



INTESA SANPAOLO
INNOVATION CENTER

MOST
CENTRO NAZIONALE PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

SPOKE 14

INDUSTRY TRENDS REPORT ENERGY, ENVIRONMENT & UTILITIES HYDROGEN

H₂ HYDROGEN POWER
CLEAN ENERGY OF THE FUTURE



Ministero
dell'Università
e della Ricerca



Finanziato
dall'Unione europea
NextGenerationEU



I dati e i commenti riportati nella presente pubblicazione sono stati elaborati e forniti in massima parte da Frost & Sullivan. L'elaborazione è basata su informazioni proprietarie e su una serie di fonti terze, incluse le aziende, le organizzazioni e le istituzioni accademiche citate nel testo.

Tutti i diritti riservati. Sono vietati la riproduzione, l'uso, la distribuzione, la pubblicazione, la trasmissione, la modifica o la vendita, con qualsiasi mezzo e a qualsiasi titolo, di tutto o parte del presente documento.

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY

4

INTRODUZIONE

8

PRODUZIONE DI H₂: TECNOLOGIE
DEGLI ELETTROLIZZATORI

13

PRODUZIONE DI H₂:
TECNOLOGIE EMERGENTI

28

STOCCAGGIO DI H₂

40

TRASPORTO E
APPLICAZIONI DELL'H₂

52

PRINCIPALI
ABBREVIAZIONI

66

EXECUTIVE SUMMARY

Il 2023 si è rivelato una sorta di banco di prova per il settore dell'idrogeno (H₂) poiché l'aumento dei costi e un maggiore controllo hanno ritardato il lancio di molti nuovi progetti. Tuttavia, vi è un consenso sul fatto che l'H₂ svolgerà un ruolo cruciale nella transizione energetica, considerando che la concorrenza geopolitica spingerà il mercato globale a 523 megatonni (MT) entro il 2050.

I miglioramenti nello stoccaggio e nel trasporto si combinano con una crescita delle applicazioni mentre, dal punto di vista della produzione, il **marrone** è attualmente la forma primaria, con il **blu** che funge da transizione verso il futuro emergente del **rosa** e del **verde**.

L'idrogeno **blu** utilizza **combustibili fossili** e la cattura e lo stoccaggio di carbonio e promette di generare ricavi per oltre 3 miliardi (Mrd) di dollari a livello globale entro il 2030, l'idrogeno **rosa** utilizza **l'energia nucleare** e offre capacità di carico di base e di picco, mentre l'idrogeno **verde** utilizza **energia rinnovabile** e ha il potenziale per soddisfare il 24% della domanda mondiale entro il 2050.

Il reforming del metano a vapore e autotermico sono i principali percorsi di produzione dell'idrogeno blu e, in misura minore, di quello rosa. È tuttavia l'avvento dell'idrogeno verde che faciliterà davvero il passaggio a emissioni nette zero.

In tale contesto, le tecnologie degli **elettrolizzatori** sono in una fase iniziale di sviluppo ed è necessaria un'azione in diverse aree per accelerarne l'adozione, ma la loro commercializzazione è fondamentale per la produzione di H₂ verde con promettenti benefici ambientali ed economici.

Le principali soluzioni includono membrane alcaline e di scambio protonico mentre guadagnano terreno le celle a ossido solido ed emergono le membrane a scambio anionico. Ciascun approccio ha i suoi vantaggi e svantaggi, ma tutti sono sostanzialmente comparabili in termini di consumo energetico, affidabilità e resa produttiva.

Nel complesso, si prevede che gli incrementi di capacità annuali degli elettrolizzatori per l'idrogeno verde cresceranno in modo esponenziale da soli 4,9 gigawatt (GW) a livello globale nel 2023 a oltre 300 GW nel 2030. L'adozione sarà supportata dall'uso di materiali avanzati e tecnologie digitali che si combineranno per migliorare l'efficienza e ridurre il costo dell'elettrolisi e dell'H₂ verde.

L'alcalino (ALK) rappresentava il 60% della capacità di produzione di H₂ verde nel 2023 e ciò si riflette nel fatto che rappresenta un'area di interesse per due dei primi tre operatori di mercato. Plug Power (Stati Uniti) apre la strada con 3 GW di capacità produttiva degli elettrolizzatori mentre LONGi (Cina) è al secondo posto, con la recente presentazione delle sue ultime soluzioni ALK, e John Cockerill (Belgio) detiene una quota del 7,5% e ha ambiziosi piani di espansione.

