

LINEE GUIDA PER LO SVILUPPO DI ECOSISTEMI ALIMENTATI A IDROGENO VERDE IN AMBITO ALPINO

Capitalizzazione di ecosistemi a idrogeno verde in ambito alpino



Interreg



Co-funded by
the European Union

Alpine Space

AMETHyST



SOMMARIO

1 INTRODUZIONE

3

2 VALUTAZIONE DEGLI ECOSISTEMI ALPINI ALIMENTATI A IDROGENO VERDE

5

Identificare l'area di riferimento

8

Valutare il potenziale in termini di risorse rinnovabili

8

Identificare la domanda potenziale

11

Come collegare produzione e domanda?

12

Impatti ambientali e sociali

13

Capire il flusso di processo

14

3. PROGETTARE ECOSISTEMI ALPINI ALIMENTATI A IDROGENO VERDE

15

Equilibrio tra domanda e offerta

16

Le tecnologie più adatte

17

Valutazione tecnico - economica

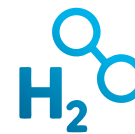
32

4. RÉFÉRENCES

33



1 INTRODUZIONE



L'idrogeno verde (H₂) rappresenta un'opportunità chiave per lo sviluppo energetico sostenibile nelle regioni alpine. È però importante prendere in esame alcune considerazioni. Sebbene l'idrogeno sia spesso presentato come un elemento fondamentale per accelerare la transizione energetica, la sua produzione da fonti rinnovabili registra ancora costi elevati e presenta sfide irrisolte da un punto di vista tecnologico. Senza un'attenta pianificazione, i progetti sull'H₂ potrebbero dar luogo a investimenti inefficienti piuttosto che a soluzioni strategiche per la decarbonizzazione.



L'idrogeno può essere prodotto in diversi modi. Delle circa 230 Mt prodotte annualmente a livello globale, oltre il 95% è prodotto tramite [Steam Methane Reforming](#) (SMR), un processo che utilizza il gas metano sia come materia prima che come fonte di energia. Questo processo comporta un'emissione compresa tra 7,5 e 12 kg di CO₂ per kg di idrogeno prodotto [1, 2, 3]. Nel 2023, questo processo provocato l'emissione di 920 Mt di CO₂ [4]. Questo tipo di idrogeno è utilizzato principalmente per la produzione di fertilizzanti.

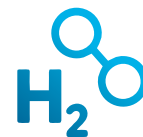
Il Progetto [AMETHyST](#) si rivolge principalmente alle valli alpine, dove l'idrogeno può svolgere un ruolo strategico unicamente nei contesti in cui l'elettrificazione non risulta essere un'opzione praticabile. Ciò significa che l'opzione idrogeno verde dovrebbe essere considerata principalmente per quei settori o quelle aree geografiche in cui l'elettrificazione diretta non è possibile. È qui che dovrebbero essere indirizzati i flussi di investimento. Per tutte le altre applicazioni, l'elettrificazione rimane la soluzione da preferire in quanto è più efficiente ed economicamente sostenibile.

È inoltre fondamentale sottolineare che la filiera dell'[idrogeno](#) ha una bassa efficienza complessiva dalla produzione all'uso finale. Le perdite di conversione in ogni fase del processo si traducono in un'efficienza complessiva spesso inferiore al 30%, e il mantenimento anche di questo livello richiede sistemi altamente ottimizzati. Mentre ci muoviamo verso un sistema energetico più pulito, dobbiamo assicurarci che la transizione non porti a un panorama energetico ancora meno efficiente. Una pianificazione ponderata, lo sviluppo tecnologico e una chiara visione strategica sono essenziali per integrare l'idrogeno dove ha veramente senso, evitando allo stesso tempo inutili sprechi energetici e finanziari.

Questo documento si propone di fornire delle linee guida per la progettazione, la sperimentazione e la valutazione dei settori di applicazione dell'H₂ verde nei contesti alpini. Inizialmente si forniscono indicazioni su come effettuare una valutazione dell'ecosistema locale, analizzando la disponibilità di fonti di energia rinnovabile, la potenziale domanda di idrogeno e la capacità di produzione. Ci si concentra quindi sul flusso di processo, distinguendo le fasi chiave e valutando gli impatti ambientali e sociali della diffusione dell'H₂.

Nella fase di progettazione, la metodologia si concentra sull'allineamento della produzione con la domanda, sulla selezione delle tecnologie più adatte e sulla conduzione di uno studio di fattibilità tecnico-economica per garantire la sostenibilità a lungo termine.

Queste linee guida si basano sull'evidenza dei test pilota realizzati nell'ambito delle attività del progetto e costituiscono una base per favorire la replicabilità delle soluzioni analizzate anche in altre regioni alpine. Il documento può costituire un valido strumento per le autorità pubbliche e gli sviluppatori di progetti sull'H₂, promuovendo un processo decisionale informato e favorendo una pianificazione energetica strategica.



2 VALUTAZIONE DEGLI ECOSISTEMI ALPINI ALIMENTATI A IDROGENO VERDE



In questa prima fase vengono identificate le caratteristiche principali del territorio per valutare l'effettiva fattibilità del progetto e garantire un uso razionale delle risorse disponibili. Questo passaggio è fondamentale per evitare investimenti inefficaci e per garantire che l'idrogeno sia utilizzato solo in quei contesti in cui rappresenta la soluzione più efficiente rispetto all'elettrificazione diretta.



Affinché la transizione energetica abbia successo, è necessario sfruttare il potenziale del territorio e verificare se è idoneo alla soluzione che si intende applicare piuttosto che imporre modelli dall'alto proponendo processi che nel tempo si riveleranno essere invariabilmente insostenibili, sia economicamente che ambientalmente.

L'analisi del potenziale viene realizzata su diversi livelli:

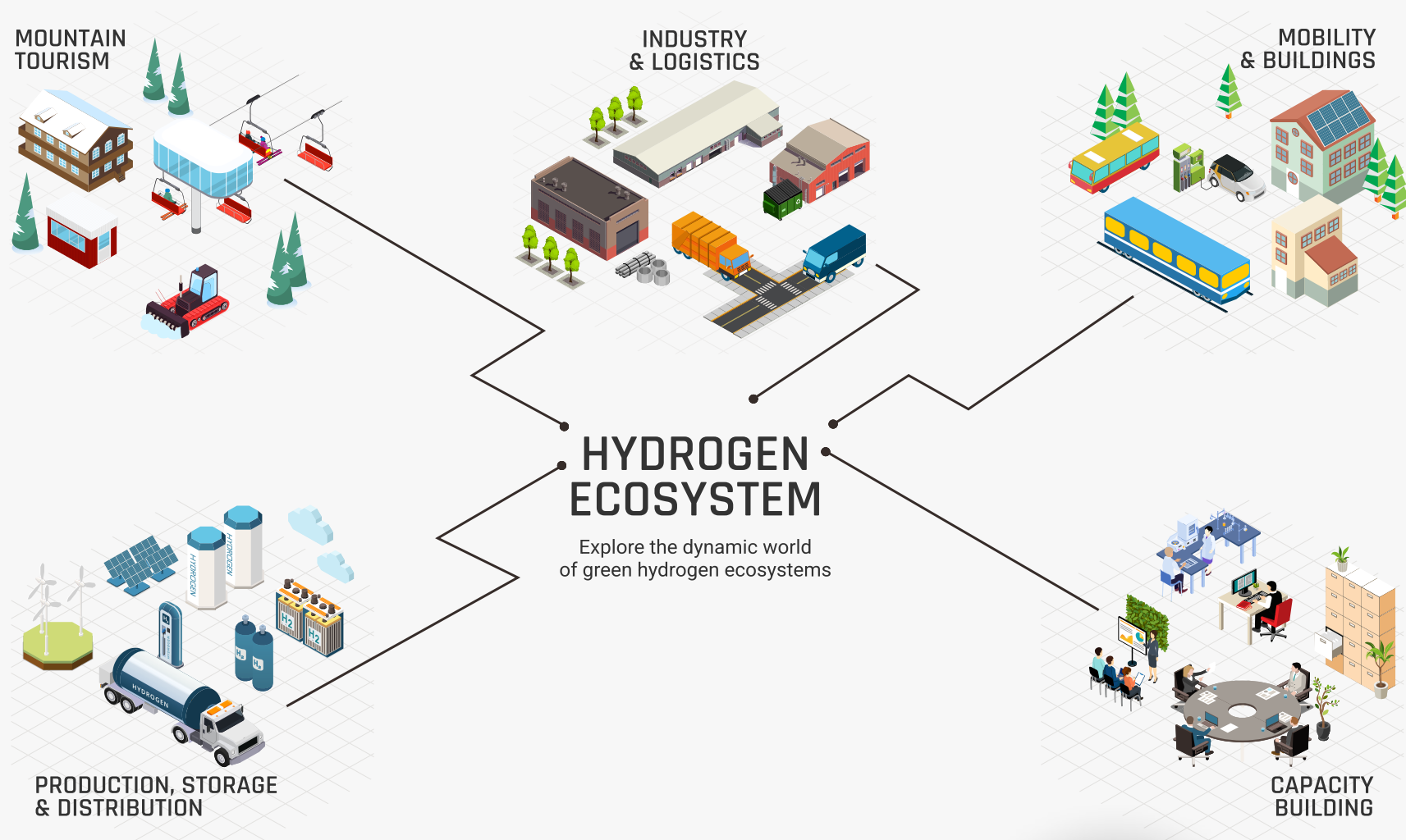
- **Identificazione della regione alpina di riferimento.**
- **Analisi delle fonti di energia rinnovabile esistenti e disponibili:** la disponibilità e il potenziale della produzione di energia locale da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biomassa) sono analizzati per garantire che la produzione di idrogeno sia veramente verde e sostenibile.
- **Valutazione della domanda locale di idrogeno:** vengono identificati i settori e le applicazioni in cui l'idrogeno può essere utilizzato, ad esempio nei trasporti pesanti, nei processi industriali difficili da elettrificare o in aree isolate in cui l'elettrificazione non è fattibile.
- **Valutazione della struttura della rete energetica:** viene analizzata la rete elettrica locale per capire se l'energia rinnovabile disponibile è utilizzabile in modo più efficace direttamente o se è necessario l'accumulo sotto forma di idrogeno per gestire i surplus di produzione o eventuali esigenze specifiche.
- **Analisi del potenziale di produzione di idrogeno:** si valuta quanto idrogeno potrebbe essere prodotto localmente rispetto alla disponibilità di energia e alle infrastrutture esistenti o pianificate.
- **Valutazione dell'impatto ambientale e sociale:** oltre agli aspetti tecnici, è essenziale prendere in considerazione le eventuali ricadute di ordine ecologico e sociale sul territorio, assicurandosi che sia veramente sostenibile e accettato dalla comunità locale.



