0308-air-products-green-liquid-hydrogen-production-facility-in-arizona#:~:text=Air%20Products%20to%20Build%20Green%20Liquid%20Hydrogen%20Production%20Facility%20in%20Arizona,-Zero%2DCarbon%20Liquid&text=Air%20Products%20(NYSE%3AAPD),hydrogen%20in%20Casa%20Grande%2C%20Arizona.)

<https://www.airproducts.com/gases/hydrogen>

<https://www.linde.com/news-media/press-releases/2021/linde-to-supply-green-hydrogen-to-the-semiconductor-industry>

<https://www.gasworld.com/linde-engineering-helps-advance-high-speed-hydrogen-refuelling/2023404.article>

<https://www.offshore-energy.biz/yara-and-linde-to-build-green-hydrogen-plant-in-norway/>

<https://fuelcellsworld.com/news/linde-signs-mou-with-uae-on-green-hydrogen-economy/>

<https://www.defianceetfs.com/meet-the-3-companies-at-the-forefront-of-green-hydrogen-production/>

<https://committees.parliament.uk/writtenevidence/22759/pdf/>

<https://ir.fusion-fuel.eu/news-releases/news-release-details/fusion-fuel-green-and-toshiba-energy-systems-and-solutions>

<https://www.offshore-energy.biz/hycc-launches-h2era-green-hydrogen-plant-in-amsterdam-port/>

<https://www.startmag.it/energia/chi-sono-le-aziende-che-animano-le-hydrogen-valley-in-italia/>

<https://www.dnv.it/news/dnv-lancia-un-nuovo-progetto-industriale-congiunto-al-fine-di-garantire-sistemi-di-produzione-di-idrogeno-affidabili-sicuri-ed-economici-utilizzando-elettrolizzatori-per-la-crescita-dell-idrogeno-verde--218610>

<https://hydronews.it/la-commissione-ue-incontra-i-produttori-di-elettrolizzatori-road-map-condivisa-per-lo-scale-up-dellindustria/>

<https://nelhydrogen.com/>

<https://hydronews.it/idrogeno-verde-ecco-la-lista-dei-13-piu-grandi-progetti-del-mondo-tutti-oltre-1-gw-di-capacita/>

<https://www.regionieambiente.it/elettrolizzatori-decuplicare/>

<https://greenreport.it/news/energia/idrogeno-verde-a-basso-costo-la-svolta-viene-dallaustralia/>

<https://www.tecnosrl.it/blog/Sostenibilit%C3%A0/Idrogeno-verde:-i-progetti-per-lo-sviluppo-della-filiera-dell%E2%80%99idrogeno-italiana>

<https://www.aboutamazon.it/notizie/sostenibilita/amazon-investe-in-aziende-che-producono-idrogeno-verde>

<https://it.insider24.net/migliori-azioni-idrogeno/>

<https://www.rinnovabili.it/le-aziende-informano/ineos-2mld-produzione-idrogeno-verde/>

<https://nemesysenergy.com/>

<https://www.plugpower.com/hydrogen/hydrogen-adoption/green-hydrogen/>

<https://www.plugpower.com/>

<https://www.rechargenews.com/energy-transition/plug-power-to-build-one-of-europes-largest-green-hydrogen-plants-with-100mw-belgian-port-project/2-1-1233944>

<https://www.ir.plugpower.com/Press-Releases/Press-Release-Details/2022/Plug-Supplies-Walmart-with-Green-Hydrogen-to-Fuel-Retailers-Fleet-of-Material-Handling-Lift-Trucks/default.aspx>

<https://www.ir.plugpower.com/press-releases/news-details/2022/Plug-Supplies-Walmart-with-Green-Hydrogen-to-Fuel-Retailers-Fleet-of-Material-Handling-Lift-Trucks/default.aspx>

https://www.snam.it/it/transizione_energetica/idrogeno/snam_e_idrogeno/

<https://www.enelgreenpower.com/it/media/press/2022/04/enel-green-power-sapio-firmano-intesa-fornitura-idrogeno-verde-prodotto-nexthys-sicilia>

<https://www.eni.com/it-IT/attivita/natural-resources/idrogeno-energia-pulita-strategia-eni.html>

https://energynews.biz/p2x-solutions-agrees-to-e20m-equity-investment/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=p2x-solutions-agrees-to-e20m-equity-investment

https://energynews.biz/p2x-to-build-finlands-first-green-hydrogen-production-plant/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=p2x-to-build-finlands-first-green-hydrogen-production-plant

<https://www.h2-view.com/story/hydrospider-delivers-first-container-of-green-hydrogen/>

<https://www.pv-magazine-australia.com/2022/04/14/infinite-blue-energy-partners-with-indigenous-owned-boya-energy-for-wa-green-hydrogen-project/>

https://energynews.biz/infinite-blue-strikes-solar-hydrogen-contract-with-local-energy-group/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=infinite-blue-strikes-solar-hydrogen-contract-with-local-energy-group