Loro e la lunghissima coda di produttori internazionali e regionali si trovano ad affrontare una serie di problemi complessi legati alla catena di approvvigionamento. L'accesso a

materie prime come platino, iridio e palladio e la loro disponibilità rappresentano un notevole ostacolo che deve essere superato affinché l'elettrolisi possa svilupparsi, ma, nonostante ciò, il settore dell'H2 ha definito una chiara tabella di marcia per lo sviluppo di un mercato fiorente per le tecnologie degli elettrolizzatori supportate da infrastrutture sostenibili.

Nell'ambito degli elettrolizzatori, l'innovazione si è concentrata sullo sviluppo di catalizzatori adatti all'elettrolisi dell'acqua pura, ma il 95% dell'H₂O disponibile è salmastra o salata. Esistono tuttavia quattro tipi di **tecnologie emergenti** che sfruttano l'acqua salata e che offrono un'efficienza comparabile o in alcuni casi maggiore rispetto all'attuale tecnologia commercializzata.

Gli approcci ibridi privi di cloro, ad esempio, utilizzano l'idrazina come anolita e l'acqua salata come catolita per produrre azoto anziché ossigeno all'anodo. SHYp (Regno Unito) è una start-up che ha sviluppato un elettrolizzatore ibrido privo di membrana che utilizza l'acqua salata per produrre idrogeno verde per numerose applicazioni offshore.

Al di là degli elettrolizzatori, la pirolisi del metano è un'alternativa che non ha bisogno di acqua. Il processo prevede la fessurazione ad alta temperatura del metano nel gas naturale in carbonio e idrogeno per produrre un combustibile a bassa emissione e ad alta densità.

La pirolisi del metano al plasma, ad esempio, è molto efficiente, con un forte output convertito e problemi di incrostazione ridotti, ma è anche costosa, attirando costi di capitale e operativi. SEID (Norvegia) e HiiROC (Regno Unito) sono tra le aziende che stanno guidando gli sviluppi in tal senso, sfruttando la tecnologia differenziata del plasma freddo e termico. Andando avanti, esiste la possibilità che i reattori nucleari vengano utilizzati per generare l'elevato calore necessario per la maggior parte dei processi di produzione di idrogeno per pirolisi al plasma.

Oltre a una produzione efficiente, il successo del settore dipende dallo sviluppo di uno **stoccaggio** efficace e, a tal proposito, l'H₂ offre sia pro che contro.

Nel complesso, nonostante i problemi di efficienza, l'idrogeno regge bene il confronto con altre tecnologie e svolge un ruolo chiaro nell'approvvigionamento energetico di base e di picco. Nell'Unione Europea, i governi nazionali e regionali hanno fornito un quadro normativo di supporto e una piattaforma finanziaria per lo stoccaggio e l'economia dell'idrogeno in generale. Insieme ad altre parti interessate a livello globale, questi soggetti stanno incoraggiando il lancio di quattro tecniche di stoccaggio dell'idrogeno.

Lo stoccaggio geologico, in cui l'H₂ è conservato in serbatoi di gas esauriti e caverne rocciose o di sale, è attualmente il metodo più utilizzato, ma sarà superato in termini relativi dallo stoccaggio liquido e ibrido entro il 2030. **Lo stoccaggio gassoso di superficie** sfrutta bombole, contenitori a pressione sferica o serbatoi mentre quello allo **stato solido**

immagazzina idrogeno in idruri metallici, intermetallici e complessi e il *liquido* utilizza vettori di idrogeno organico liquido e stoccaggio criocompresso. All'interno di quest'ultimo gruppo, gli operatori di mercato stanno studiando l'uso dell'ammoniaca come vettore, mentre il metanolo sta emergendo come alternativa economica ed ecologica.

In generale, la catena del valore dello stoccaggio rimane frammentata, con i compressori che rappresentano la spesa maggiore e i serbatoi che hanno bisogno di essere aggiornati per l'idrogeno. Le partnership e la fornitura di soluzioni indipendenti dal settore saranno fondamentali per creare un ecosistema dal lato dell'offerta pronto a soddisfare la crescente domanda.