Questa fase preliminare consente di stabilire se l'idrogeno è una scelta sensata per il territorio considerato o se altre strategie di decarbonizzazione sono più appropriate. Una valutazione approfondita evita lo spreco di risorse e consente di sviluppare progetti mirati, con un impatto concreto e sostenibile.



L'immagine sottostante evidenzia le caratteristiche chiave di un ecosistema a idrogeno. Un'infografica interattiva è disponibile qui <https://skhyline.eu/>.



Sorgente: <https://skhyline.eu/>





IDENTIFICARE L'AREA DI RIFERIMENTO

Il primo passo da compiere è quello di identificare l'area di riferimento in termini di copertura territoriale, andando oltre eventuali considerazioni di mera natura politica o geografica. L'area prescelta può essere delimitata a seconda del contesto: le ragioni possono essere geografiche, di confine, demografiche, ecc. Dalla delimitazione dell'area dipendono anche i parametri per definire la sostenibilità del progetto in termini tecnici, economici, sociali e ambientali.

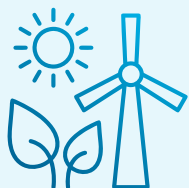
VALUTARE IL POTENZIALE IN TERMINI DI RISORSE RINNOVABILI

La Commissione Europea ha adottato una strategia che definisce le condizioni per le quali l'idrogeno, i combustibili a base di idrogeno e altri vettori energetici possono essere considerati combustibili rinnovabili di origine non biologica ([RFNBO](#)). Questi atti chiariscono l'applicazione del principio di addizionalità e sono entrati in vigore il 10 luglio 2023.

Il principio di addizionalità per l'idrogeno rinnovabile è definito negli [Atti Delegati dell'UE sull'Idrogeno Rinnovabile](#), che sono stati adottati nel giugno 2023. È prevista un'introduzione graduale del pacchetto di norme. Il processo di adozione prevede una fase transitoria iniziale per i progetti avviati prima del 1° gennaio 2028, in cui i requisiti di addizionalità saranno applicati con flessibilità. Durante questo periodo, i produttori potranno allineare la produzione di idrogeno con le fonti rinnovabili su base mensile. La piena attuazione entrerà in vigore dal 1° gennaio 2030 quando il principio di addizionalità diventerà rigoroso, richiedendo una corrispondenza temporale più precisa (probabilmente oraria o giornaliera). Gli Stati membri possono imporre norme più severe già dal 1° luglio 2027.



Questo principio è applicato secondo i seguenti criteri principali:



FONTI DI ENERGIA:

- Gli elettrolizzatori devono usare l'elettricità prodotta da nuovi impianti rinnovabili (non esistenti all'inizio del Progetto)
- Alternative possibili:
 - Connessione a rete elettrica con produzione elettrica media annua da rinnovabili $\geq 90\%$
 - Emissioni inferiori a $18 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ (ovvero circa $56 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$).



CORRELAZIONE SPAZIO TEMPORALE:

- Spaziale: la produzione deve avvenire nella stessa zona del mercato elettrico (zona di offerta) o in zone offshore interconnesse.
- Temporale: l'energia rinnovabile deve essere generata nello stesso periodo (ora/giorno/mese) in cui opera l'elettrolizzatore.



STRUMENTI CONTRATTUALI:

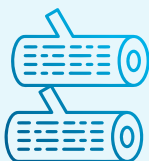
- Accordi di acquisto di energia (PPA) con nuovi impianti rinnovabili
- Autoproduzione diretta di energia rinnovabile.
- Fino al 2030 è consentita una correlazione mensile tra la produzione di idrogeno e le fonti rinnovabili. Per i progetti avviati prima del 2028, è consentito l'uso dell'elettricità di rete a condizione che sia compensato da nuovi PPA rinnovabili nello stesso Stato membro.

Questo quadro mira a garantire che le crescenti forniture di idrogeno rinnovabile siano collegate a una produzione di energia rinnovabile nuova, piuttosto che esistente, incentivando un aumento del volume di energia rinnovabile disponibile nell'UE.

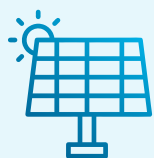
Sulla base di questo presupposto, è importante identificare le fonti rinnovabili più presenti nel territorio, o meglio, quelle più disponibili.



Una volta noti i confini del sistema, viene analizzato il potenziale delle fonti rinnovabili nel territorio. Di seguito è riportato un breve elenco di potenziali fonti tipiche delle realtà alpine.

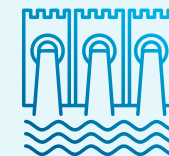


BIOMASSA LEGNOSA: questa è tra le fonti più disponibili nel territorio alpino. Nonostante la sua diffusione e l'aumento della copertura della superficie forestale in alcuni territori, una stima realistica della biomassa recuperabile con una gestione sostenibile del territorio è tutt'altro che semplice. Considerato l'attuale sfruttamento per scopi di riscaldamento e le basse rese per la conversione elettrica mediante combustione, la produzione di idrogeno mediante elettrolisi basata su questa fonte è assolutamente sconsigliata. Piuttosto, sono attualmente in fase di esplorazione i progressi tecnologici nella produzione di idrogeno mediante pirolisi e gassificazione ([TRL 5-6](#)).



FOTOVOLTAICO: sebbene questa fonte non sia favorita nell'ambiente alpino data la limitata produttività dovuta alla minore insolazione rispetto ai territori di pianura, il fotovoltaico di nuova generazione (soprattutto i pannelli solari bifacciali) lascia spazio a soluzioni interessanti e fino a pochi anni fa decisamente meno convenienti. Altre soluzioni che distribuiscono la produzione mitigando i picchi di produzione nelle ore centrali, piuttosto che massimizzando la produttività annuale, possono essere interessanti. Anche la ridistribuzione della produzione al mattino (esposizione a est) e alla sera (esposizione a ovest) può essere interessante. Questo strumento sviluppato dal [JRC](#) è un buon riferimento per le valutazioni in termini di previsione della produzione di qualsiasi nuovo impianto.

IDROELETTRICO: sebbene la diffusione di questa fonte nell'ambiente alpino sia la prima per importanza per la produzione di elettricità, i territori alpini sono spesso già ampiamente saturi in termini di impianti di produzione idroelettrica. È quindi consigliabile valutare eventuali surplus negli impianti esistenti, utilizzandoli per la produzione di idrogeno piuttosto che per l'immissione in rete. Da un punto di vista della sostenibilità economica, questa possibilità deve essere valutata attentamente, confrontando i possibili vantaggi della produzione di idrogeno con le vendite dirette alla rete elettrica. Nel caso di installazione di nuovi impianti, è importante considerare i requisiti per il rispetto delle norme ambientali e il deflusso minimo del corso d'acqua, soprattutto considerando la variazione locale dei regimi pluviometrici dovuta al cambiamento climatico. Nel caso di impianti a bacino, soprattutto dove è possibile il pompaggio, il loro utilizzo per la produzione di idrogeno è sconsigliato, è invece raccomandato lo sfruttamento per la capacità di accumulo e quindi la mitigazione dei picchi di domanda.



EOLICO: sebbene questa fonte non sia così diffusa come le precedenti nell'ambiente alpino, il suo utilizzo per la produzione di idrogeno rinnovabile non è da escludere. Ciò è ancora più valido in termini di integrazione con il fotovoltaico essendo che queste fonti sono spesso complementari sia in termini di produzione oraria che stagionale. Alle pagine seguenti sono consultabili dei riferimenti utili per la valutazione della previsione di produzione di nuovi impianti a livello [europeo](#) e [globale](#).