<https://www.aumanufacturing.com.au/infinite-blue-readies-for-wa-green-hydrogen-plant>

<https://renewablesnow.com/news/infinite-blue-to-supply-green-hydrogen-to-aussie-fertiliser-producer-754600/>

https://energynews.biz/green-hydrogen-systems-to-supply-equipment-for-logan-energys-scottish-project/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=green-hydrogen-systems-to-supply-equipment-for-logan-energys-scottish-project

<https://www.globenewswire.com/news-release/2022/04/07/2418155/0/en/Green-Hydrogen-Systems-receives-a-new-order-from-Logan-Energy.html>

<https://www.globenewswire.com/news-release/2022/04/05/2416228/0/en/Green-Hydrogen-Systems-receives-an-order-from-Gaznat-for-its-Innovation-Lab-in-Switzerland.html>

https://www.marketscreener.com/quote/stock/GREEN-HYDROGEN-SYSTEMS-A-124007902/news/01-2022-Green-Hydrogen-Systems-Annual-report-2021-39634013/?utm_medium=RSS&utm_content=20220302

<https://www.oilandgasonline.com/doc/hy-mirova-cdpq-and-technip-energies-green-hydrogen-pioneer-hy-gen-ag-0001>

<https://www.swfinstitute.org/news/91297/cdpq-invests-in-hy2gen-ag>

<https://globallegalchronicle.com/hy2gen-trafigura-cips-240-mw-green-ammonia-project-in-norway/>

https://energynews.biz/total-eren-joins-h2global-foundation/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=total-eren-joins-h2global-foundation

https://energynews.biz/port-antwerp-bruges-joins-h2global-as-founding-member/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=port-antwerp-bruges-joins-h2global-as-founding-member

<https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/12/21/10718203/germany-s-h2global-receives-900mn-in-funding-pathing-the-way-for-hydrogen-imports/>

https://energynews.biz/toyota-motor-europe-becomes-eodev-shareholder/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=toyota-motor-europe-becomes-eodev-shareholder

<https://www.greencarcongress.com/2021/04/20210407-eodev.html#:~:text=07%20April%202021,systems%20on%20an%20industrial%20scale>

<https://www.automotiveworld.com/news-releases/toyota-integrates-its-fuel-cell-technology-into-energy-observer-developments-hydrogen-power-generator/>

<https://www.electrive.com/2021/04/11/152883/>

https://energynews.biz/atome-energy-reveals-new-green-hydrogen-and-mobility-goals/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=atome-energy-reveals-new-green-hydrogen-and-mobility-goals

<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/984669/proactive-news-headlines-spectral-hd-evgen-pharma-scirocco-energy-and-more-984669.html>

<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/983422/atome-energy-says-it-is-progressing-ahead-of-ipo-expectations-983422.html>

<https://www.insidermedia.com/news/yorkshire/atome-energy-hails-material-and-expeditious-progress>

https://energynews.biz/atome-energy-moves-towards-green-hydrogen-and-ammonia-production-in-paraguay/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=atome-energy-moves-towards-green-hydrogen-and-ammonia-production-in-paraguay

<https://www.thebusinessdesk.com/yorkshire/news/2090889-international-deployment-for-green-hydrogen-producers-technology>

<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/977312/proactive-news-headlines-atome-eco-atlantic-greatland-gold-and-more-977312>

<https://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/975668/atome-energy-reports-progress-with-new-hydrogen-for-transport-division-975668.html>

<https://www.computerweekly.com/news/252516665/Nordic-projects-drive-digital-supported-green-hydrogen-technologies>

https://energynews.biz/semcon-assisting-hystar-in-novel-electrolyser-development/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=semcon-assisting-hystar-in-novel-electrolyser-development

<https://www.greencarcongress.com/2021/11/20211117-semcon.html>

https://energynews.biz/semcon-and-hystar-develop-new-technology-for-green-hydrogen-production/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=semcon-and-hystar-develop-new-technology-for-green-hydrogen-production

<https://yourstory.com/2022/07/sustainability-startup-newtrace-making-green-hydrogen-production-cheaper-cost-effective/amp>

https://energynews.biz/green-hydrogen-production-cost-50-cheaper/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=green-hydrogen-production-cost-50-cheaper

<https://yourstory.com/2022/06/funding-spendflo-terra-do-avaana-capital-newtrace-accel/amp>

<https://www.globenewswire.com/news-release/2021/04/16/2211541/28124/en/Global-Green-Hydrogen-Power-Industry-Report-2020-Featuring-Upcoming-Key-Players-NEL-Hydron-Energy-Horizon-Fuel-Cell-Technologies-Hydrogen-Pro.html>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/4G8jM/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/qP7K0/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/eeAmB/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/wwzD/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/m35Nn/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/7em2M>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/aRLDO/overview>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/RnWyN>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/bllGv>

<https://app.cbinsights.com/profiles/c/4YZjR/overview>