Negli ultimi dati pubblicati, l'Hydrogen Council ha stimato che quasi tutta la domanda di idrogeno nel 2020 è scaturita dall'uso industriale esistente.

Man mano che si sviluppano soluzioni su larga scala, le celle a combustibile (fuel cell, FC) offrono un modo immediato per immagazzinare H₂ in piccole quantità e renderlo disponibile per l'**applicazione** come fonte di alimentazione. Nel settore energetico, le FC stazionarie vengono utilizzate per alimentare data center e impianti di cogenerazione. Nel settore automobilistico, offrono un'alternativa più densa alle batterie dei veicoli elettrici, riducendo peso e volume ed estendendone l'autonomia di guida.

Le FC sono applicabili sia ai veicoli privati che commerciali, in particolare nelle categorie medie e pesanti, dove i produttori stanno testando camion a lungo raggio. Si prevede che l'interesse per questo ambito continuerà ad aumentare man mano che le economie di scala riducono i costi e vengono intraprese azioni per ridurre le emissioni indirette derivanti dalla produzione.

Tuttavia, i miglioramenti all'infrastruttura di distribuzione dell'H₂ saranno fondamentali per l'espansione. Solo negli Stati Uniti, esistono piani ambiziosi per installare 7.200 stazioni di rifornimento entro il 2035, mentre l'Unione Europea ha introdotto normative favorevoli. Più in generale, lo scenario ideale è quello di collocare il produttore di H₂ e l'acquirente, ma, anche in questo contesto, l'idrogeno dovrà essere spostato da A a B.

I camion e le *navi* forniscono soluzioni di **trasporto** prontamente disponibili, ma a basso volume. Le *tubature per il trasporto* di H₂ dedicate e convertite offrono un'alternativa e possono essere vettori efficaci laddove una fornitura costante e certa giustifichi l'elevato investimento. Il loro lancio è coadiuvato dallo sviluppo e dall'impiego di nuovi materiali avanzati che rendono le tubature più robuste, flessibili e leggere.

Nel frattempo, il settore sta cercando di sfruttare il processo di estrazione dell'idrogeno per sviluppare "e-fuel" (carburanti sintetici), tra cui benzina elettrica, e-diesel ed e-cherosene.

Esistono diversi approcci alla produzione di e-fuel che sono distribuiti tra le metodologie **power-to-gas** e la predominante **power-to-liquid** e il loro vantaggio principale è quello di offrire un immediato sostituto della benzina che può essere distribuito attraverso le stesse pompe e utilizzato nei motori a combustione interna. Più in generale, il percorso **power-to-gas** può sfruttare l'idrogeno per fornire ammoniaca per fertilizzanti e gas di sintesi per il calore e l'energia industriali, mentre il percorso **power-to-liquid** può generare combustibili sostenibili anche per scopi marini e per produrre metanolo o etere dimetilico.

L'idrogeno sta trovando la sua applicazione non solo per i veicoli terrestri ma anche aerei con le celle a combustibile come fonte di energia emergente dei sistemi aerei senza pilota. Qui, il mercato è piccolo ma in rapida crescita per raggiungere 212,3 milioni di dollari a livello globale nel 2032. In altri Paesi, l'idrogeno liquido sta emergendo come un forte candidato per spedire i futuri veicoli spaziali in orbita ed è in fase di test da parte della NASA e di altre parti interessate.

Il presente report esamina tutti questi ambiti con particolare attenzione alle tecnologie attuali ed emergenti e ai casi d'uso che sosterranno l'economia dell'H2 in continua evoluzione.



INTRODUZIONE



Il 2023 si è rivelato una sorta di banco di prova per il settore dell'idrogeno poiché l'aumento dei costi e un maggiore controllo hanno ritardato il lancio di molti nuovi progetti

Nel complesso, il volume delle decisioni finali di investimento (FID) per i progetti di idrogeno (H₂) è stato basso negli ultimi 12-18 mesi. I risultati dell'utilizzo dell'H₂ in alcuni settori si sono rivelati deludenti, mentre i budget pianificati lo hanno reso impossibile. Parallelamente, i fornitori di tecnologia hanno faticato a fornire prove evidenti che saranno in grado di promuovere l'efficienza, e i progressi nel chiarire la legislazione e gli incentivi chiave sono stati lenti.

Tuttavia, nessuno di questi fattori cambia il fatto che l'idrogeno svolgerà un ruolo molto significativo nella transizione energetica in corso.