IDENTIFICARE LA DOMANDA POTENZIALE

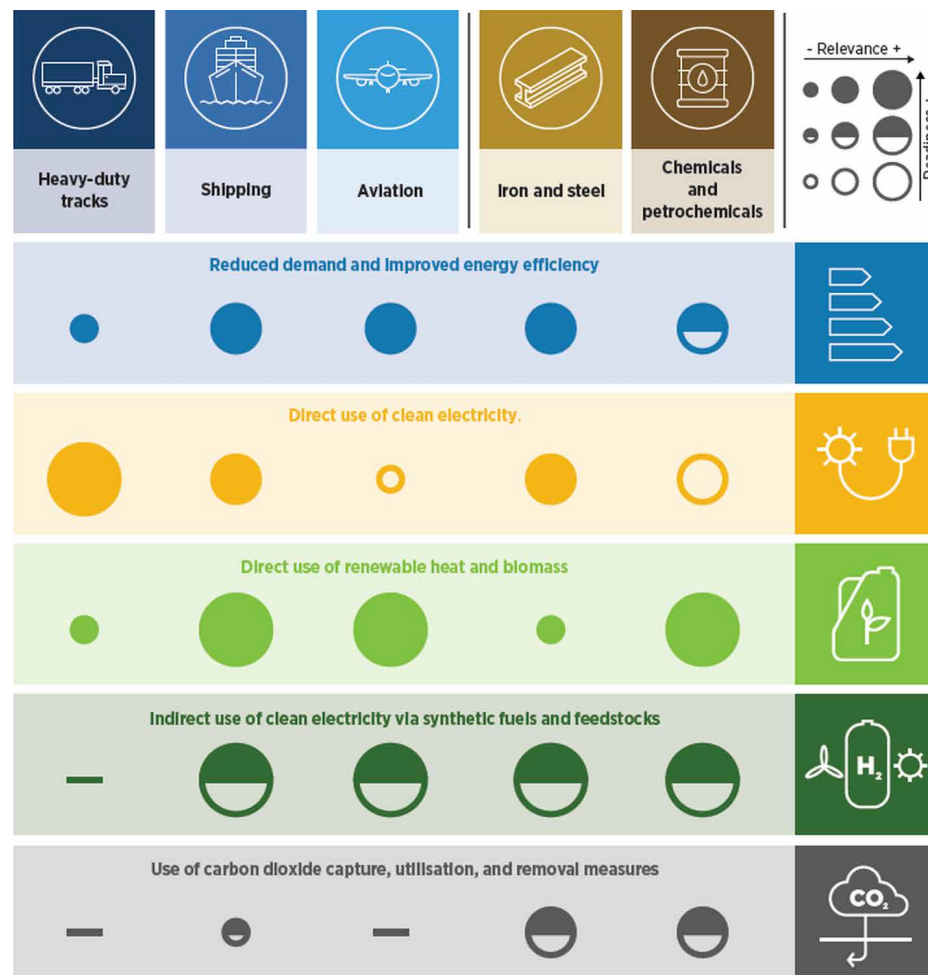
Un altro aspetto chiave è la definizione della domanda potenziale, ovvero quali sono i potenziali usi dell'idrogeno nel contesto identificato? Come sottolineato in precedenza, è fondamentale identificare la domanda di quegli usi per i quali l'elettificazione non è fattibile, data la minore efficienza dell'idrogeno rispetto all'uso diretto dell'elettricità.

Di seguito sono riportati alcuni esempi di applicazioni:

- Trasporto pesante su terreni accidentati o scoscesi
- Industrie che richiedono calore ad alta temperatura
- Uso di veicoli pesanti per servizi legati al turismo (ad esempio battipista)

L'uso dell'idrogeno per il riscaldamento domestico è generalmente sconsigliato a causa della bassa efficienza complessiva della catena di produzione-utilizzo dell'idrogeno verde, in particolare se valutata da una prospettiva di efficienza exergetica o di secondo principio. I molteplici passaggi di conversione coinvolti - da elettricità a idrogeno e ritorno a energia termica - si traducono in significative perdite di exergia, rendendo l'elettificazione diretta o soluzioni rinnovabili alternative nettamente più efficienti. È quindi necessario identificare i settori difficili da decarbonizzare (hard-to-abate) nell'area di riferimento e valutare i potenziali usi dell'idrogeno rispetto ad altre tecnologie a zero emissioni di carbonio, soprattutto in relazione a una potenziale elettificazione. È utile stimare la potenziale domanda in termini di quantità e, ove possibile, le condizioni termodinamiche (in particolare lo stato di aggregazione e la pressione operativa dei dispositivi). Questi parametri sono fondamentali nella valutazione del processo a monte.

Fonte: IRENA Technical Report, 2024 [6].



Summary of the key technological pathways and readiness assessment for selected sectors

COME COLLEGARE PRODUZIONE E DOMANDA?

Una volta identificati i potenziali di produzione e utilizzo, è necessario confrontare l'offerta e la domanda. Una prima stima deve essere fatta in termini quantitativi, valutando la produzione annuale e la domanda annuale. La priorità è data alla disponibilità di elettricità per la produzione di idrogeno, il fattore determinante per la produzione. Se la domanda è inferiore alla produzione, è consigliabile approfondire la valutazione economica per ottimizzare le dimensioni degli impianti rinnovabili e garantire la loro sostenibilità economica/finanziaria.

È necessario condurre un'ulteriore analisi qualitativa, ovvero valutare la produzione in termini stagionali. Nel caso degli impianti fotovoltaici, la produzione sarà più alta in estate, mentre per l'energia eolica sarà il contrario. In termini di domanda, è necessario valutare eventuali picchi e verificare se è costante durante tutto l'anno.

Maggiore è il disaccoppiamento tra produzione e domanda, maggiore è la necessità di stoccaggio, il che porterà ad un aumento del costo dell'intero sistema di produzione.



IMPATTI AMBIENTALI E SOCIALI

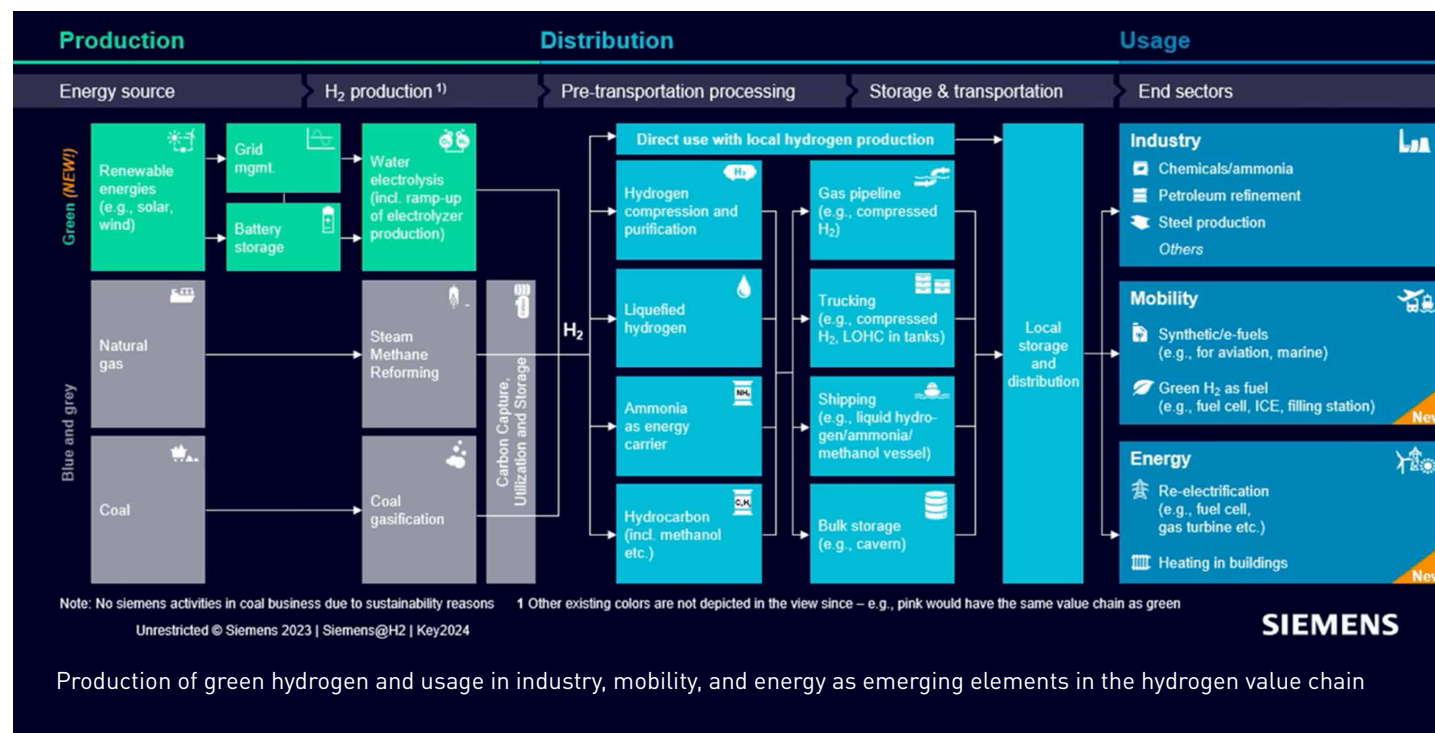
Nel quadro generale dell'analisi del contesto in cui si va a sviluppare l'ecosistema alimentato a idrogeno verde, è necessario valutare anche l'attività umana e le sfide ambientali e sociali.

1. A livello sociale, il coinvolgimento della comunità è fondamentale per evitare i fenomeni [NIMBY](#) (Not In My Backyard), che sono sempre più comuni oggi. L'accettazione pubblica è vitale per l'attuazione di progetti di successo poiché l'opposizione locale potrebbe far ritardare o addirittura deragliare l'iniziativa. Una comunicazione trasparente sui vantaggi derivanti dall'uso e utilizzo dell'idrogeno, come la riduzione delle emissioni e il miglioramento della qualità dell'aria, insieme a un'attenta considerazione di eventuali preoccupazioni sulla sicurezza, l'impatto ambientale e l'uso delle risorse, è la chiave per ottenere il sostegno da parte della comunità locale.
2. Da un punto di vista ambientale, la produzione e l'uso dell'idrogeno devono essere gestiti con attenzione per ridurre al minimo l'impronta ecologica. Ad esempio, è vero che l'idrogeno può contribuire a decarbonizzare [i settori difficili da abbattere](#) come il trasporto pesante e i processi industriali ad alta temperatura, ma la sua produzione deve basarsi su fonti di energia rinnovabile per evitare di spostare semplicemente le emissioni a monte del processo. Inoltre, l'infrastruttura per lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno deve essere progettata per ridurre al minimo l'uso del suolo e l'impatto visivo, a maggior ragione in un contesto alpino.
3. Una questione controversa potrebbe essere legata allo sfruttamento delle risorse idriche [7]. Ad esempio, nel caso dell'uso dell'idrogeno nelle stazioni sciistiche, l'acqua necessaria per la produzione di idrogeno si aggiungerebbe all'acqua già necessaria per la produzione di neve artificiale. Si stima che la produzione di un chilogrammo di idrogeno richieda 30-50 litri di acqua [8]. Ciò potrebbe esacerbare i problemi legati alla scarsità d'acqua, in particolare nelle regioni alpine dove le risorse idriche possono già essere sotto stress a causa dei cambiamenti climatici e dell'elevata domanda per le attività legate al turismo.

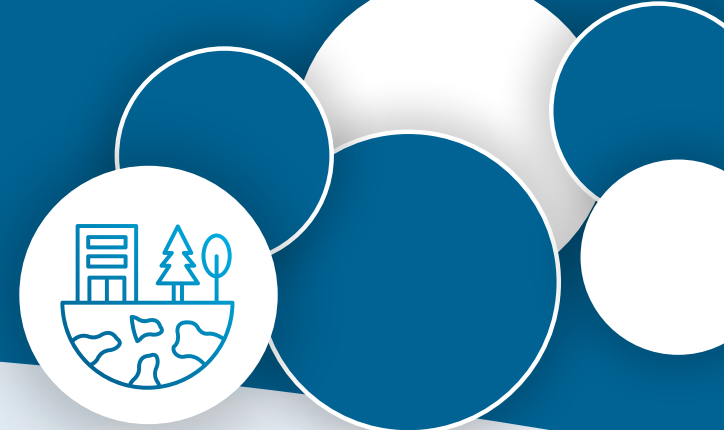


CAPIRE IL FLUSSO DI PROCESSO

L'ultimo passaggio di questo processo preliminare è la visualizzazione delle varie fasi in termini tecnici: produzione, stoccaggio, trasporto, utilizzo. Ciascuna di queste fasi comporta infrastrutture specifiche, che attualmente sono piuttosto costose. Per l'ottimizzazione dell'intero processo, è necessario visualizzare i collegamenti già nelle fasi preliminari. Inoltre, è essenziale coinvolgere tutte le parti interessate e promuovere il dialogo, lo scambio di conoscenze e la consultazione, soprattutto per quanto riguarda la produzione e l'utilizzo. Il principale motore è, infatti, la domanda di carburante. Infine, ma non meno importante, è utile verificare le possibili fonti di finanziamento e gli incentivi. L'immagine seguente è tratta dalla presentazione a Key Energy 2024, "Un partner tecnologico e affidabile lungo la catena del valore dell'idrogeno", di Valentina Dondi, Sales Director Chemical O&G Vertical market, Siemens Spa.



3 PROGETTARE ECOSISTEMI ALPINI ALIMENTATI A IDROGENO VERDE



L'attenzione è ora rivolta alla scelta delle tecnologie più adatte all'ecosistema identificato. Anche se le tecnologie dell'idrogeno sono in rapido sviluppo e si stanno adattando alle esigenze del mercato, la catena di approvvigionamento non è ancora completamente matura. Ciò influisce inevitabilmente sui costi delle tecnologie associate. I costi possono variare notevolmente a seconda della tecnologia selezionata anche all'interno della stessa fase di processo, ed è spesso difficile effettuare valutazioni deterministiche sui parametri tecnici a causa della mancanza di dati in letteratura. La ragione è che molte tecnologie non sono state ancora testate per lunghi periodi di tempo in condizioni di stress prolungato. In molti casi è necessario fare riferimento a pubblicazioni scientifiche per tenersi aggiornati sull'evoluzione delle tecnologie dell'idrogeno.

È importante considerare che una tecnologia spesso non vale l'altra in termini di costi/benefici, ed è molto difficile mantenere adeguati criteri di sostenibilità senza considerare l'ecosistema nel suo complesso e non in compartimenti separati. Ad esempio, la compressione dell'idrogeno a 500 o 1000 bar a valle dell'elettrolizzatore comporta una differenza significativa in termini di costi ed efficienza per l'intero processo.



EQUILIBRIO TRA DOMANDA E OFFERTA

Come già accennato, il primo passo da compiere è quello di cercare di raggiungere il bilanciamento tra offerta e domanda.

Più la produzione di idrogeno coincide in termini temporali (su diverse scale: stagionale, mensile, giornaliera) con le esigenze di consumo degli utenti, più si riducono i 'tempi morti', ma soprattutto si riducono le dimensioni dello stoccaggio, il che può avere un impatto significativo sul CAPEX finale, se mal dimensionato. Questi elementi saranno analizzati più approfonditamente nelle sezioni dedicate alla valutazione della logistica e del trasporto.

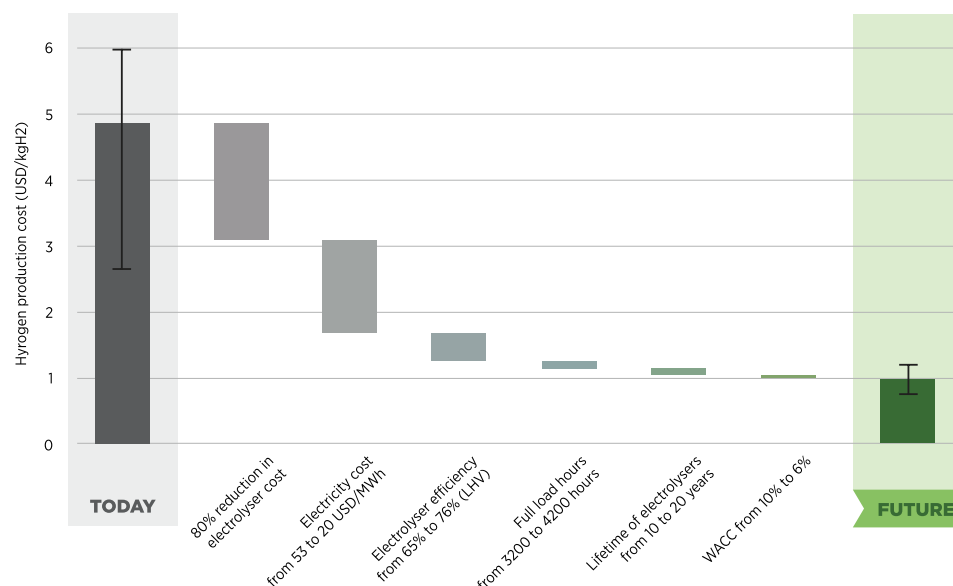
In altre parole, il bilanciamento tra offerta e domanda dovrebbe essere imprescindibile sin dalle prime fasi della progettazione dell'impianto di produzione di energia rinnovabile. È evidente che lo stesso ragionamento non si applica agli impianti già esistenti. In questo caso si dovrebbe valutare se l'investimento in termini di produzione di idrogeno è conveniente rispetto all'immissione di elettricità nella rete.

L'eventuale integrazione di altri impianti di produzione e/o di utenti per il consumo che non sono localizzati nell'area considerata deve essere valutata caso per caso. È evidente come la minimizzazione della distanza diminuisca i costi di trasporto, sia in termini energetici che economici.

Il grafico sottostante mette in evidenza i costi lato produzione, da considerare in termini qualitativi.

L'immagine seguente è tratta dal Rapporto Tecnico IRENA, 2020 [10].

A combination of cost reductions in electricity and electrolyzers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.

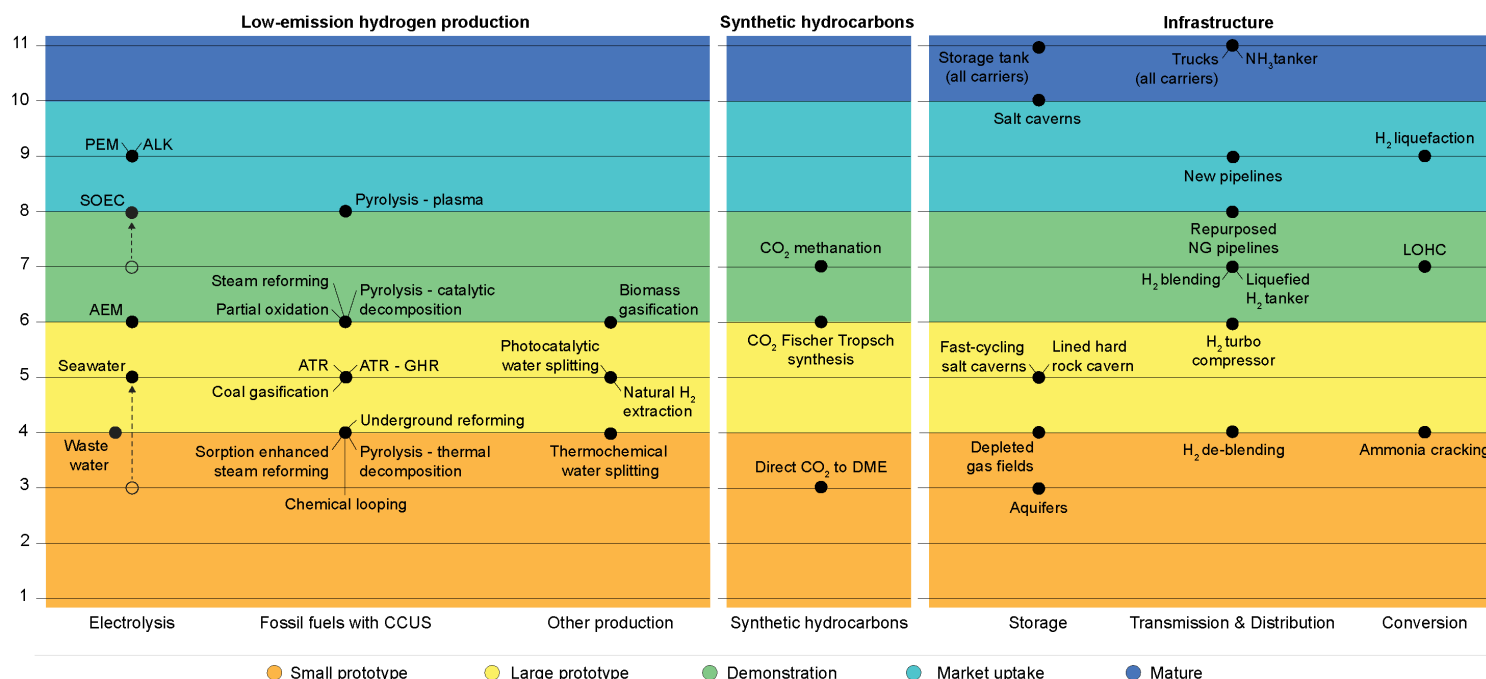


Note: 'Today' captures best and average conditions. 'Average' signifies an investment of USD 770/kilowatt (kW), efficiency of 65% (lower heating value - LHV), an electricity price of USD 53/MWh, full load hours of 3200 (onshore wind), and a weighted average cost of capital (WACC) of 10% (relatively high risk). 'Best' signifies investment of USD 130/kW, efficiency of 76% (LHV), electricity price of USD 20/MWh, full load hours of 4200 (onshore wind), and a WACC of 6% (similar to renewable electricity today).