Nel 2024, il settore dovrebbe ottenere una maggiore certezza normativa che, a sua volta, consentirà più FID, mentre un maggiore controllo da parte degli investitori significherà probabilmente casi aziendali più forti per i progetti presentati. La riduzione dell'attività nei settori in cui esiste una migliore alternativa per la decarbonizzazione sposterà l'attenzione sulle aree in cui l'H₂ rappresenta la soluzione migliore. Le sfide rimangono, ma tra gli operatori di mercato vi è una forte volontà di prosperare.

Tuttavia, vi è un consenso sul fatto che l'H₂ svolgerà un ruolo cruciale nella transizione energetica, considerando che la concorrenza geopolitica spingerà il mercato a 523 MT entro il 2050

Fondamentalmente, sebbene vi sia rivalità attraverso e tra i Paesi, vi è un ampio accordo tra le principali potenze sulla necessità di compiere progressi nel settore dell'idrogeno come parte degli sforzi globali per affrontare il cambiamento climatico. Ad esempio, sia la Cina che gli Stati Uniti si sono impegnati a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) derivanti dalle loro economie, e l'uso dell'idrogeno come fonte di energia a basse emissioni di carbonio è un elemento chiave per raggiungere questo obiettivo.

L'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) stima che le emissioni del solo settore energetico abbiano raggiunto 37 gigatonnellate (Gt) di anidride carbonica

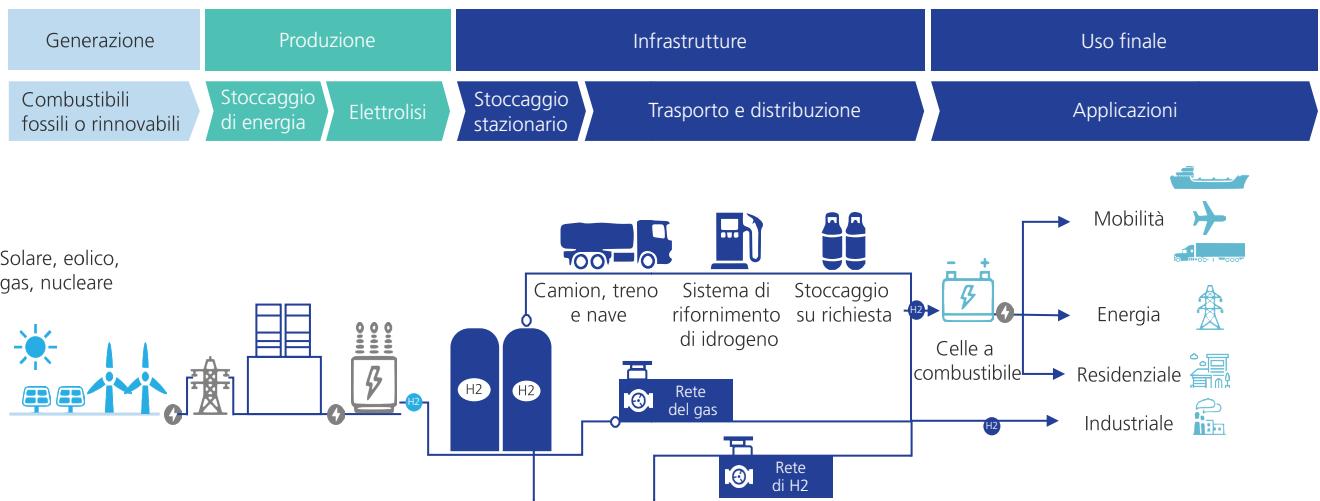
(CO₂) nel 2022. I responsabili politici di tutto il mondo stanno quindi cercando di passare a emissioni nette zero garantendo una rinnovata attenzione all'efficienza energetica e all'elettrificazione e un aumento della quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale.

A tal proposito, i combustibili a basse emissioni, come l'idrogeno e i suoi derivati, si presentano come materia prima ideale che contribuirà in modo significativo al raggiungimento di questo obiettivo, in particolare nei settori difficili da decarbonizzare. La domanda di idrogeno come combustibile a basse emissioni di carbonio è in costante aumento; ha raggiunto 95 megatoni (Mt) nel 2022 e si prevede che raggiungerà circa 523 Mt entro il 2050.