LE TECNOLOGIE PIU ADATTE

La scelta della tecnologia più idonea dipende dalle caratteristiche dell'impianto. Innanzi tutto è fondamentale essere aggiornati sui progressi tecnologici nel settore. In secondo luogo, la selezione di una tecnologia che abbia raggiunto un livello di maturità tale per cui sia pronta a entrare nel mercato è un requisito fondamentale per un progetto di successo. La capacità di valutare efficacemente il livello di maturità delle tecnologie presenti sul mercato è altrettanto decisiva di una pianificazione accurata. L'immagine seguente è tratta dal [sito web dell'IEA](#) (International Energy Agency).

Technology readiness levels of production of low-emission hydrogen and synthetic fuels, and infrastructure



IEA. CC BY 4.0.

Notes: AEM = anion exchange membrane; ALK = alkaline; ATR = autothermal reformer; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; CH₄ = methane; DME = dimethyl ether; GHR = gas-heated reformer; LOHC = liquid organic hydrogen carrier; NH₃ = ammonia; PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolyser cell. Biomass refers to both biomass and waste. Arrows show changes in technology readiness level as a consequence of progress in the past year. For technologies in the CCUS category, the technology readiness level refers to the overall concept of coupling production technologies with CCUS and high CO₂ capture rates. Pipelines refer to onshore transmission pipelines. Storage in depleted gas fields and aquifers refers to pure hydrogen and not to blends. LOHC refers to hydrogenation and dehydrogenation of liquid organic hydrogen carriers. Ammonia cracking refers to low-temperature ammonia cracking. Technology readiness level classification based on [Clean Energy Innovation \(2020\)](#).

Sources: [IEA Clean Tech Guide \(2023\)](#); IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

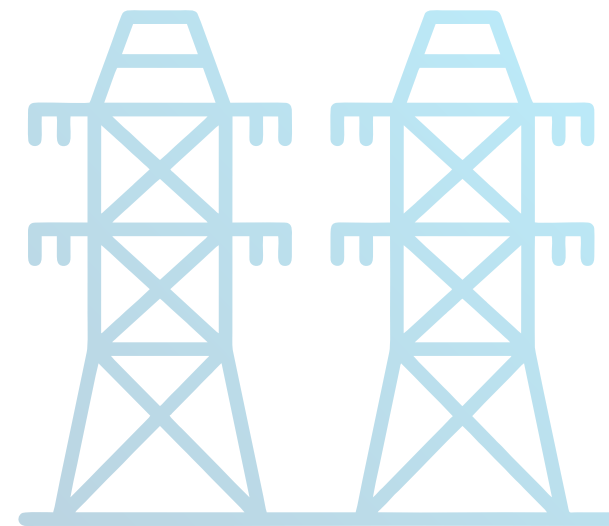
FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA

I metodi di approvvigionamento possono essere di diversi tipi:

IMPIANTO ISOLATO: nell'ottimizzazione dei sistemi di produzione di idrogeno non collegati alla rete, il dimensionamento dell'elettrolizzatore riveste un'importanza cruciale. Questo processo impone la ricerca di un equilibrio delicato tra diversi parametri che, al variare della taglia dell'impianto, tendono a comportarsi in maniera antitetica. Se da un lato elettrolizzatori più grandi possono inizialmente assorbire una porzione crescente dell'energia rinnovabile disponibile, questa capacità di utilizzo può raggiungere un plateau o persino diminuire per taglie eccessive, a causa dei loro limiti operativi minimi. Parallelamente, il fattore di capacità, indice dell'efficienza con cui l'elettrolizzatore opera rispetto al suo potenziale massimo, tende a decrescere con l'aumento della dimensione. Impianti sovradimensionati rischiano infatti lunghi periodi di inattività o funzionamento a regime ridotto. Puntare esclusivamente alla massimizzazione della produzione di idrogeno o dell'utilizzo energetico può quindi tradursi in un fattore di capacità molto basso, sminuendo l'efficacia dell'investimento. La dimensione ottimale è frutto di un compromesso: bilanciare una produzione di idrogeno significativa con un'operatività efficiente dell'elettrolizzatore, per assicurare la performance tecnico-economica del sistema. Si raccomanda di utilizzare una batteria adeguatamente dimensionata per l'accumulo giornaliero minimo di elettricità.

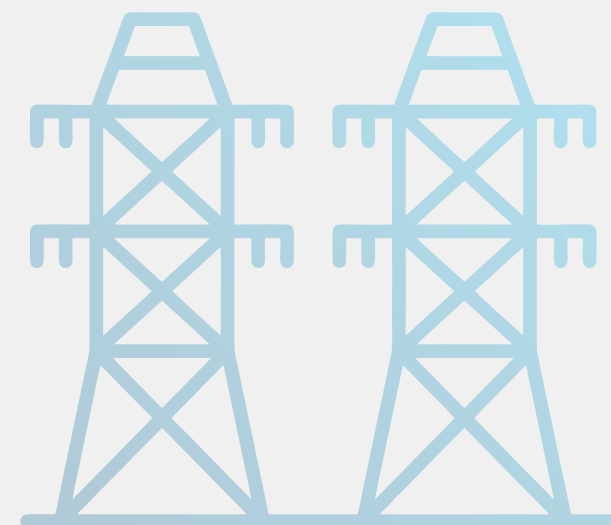
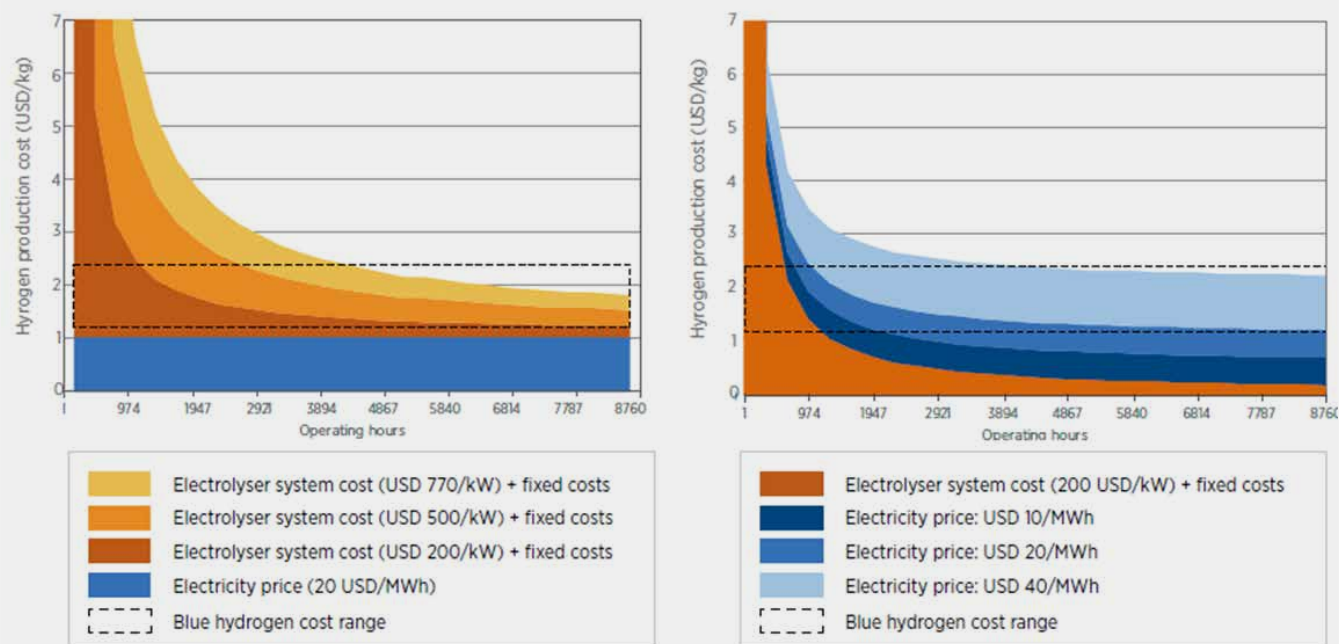
IMPIANTO RINNOVABILE + CONNESSIONE ALLA RETE (PPA): in questo caso dovranno essere valutati i costi di approvvigionamento, che variano di giorno in giorno. Pertanto, saranno necessarie stime di previsione di convenienza rispetto al costo orario dell'energia. Se l'obiettivo è massimizzare i parametri finanziari ed economici, si dovrà valutare quali sono gli intervalli di tempo in cui la produzione di idrogeno è conveniente rispetto al trasferimento di energia alla rete. Se, d'altra parte, l'obiettivo è massimizzare la produzione di idrogeno, la tendenza sarà quella di consumare tutta l'energia autoprodotta con una valutazione di convenienza rispetto all'acquisto di elettricità dalla rete. A seguito di queste valutazioni, si può considerare anche l'utilizzo dell'accumulo elettrico.

SOLO CONNESSIONE ALLA RETE (PPA): si considerano principalmente le valutazioni economico-finanziarie. Quest'ultimo caso è fortemente sconsigliato, sia per la dipendenza dal sistema elettrico sia per l'introduzione del principio di addizionalità citato in precedenza.