L'importanza dell'idrogeno si riflette nella sua crescente partecipazione alle strategie di riduzione delle emissioni. I governi di tutti i continenti hanno formulato attivamente tabelle di marcia a lungo termine per ottenere economie di scala e implementare percorsi per l'aumento della produzione di H₂. Entro il 2050, secondo l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (International Renewable Energy Agency, IRENA), si prevede che soddisferà il 14% del consumo totale finale di energia (TFEC) del mondo, in aumento rispetto al solo 1% nel 2020.



**I MIGLIORAMENTI NELLO STOCCAGGIO E NEL TRASPORTO SI COMBINANO CON
UNA CRESCITA DELLE APPLICAZIONI...**



...mentre, dal punto di vista della produzione, il grigio è attualmente la forma primaria, con il blu che funge da transizione verso il futuro emergente del rosa e del verde

La produzione di H₂ marrone prevede la gassificazione del carbone, mentre l'idrogeno **grigio** sfrutta il gas naturale e la reazione di reforming con vapore. In entrambi i casi, la fonte di calore è un **combustibile fossile**, il che significa che questi processi ampiamente utilizzati sono ad alta intensità di carbonio con elevate emissioni.

Anche l'H₂ blu utilizza **combustibili fossili** e tecniche di produzione convenzionali insieme alla cattura, all'utilizzo e allo stoccaggio del carbonio (CCUS). L'adozione di soluzioni CCUS migliora le credenziali ambientali della tecnologia e, poiché sono più scalabili, influenza direttamente i costi dell'idrogeno.

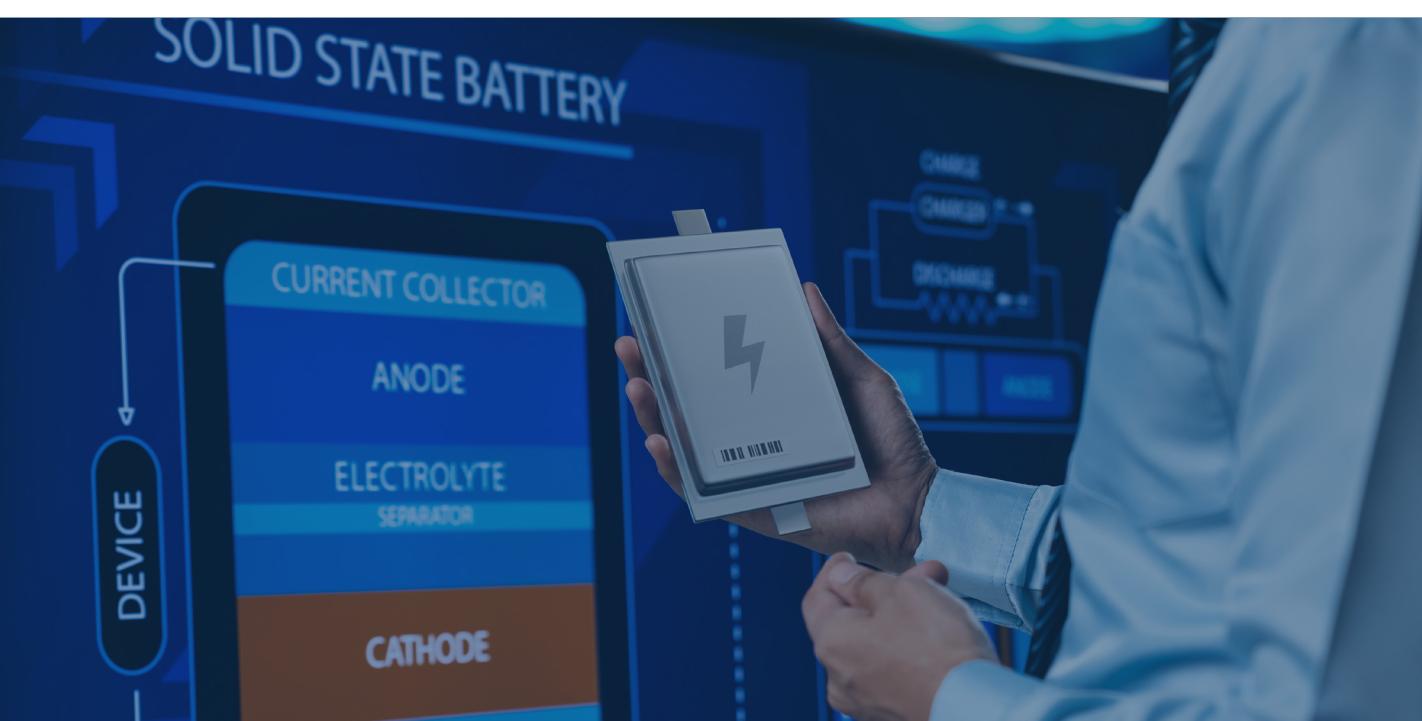
La generazione di H₂ verde prevede l'elettrolisi dell'acqua utilizzando fonti di **energia rinnovabile**. Sebbene non sia ancora competitivo in termini di costi su scala commerciale, riveste un'importanza significativa per l'approccio rinnovabile e in futuro rappresenterà il principale metodo di produzione. **L'H₂ rosa**, come il verde, utilizza l'elettrolisi dell'acqua, ma questa è alimentata dall'**energia nucleare**.