Influenza del fattore di capacità sul costo di produzione dell'idrogeno; indicazione qualitativa. L'immagine seguente è tratta dal Rapporto Tecnico IRENA, 2020 [10].

Hydrogen production cost as a function of investment, electricity price and operating hours.



Note: Efficiency at nominal capacity is 65% (with an LHV of 51.2 kWh/kg H_2), the discount rate 8% and the stack lifetime 80 000 hours.

Based on IRENA analysis.

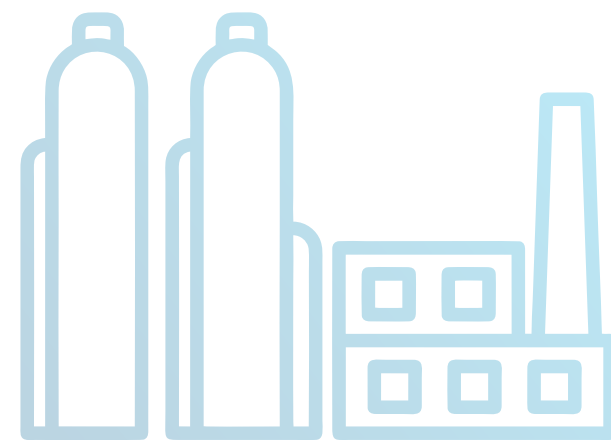
PRODUZIONE DI IDROGENO

L'elettrolisi dell'acqua rimane la tecnologia più matura e promettente per la produzione di idrogeno rinnovabile da fonti non carboniose. Comporta l'uso di elettrolizzatori, cioè dispositivi che utilizzano energia elettrica per dissociare gli atomi di idrogeno e ossigeno della molecola d'acqua. Questi elettrolizzatori possono essere di diversi tipi: AWE (Alkaline Water Electrolyzer), PEM (Proton Exchange Membrane), AEM (Anion Exchange Membrane) e SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell). Per i primi tre, tecnologicamente più maturi, il fabbisogno energetico per la produzione di un kg di idrogeno è compreso tra 50 e 65 kWh di elettricità. Poiché il potere calorifico dell'idrogeno è di 33,3 kWh/kg, il processo di elettrolisi ha un'efficienza (del primo principio) intorno al 55-70%. Gli elettrolizzatori a ossido solido, a differenza dei precedenti, funzionano a temperature operative elevate (600°C-900°C), consentendo la scissione del vapore in idrogeno e ossigeno, attraverso l'uso di una membrana ceramica a ossido solido.

Il costo delle tecnologie di produzione dell'idrogeno oggi è ancora molto elevato, l'installazione di un impianto di produzione di idrogeno comporta elevati costi di investimento (CAPEX) e costi operativi (OPEX) non trascurabili. Basti pensare alla componente relativa all'energia elettrica: ipotizzando un costo di 0,15 €/kWh, si nota che per la sola produzione di 1 kg di idrogeno si spendono più di 8 € con le soluzioni oggi esistenti.

Il risultato è che l'attuale stima dei costi per 1 kg di idrogeno verde prodotto è molto più alta dei 2-3 €/kg per l'idrogeno derivato da fonti fossili, in condizioni ottimali. Il costo elevato rende necessaria l'introduzione di incentivi per avere un minimo di competitività sul mercato. Per rendere l'investimento più interessante, i fattori di utilizzo giocano un ruolo importante: nel caso del bilanciamento della rete, questi difficilmente superano il 20%, un valore molto basso che compromette fortemente la sostenibilità economica dell'investimento. Pensando a un elettrolizzatore accoppiato a un impianto fotovoltaico a esso dedicato (e in assenza di batteria), le ore di utilizzo sono circa 2.000 all'anno, il che rende il costo del capitale un parametro critico da affrontare [10].

Prendendo in considerazione l'aspetto tecnico, le diverse tecnologie di elettrolizzatori presentano comportamenti diversi rispetto alle variazioni di intensità e frequenza dell'input di energia elettrica. In generale, tutti sono soggetti a frequenti accensioni e spegnimenti. Questi hanno un impatto sull'efficienza del dispositivo sia durante il funzionamento che a livello di ciclo di vita. Considerando l'intero ciclo di vita, è difficile dare un peso alla perdita di efficienza in funzione del numero di spegnimenti, principalmente a causa della mancanza di dati che coprano l'intero ciclo di vita e della novità delle tecnologie (in ordine di maturità: AWE, PEM, AEM e SOEC [11]).

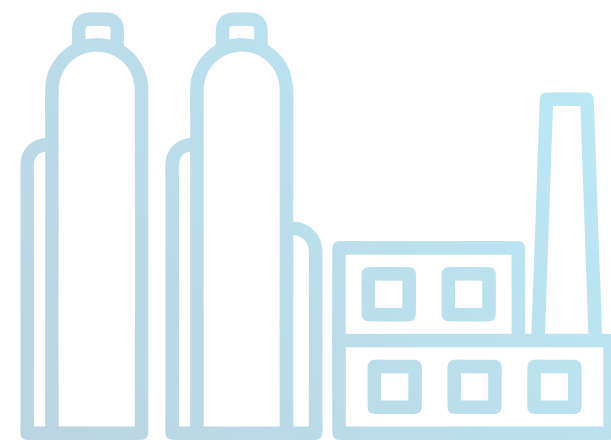


Inoltre, i tempi di accensione e spegnimento variano a seconda della tecnologia. Per una PEM, gli spegnimenti possono durare alcuni minuti, per un alcalino decine di minuti, per un SOEC fino a un'ora [9, 11]. È evidente che per un uso equilibrato, o per mitigare la sovra generazione/riduzione, ci sono molte variabili da considerare e le tecnologie esistenti devono essere ulteriormente sviluppate. Per questo uso, la SOEC è certamente il tipo di elettrolizzatore meno adatto per le ragioni già menzionate.

Considerazioni simili valgono per le variazioni in termini di energia in ingresso e variazioni di frequenza. Anche in questo caso, il tipo più adatto per carichi variabili e risposta in frequenza (Fast Frequency Response) sarebbe la PEM. Tuttavia, i metodi di produzione e la qualità del prodotto devono essere attentamente valutati direttamente con il fornitore e caso per caso. Oltre alle condizioni operative, principalmente pressione e temperatura, la qualità degli elettrodi e degli stack può fare la differenza. Certamente, una batteria può ridurre questi problemi aumentando la vita utile del prodotto (così come il fattore di utilizzo nel caso di produzione da impianti RES intermittenti), pur aggiungendo un costo non trascurabile al sistema [11, 12, 13].

Ancora una volta, sono necessari più dati e informazioni per valutare il degrado causato da usi non stazionari a seconda della tecnologia e delle condizioni d'uso.

Non dimenticare di controllare la purezza dell'idrogeno rilasciato dall'elettrolizzatore: un parametro critico per le sue varie applicazioni. Nelle celle a combustibile, è essenziale una purezza estremamente elevata (tipicamente $\geq 99,999\%$ o idrogeno di grado 5.0) perché anche tracce di impurità possono avvelenare i catalizzatori, riducendo drasticamente l'efficienza e la durata. Nella combustione diretta, i requisiti di purezza dell'idrogeno sono leggermente inferiori (circa il $99,9\%$ o il grado 3.0), ma i contaminanti possono comunque alterare il comportamento della combustione e le emissioni. Quando si immagazzina idrogeno in idruri metallici, è necessaria una purezza da moderata ad alta (di solito $\geq 99,99\%$ o grado 4.0), poiché le impurità possono degradare i materiali idruri e ridurre l'efficienza di stoccaggio. Diversi tipi di elettrolizzatori producono idrogeno con diversi livelli di purezza: gli elettrolizzatori alcalini producono tipicamente idrogeno con una purezza intorno al $99-99,9\%$, richiedendo un'ulteriore purificazione per applicazioni sensibili. Gli elettrolizzatori PEM (Proton Exchange Membrane), grazie al loro elettrolita solido e al design compatto, forniscono idrogeno con purezze del $99,999\%$ o superiori, rendendoli ideali per le celle a combustibile. Gli elettrolizzatori AEM (Anion Exchange Membrane), ancora in fase di sviluppo, mirano a combinare il basso costo dei sistemi alcalini con purezze che si avvicinano a quelle delle PEM (circa il $99,9-99,99\%$); gli elettrolizzatori SOEC (Solid Oxide Electrolyzers), che operano ad alte temperature, possono produrre idrogeno di purezza molto elevata (spesso $\geq 99,999\%$), ma sono più complessi e più adatti all'integrazione con i processi industriali. La scelta dell'elettrolizzatore giusto dipende fortemente dalla purezza dell'idrogeno richiesta per l'applicazione prevista.



Di seguito sono riportate tabelle utili per la valutazione dei parametri ottimali in base al potenziale, una tabella tratta dal rapporto IEA con riferimento alle diverse tecnologie disponibili sul mercato [10].

Parameter	Alkaline Electrolyzers	PEM Electrolyzers	AEM Electrolyzers	Solid Oxide Electrolyzers
Nominal Current Density	0.2-0.8 A/cm ²	1-2 A/cm ²	0.2-2 A/cm ²	0.3-1 A/cm ²
Voltage Range (Limits)	1.4-3 V	1.4-2.5 V	1.4-2.0 V	1.0-1.5 V
Operating Temperature	70-90°C	50-80°C	40-60°C	700-850°C
Cell Pressure	< 30 bar	< 30 bar	< 35 bar	1 bar
Load Range	15%-100%	5%-120%	5%-100%	30%-125%
H ₂ Purity	99.9%-99.9998%	99.9%-99.9999%	99.9%-99.999%	99.9%
Voltage Efficiency (LHV)	50%-68%	50%-68%	52%-67%	75%-85%
Electrical Efficiency (Stack)	47-66 kWh/kg H ₂	47-66 kWh/kg H ₂	51.5-66 kWh/kg H ₂	35-50 kWh/kg H ₂
Electrical Efficiency (System)	50-78 kWh/kg H ₂	50-83 kWh/kg H ₂	57-69 kWh/kg H ₂	40-50 kWh/kg H ₂
Lifetime (Stack)	60 000 hours	50 000-80 000 hours	> 5 000 hours	< 20 000 hours
Stack Unit Size	1 MW	1 MW	2.5 kW	5 kW
Electrode Area	10 000-30 000 cm ²	1 500 cm ²	< 300 cm ²	200 cm ²
Cold Start (To Nominal Load)	< 50 minutes	< 20 minutes	< 20 minutes	> 600 minutes

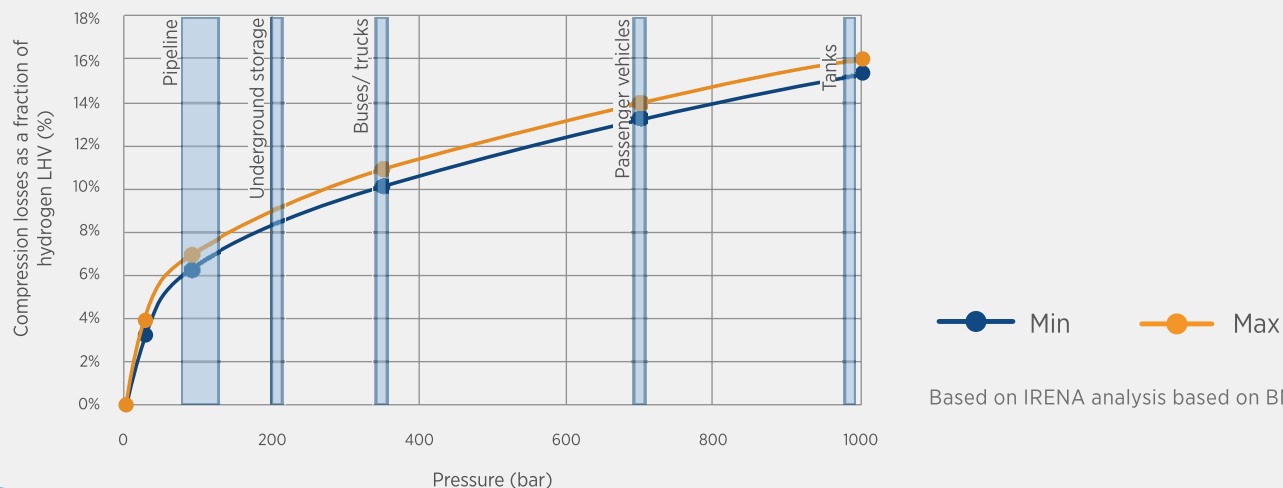
STOCCAGGIO DELL'IDROGENO

L'idrogeno rilasciato dalla fase di produzione sarà in uno stato gassoso alla pressione operativa dell'elettrolizzatore, meno le perdite. In questa fase, per raggiungere la pressione di stoccaggio - solitamente intorno ai 200 bar - passerà normalmente attraverso un compressore, che porterà l'idrogeno alle condizioni di pressione designate.

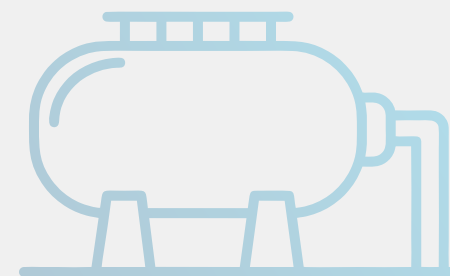
La scelta del tipo di compressore deve essere valutata attentamente. È noto che la potenza di pompaggio è proporzionale sia alla densità che al rapporto di compressione. Poiché la densità dell'elemento è la più bassa dell'intero universo, i costi in questa fase devono essere ridotti al minimo possibile, sia in termini energetici che economici. Un fattore importante da considerare sarà la pressione di uscita dell'elettrolizzatore: maggiore è questo parametro, minore sarà il rapporto di compressione. Per rendere il processo meno energivoro, è consigliabile aumentare il più possibile la compressione nell'elettrolizzatore, essendo il fluido in ingresso acqua in forma liquida. L'approccio proposto mira a gestire strategicamente le condizioni di pressione nel processo di elettrolisi: poiché l'acqua liquida è quasi incompressibile, pressurizzare l'alimentazione dell'acqua prima che entri nell'elettrolizzatore richiede molta meno energia rispetto alla compressione dell'idrogeno gassoso in uscita dopo l'elettrolisi. Il risultato netto è una riduzione del consumo energetico complessivo del sistema per unità di idrogeno prodotto, particolarmente preziosa per le applicazioni industriali su larga scala in cui l'energia di compressione rappresenta un importante costo operativo.

Un grafico indicativo dell'energia spesa in questa fase è mostrato di seguito, a seconda della pressione di uscita del compressore, che varia a seconda dell'uso finale [10].

Energy losses for the multi-stage mechanical compression of hydrogen.



Based on IRENA analysis based on BNEF, 2019.

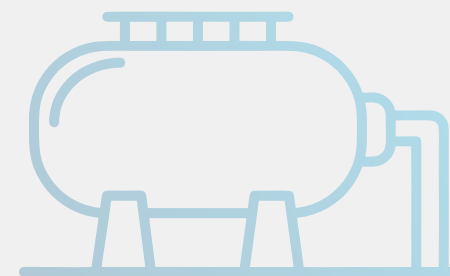


I cilindri per lo stoccaggio dell'idrogeno sono suddivisi in cinque categorie principali, denominate Tipo 1, 2, 3, 4 e 5, ciascuna caratterizzata da materiali e tecnologie distinte.

- I cilindri di Tipo 1 sono interamente realizzati in acciaio, un materiale robusto e affidabile, ma pesante. Ciò li rende inefficienti in termini di rapporto peso/capacità, sebbene siano economici e ampiamente utilizzati in applicazioni stazionarie dove il peso non è un fattore critico.
- I cilindri di Tipo 2 hanno un nucleo metallico, tipicamente in acciaio o alluminio, rinforzato esternamente con materiali compositi. Questa configurazione consente di ridurre il peso rispetto al Tipo 1, mantenendo una buona resistenza meccanica.
- I cilindri di Tipo 3 rappresentano un ulteriore passo avanti: il nucleo è in alluminio, leggero e resistente, avvolto in una struttura di materiale composito. Questa combinazione li rende ideali per applicazioni mobili, come i veicoli a idrogeno, dove il peso è un fattore cruciale.
- I cilindri di Tipo 4, d'altra parte, sono realizzati con un nucleo polimerico rinforzato da materiali compositi, eliminando completamente i metalli. Sono i più leggeri e i più adatti per applicazioni ad alta efficienza, ma anche i più costosi da produrre.
- I cilindri di Tipo 5 sono una tecnologia emergente, senza nucleo metallico e interamente basata su materiali compositi. Sono ancora in fase sperimentale, ma promettono di rivoluzionare il settore grazie alla loro leggerezza e capacità di stoccaggio.

Immagine presa dal web. Per maggiori informazioni, visitare [15].

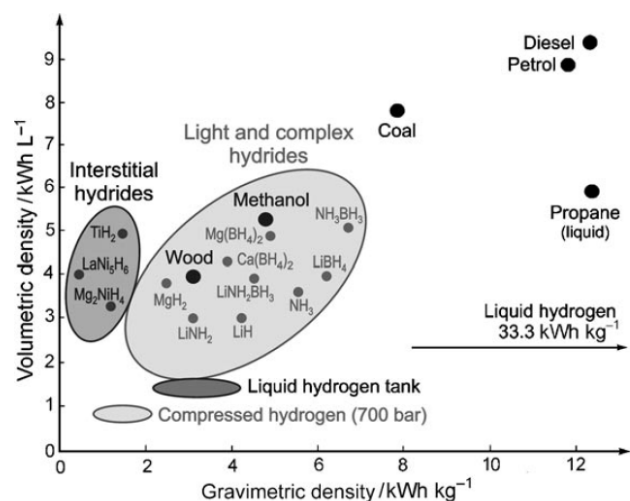
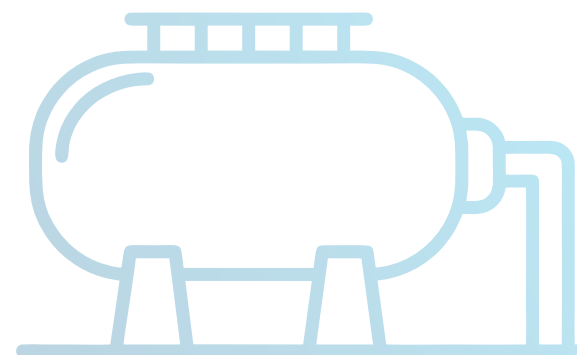
[95]	Sub-Type Classification	Liner	Wrap Extent	Winding Method	Resin Type	Fiber Type	Low Cost	Recyclability	Light Weight
	Type II—FSW ¹	Metal	Cylinder	Wet	TS	CF	+++	++++	+
	Type II—MSW	Metal	Cylinder	Wet	TS	SW	++++	++++	+
	Type III—FSW ¹	Metal	Full	Wet	TS	CF	+++	+++	++
	Type III—MSW	Metal	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+
	Type IV—FSW ¹	Plastic	Full	Wet	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FST	Plastic	Full	Tape	TS	CF	+	++	+++++
	Type IV—FPT	Plastic	Full	Tape	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—FPW	Plastic	Full	Wet	TP	CF	+	+++	+++++
	Type IV—MSW	Plastic	Full	Wet	TS	SW	++++	++++	+++
	Type V ²	Liner-less	Full	Tape	TS/TP	CF	++	++	+++++



Un'alternativa ai cilindri è rappresentata dagli idruri metallici, che immagazzinano l'idrogeno in forma solida. Questi materiali assorbono l'idrogeno all'interno della loro struttura cristallina, rilasciandolo quando riscaldati. Offrono un'elevata sicurezza e una maggiore densità di stoccaggio rispetto ai cilindri, ma richiedono condizioni controllate di temperatura e pressione, rendendo il processo più complesso e costoso. Inoltre, gli idruri metallici sono ancora in fase di sviluppo per applicazioni commerciali su larga scala, con sfide legate ai costi dei materiali e alla gestione del calore.