L'H₂ grigio attualmente rappresenta la forma primaria di idrogeno a livello globale, mentre l'H₂ blu funge da forma transitoria. Gli elevati requisiti in termini di capitale iniziale per la produzione di H₂ verde rappresentano una sfida, ma i governi e il settore privato stanno stanziando ingenti finanziamenti per la diffusione dell'idrogeno verde in varie applicazioni, come la produzione di acciaio e il settore dei trasporti.

L'idrogeno blu utilizza combustibili fossili e la cattura e lo stoccaggio di carbonio e promette di generare ricavi per oltre 3 Mrd di dollari a livello globale entro il 2030

Garantire un idrogeno a basse emissioni di carbonio sufficiente per soddisfare la domanda sarà una sfida notevole. L'idrogeno verde è una componente importante, ma l'**idrogeno blu** consente la produzione di H₂ da una fonte di energia di base, il che significa che fornisce una disponibilità garantita. Offre anche la possibilità di decarbonizzare i progetti di idrogeno grigio esistenti che possono essere riadattati con la tecnologia di cattura del carbonio, sebbene i progetti vergini dovrebbero essere la priorità per aumentare l'offerta.

I progetti di cattura del carbonio sono complessi e ad alta intensità di capitale. L'impianto nazionale di gas



liquefatto Gorgon in Australia, ad esempio, è il più grande del mondo e (anche se non direttamente correlato all'idrogeno) è operativo solo a un terzo della capacità, avendo affrontato diversi problemi tecnici. Affrontare questi ostacoli e ridurre i costi è essenziale per il successo dell'idrogeno blu; in caso contrario, i progetti sarebbero difficilmente fattibili.

È chiaro che sono necessari incentivi con gli Stati Uniti (USA) che dovrebbero estendere i crediti d'imposta ai progetti di cattura del carbonio. La Cina e gli USA hanno inoltre concordato di cooperare allo sviluppo di soluzioni di cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio su larga scala, il che fa ben sperare, poiché il tradizionale settore del petrolio e del gas (O&G), che in genere guida lo sviluppo della tecnologia, non ha una comprovata esperienza di rapida innovazione e riduzione dei costi.

I dati finanziari dell'H2 blu possono essere migliorati anche tramite:

- **Modularizzazione delle soluzioni**, che evita la necessità di costosi progetti su misura
- **Condivisione delle infrastrutture**, con la creazione di "hub dell'idrogeno" che riuniscono le aziende per condividere i costi di stoccaggio e delle condutture
- **Proposte as-a-service**, che consentono ai fornitori di eseguire interi progetti di idrogeno o, per lo meno, di collaborare senza problemi con altri operatori in tal senso

L'idrogeno rosa utilizza l'energia nucleare e offre capacità di carico di base e di picco

L'idrogeno blu non è l'unica fonte di energia di base possibile per la produzione di H2. Anche l'energia nucleare offre un notevole potenziale per la generazione di **idrogeno rosa**.

Le centrali nucleari di solito hanno fattori di capacità di circa il 90%, il che significa che funzionano 24 ore su 24, 7 giorni su 7, a parte le interruzioni per le operazioni di manutenzione, mentre per la maggior parte dei Paesi in cui sono presenti rappresentano una fonte fondamentale di elettricità. Tuttavia, a causa della crescita delle energie rinnovabili, ci sono sempre più periodi in cui l'elettricità viene generata in eccesso. In alcuni casi, ciò porta le centrali nucleari a non essere più competitive in termini di costi.

In queste situazioni, le centrali nucleari possono essere utilizzate per produrre idrogeno tramite un elettrolizzatore a ossidi solidi (SOE). I SOE sono altamente efficienti e hanno bisogno di una fornitura continua di elettricità, il che li rende perfetti per l'energia nucleare. Richiedono inoltre temperature elevate, di solito superiori a 700 gradi Celsius (C), mentre il processo di reazione nucleare si traduce in notevoli volumi di calore di scarto che possono contribuire ad alimentare l'elettrolizzatore, riducendo la quantità di elettricità necessaria, abbattendo le emissioni complessive dell'impianto e aumentando l'efficienza energetica.

La tecnologia SOE, che viene esaminata in dettaglio nel secondo capitolo del presente report, è dimostrata, e molte aziende dispongono di una soluzione già commercializzata o sono nelle fasi finali dello sviluppo del prodotto. Bloom Energy (USA) e Topsoe sono tra i

fornitori più importanti. Bloom Energy ha aumentato la sua produzione a 2 gigawatt (GW) nel 2023, mentre Topsoe, un produttore danese, sta costruendo un impianto da 500 megawatt (MW) che entrerà in funzione nel 2024 e ha la possibilità di scalarlo fino a 5 GW, in caso di raggiungimento degli obiettivi.

Per i fornitori di tecnologia nucleare, la produzione di H2 rappresenta un'interessante soluzione complementare e dovrebbe costituire una parte fondamentale del business case per l'estensione della durata di vita degli impianti, in particolare negli Stati Uniti, ma i Paesi europei che tentano di abbandonare il carbone avranno solo una capacità inutilizzata limitata.

L'idrogeno verde utilizza energia rinnovabile e ha il potenziale per soddisfare il 24% della domanda mondiale entro il 2050 attraverso ulteriori 160 Mrd di dollari di finanziamenti

L'economia dell'idrogeno si riferisce a uno scenario futuro in cui i Paesi farebbero affidamento sull'H2 come fonte di energia priva di carbonio che potrebbe essere utilizzata come combustibile commerciale e fornirebbe la

maggior parte dell'energia e dei servizi energetici di una nazione.

In questo contesto, l'**idrogeno verde**, generato da energie rinnovabili, sostituirebbe la necessità di combustibili fossili tradizionali ad alta intensità di carbonio come parte del mix energetico convenzionale. Le applicazioni potrebbero includere la generazione e il trasporto di elettricità, nonché lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili intermittenti.

Ci sono attualmente i primi segnali che lasciano intravedere che questo status quo potrebbe diventare una realtà con le celle a combustibile a H2 che hanno riscontrato investimenti di oltre 240 Mrd di dollari a livello globale solo nel 2022 e una crescente consapevolezza che l'idrogeno verde potrebbe far risparmiare circa 60 gigatonnellate di emissioni di carbonio entro il 2050 all'interno di un mercato del valore stimato di 89,45 Mrd di dollari entro il 2030. Entro il 2040, le aziende produrranno idrogeno verde su larga scala, poiché i costi della tecnologia diminuiranno di oltre il 60%.

Il presente report esamina ciascuno di questi ambiti con particolare attenzione alle tecnologie attuali ed emergenti e ai casi d'uso che sosterranno l'economia dell'H2 in continua evoluzione



PRINCIPALI ABBREVIAZIONI



AEM	Anion exchange membrane - Membrana a scambio anionico	GNL	Gas naturale liquido
IA	Intelligenza artificiale	LOHC	Liquid organic hydrogen carrier - Vettore di idrogeno organico liquido
ALK	Alkaline electrolyzer - Elettrolizzatore alcalino	MIO	Milione
ATR	Autothermal reforming - Reforming autotermico	MeOH	Metanolo
Mrd	Miliardo	MOF	Metal-organic framework - Struttura metallorganica
BOG	Boil-off gas - Gas di evaporazione	Mt	Megatone
°C	Grado Celsius	MW	Megawatt
CCfD	Carbon contracts for difference - Contratti per differenza di carbonio	O&G	Oil & Gas - Petrolio e Gas
CCUS	Carbon capture, utilization and storage - Cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio	OER	Oxygen evolution reaction - Reazione di evoluzione dell'ossigeno
CFRP	Carbon fiber reinforced polymer - Polimero rinforzato con fibra di carbonio	PEM	Proton exchange membrane electrolyzer - Elettrolizzatore a membrana a scambio protonico
CIER	Chlorine evolution reaction - Reazione di evoluzione del cloro	PFSA	Acido perfluorosolfonico
CO2	Anidride carbonica	PGM	Platinum group metal - Metallo del gruppo del platino
DAC	Direct air capture - Cattura diretta dall'aria	pH	Potenziale di idrogeno
UE	Unione europea	R&S	Ricerca e sviluppo
FID	Final investment decision - Decisione finale di investimento	FER	Fonte energetica rinnovabile
FiT	Feed-in-tariff - Tariffa feed-in	SMR	Steam methane reforming - Reforming del metano a vapore
GHG	Greenhouse gas - Gas a effetto serra	SOE	Solid oxide electrolyzer - Elettrolizzatore a ossidi solidi
Gt	Gigatonnellata	SOEC	Solid oxide electrolyzer cell - Cella elettrolitica a ossido solido
GW	Gigawatt	TFEC	Total final energy consumption - Consumo totale finale di energia
H2	Idrogeno	TPE	Thermal Plasma Electrolysis - Elettrolisi termica al plasma
HER	Hydrogen evolution reaction - Reazione di evoluzione dell'idrogeno	UK	Regno Unito
HzOR	Hydrazine oxidation reaction - Reazione di ossidazione dell'idrazina	USA	Stati Uniti
IoT	Internet of Things - Internet delle cose	V	Volt
KOH	Idrossido di potassio		
kW	Kilowatt		

INTESA SANPAOLO INNOVATION CENTER:

Intesa Sanpaolo Innovation Center è la società del Gruppo Intesa Sanpaolo dedicata all'innovazione che esplora e studia nuovi modelli di business e di ricerca e agisce da stimolo e motore per la new economy in Italia. La società investe in progetti di ricerca applicata e start-up ad alto potenziale, per favorire la competitività del Gruppo e dei suoi clienti e accelerare lo sviluppo dell'economia circolare in Italia.

Con sede nel grattacielo di Torino progettato da Renzo Piano e un network nazionale e internazionale di hub e laboratori, l'Innovation Center è un abilitatore di relazioni con gli altri stakeholder dell'ecosistema dell'innovazione - come imprese tech, start-up, incubatori, centri di ricerca e università - e promotore di nuove forme di imprenditorialità nell'accesso ai capitali di rischio. Le attività principali su cui si concentra il lavoro di Intesa Sanpaolo Innovation Center sono l'economia circolare, lo sviluppo delle start-up più promettenti, gli investimenti in capitale di rischio della società di gestione Neva SGR e la ricerca applicata.

Per ulteriori informazioni sui prodotti e i servizi di Intesa Sanpaolo Innovation Center, contattare businessdevelopment@intesasanpaoloinnovationcenter.com

FROST & SULLIVAN:

Con oltre cinquant'anni di esperienza, Frost & Sullivan è conosciuta in tutto il mondo per i suoi servizi dedicati a investitori, dirigenti d'azienda e autorità pubbliche, aiutandoli a orientarsi nei cambiamenti economici e a riconoscere tecnologie rivoluzionarie, macrotendenze, nuovi modelli di business e aziende promettenti, creando ininterrottamente opportunità di crescita per un futuro di successi.

Per ulteriori dettagli sull'ambito di attività e sui servizi offerti da Frost & Sullivan, contattare

LIVIO VANINETTI

Direttore Operativo Frost & Sullivan per l'Italia;
livio.vaninetti@frost.com

Data di pubblicazione: aprile 2024

Questo lavoro è stato sostenuto nell'ambito del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza (PNRR), Missione 4 Componente 2 Investimento 1.4 - Bando n. 3138 del 16 dicembre 2021 del Ministero dell'Università e della Ricerca, finanziato dall'Unione Europea - NextGenerationEU [Award Number: CNMS denominato MOST, Decreto di Concessione n. 1033 del 17 giugno 2022, adottato dal Ministero dell'Università e della Ricerca, CUP: B13D21011870004, Spoke 14
"Idrogeno e nuovi carburanti"].