Lo stoccaggio di idrogeno allo stato solido utilizzando materiali adsorbenti come i MOF (Metal Organic Frameworks) e i carboni attivi opera attraverso la fisisorbimento a temperature criogeniche (77-150K). Questi materiali porosi offrono una cinetica veloce e bassi requisiti di rilascio di energia (20-30 kJ/mol), raggiungendo attualmente il TRL 4-5. Sebbene forniscano un'eccellente sicurezza e stabilità ciclica, i loro principali limiti sono la bassa capacità gravimetrica (<5 wt%) e la necessità di condizioni criogeniche. Materiali avanzati come il MOF-210 dimostrano una capacità di 0,075 g H₂/g a 77K/100 bar, ma le applicazioni pratiche richiedono sistemi di gestione termica migliorati. La ricerca si concentra sull'ottimizzazione delle strutture dei pori e dei materiali ibridi per migliorare le prestazioni in condizioni più miti.

In sintesi, i cilindri compositi (Tipo 3 e 4) sono attualmente le soluzioni più equilibrate per le applicazioni mobili, mentre i Tipi 1 e 2 rimangono validi per gli usi stazionari. Il Tipo 5 e gli idruri metallici rappresentano tecnologie promettenti per il futuro, ma richiedono ulteriori sviluppi per diventare competitivi in termini di costi e maturità tecnologica. Immagine presa da [15].



TRASPORTO

Il trasporto di idrogeno, sia in forma gassosa che liquida, rappresenta una delle sfide chiave per la sua adozione come vettore energetico su larga scala. Le due modalità principali, il trasporto gassoso e il trasporto liquido, offrono soluzioni diverse in base alle esigenze logistiche, ai volumi da gestire e alle distanze da coprire. Ciascuna di queste modalità ha caratteristiche, vantaggi e limiti distintivi che ne influenzano l'applicabilità in contesti specifici.

Per quanto riguarda il trasporto di idrogeno gassoso, questa modalità si basa principalmente sull'uso di condotte o bombole ad alta pressione. Le condotte sono particolarmente adatte per il trasporto a lunga distanza e la distribuzione capillare in aree industriali o urbane. Reti di condotte dedicate esistono già in alcuni paesi, come Europa e Nord America, a dimostrazione della fattibilità di questa soluzione. Tuttavia, la costruzione di nuove infrastrutture richiede investimenti significativi e l'uso di materiali speciali, capaci di resistere all'infragilimento indotto dall'idrogeno. Le bombole, d'altra parte, sono utilizzate per il trasporto su strada o ferrovia, spesso raggruppate in pacchi per aumentare la capacità. Questa modalità offre una grande flessibilità, ma è limitata dalla quantità di idrogeno trasportabile e dai costi logistici, soprattutto quando si tratta di spostare grandi volumi su lunghe distanze.

Per quanto riguarda invece il trasporto di idrogeno liquido, questa modalità sfrutta la maggiore densità energetica dell'idrogeno in forma liquida, che occupa un volume significativamente inferiore rispetto alla forma gassosa. L'idrogeno liquido viene trasportato in serbatoi criogenici, progettati per mantenere temperature criogeniche (-253°C , 20 K) durante tutto il tragitto. Questo metodo è particolarmente efficiente per applicazioni che richiedono elevate quantità di idrogeno in spazi ristretti, come nel settore aerospaziale o in alcune applicazioni industriali. Tuttavia, il processo di liquefazione è molto energivoro e costoso, e il mantenimento delle temperature criogeniche durante il trasporto richiede tecnologie avanzate e materiali isolanti ad alta efficienza. Nonostante queste sfide, il trasporto liquido è una soluzione consolidata in contesti in cui la densità energetica è un fattore critico.

In termini di costi, il trasporto gassoso tramite condotte è generalmente più economico su lunghe distanze, ma richiede elevati investimenti iniziali per la costruzione di infrastrutture. Le bombole, d'altra parte, sono più costose per grandi volumi e su lunghe distanze, a causa dei costi logistici. Il trasporto liquido, d'altra parte, ha elevati costi operativi legati al processo di liquefazione e alle tecnologie criogeniche necessarie per il mantenimento delle temperature.

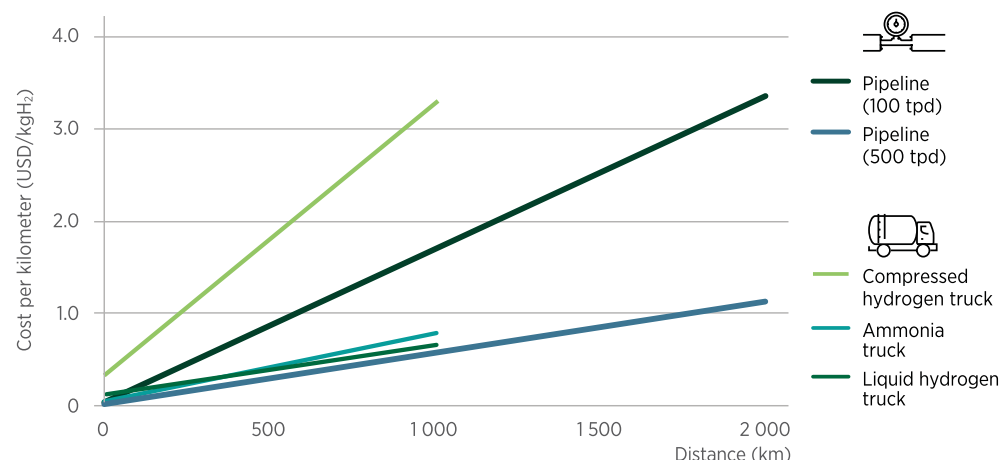


Dal punto di vista della maturità tecnologica, entrambe le modalità sono ben consolidate. Il trasporto gassoso è ampiamente utilizzato da decenni, con reti di condotte e bombole ad alta pressione impiegate in vari settori. Il trasporto liquido, d'altra parte, è una tecnologia matura in contesti specializzati, come l'aerospaziale, ma richiede infrastrutture più complesse e costose.

Infine, per quanto riguarda la complessità, il trasporto liquido è indubbiamente più impegnativo, richiedendo infrastrutture criogeniche e materiali isolanti avanzati. Il trasporto gassoso, d'altra parte, è più semplice, ma le condotte richiedono materiali specializzati per evitare problemi di infragilimento indotto dall'idrogeno.

In conclusione, la scelta tra il trasporto gassoso e liquido dipende da esigenze specifiche, dalla distanza da coprire e dal volume di idrogeno da gestire. Mentre il trasporto gassoso è ideale per le reti di distribuzione e le applicazioni stazionarie, il trasporto liquido è preferibile quando la densità energetica e l'efficienza volumetrica sono priorità. Entrambe le modalità svolgono un ruolo cruciale nel panorama del trasporto di idrogeno, contribuendo alla sua diffusione come vettore energetico sostenibile. Immagine tratta dal Rapporto Tecnico IRENA, 2021 [17].

Costs for hydrogen transport as a function of the distance by selected transport mode



Notes: Costs presented do not include conversion costs. Final costs in any transport mode depend on many variables and the values here presented are indicative. Weighted average cost of capital = 7%; useful life of infrastructure = 20 years; tpd = tonnes per day.
Source: Elaborated from IEA (2019); Nazir et al. (2020); Singh, Singh and Gautam (2020); Teichmann, Arlt and Wasserscheid (2012).



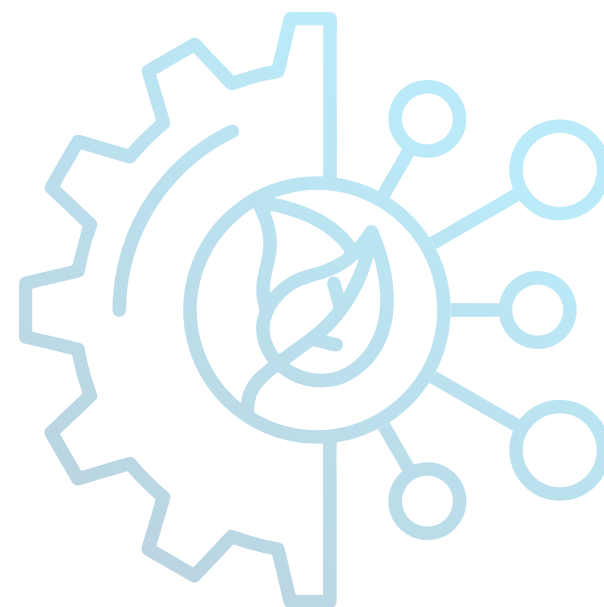
DISTRIBUZIONE

I sistemi di distribuzione dell'idrogeno sono un elemento fondamentale per garantire la fornitura e l'utilizzo di questo vettore energetico in applicazioni come la mobilità sostenibile, l'industria e la produzione di energia. La distribuzione dell'idrogeno avviene principalmente attraverso le stazioni di rifornimento, che devono essere progettate per garantire efficienza, sicurezza e tempi di rifornimento rapidi, soprattutto in contesti ad alta domanda come il trasporto pubblico o i veicoli commerciali. In questo ambito si distinguono due configurazioni principali: il sistema a serbatoio singolo e il sistema a cascata multi-serbatoio. Queste soluzioni differiscono non solo per complessità e costi, ma anche per il loro impatto sulla potenza di compressione e sul consumo di energia, aspetti critici per l'efficienza operativa e la sostenibilità economica dell'intera catena di distribuzione.

Nel sistema a cascata multi-serbatoio, l'utilizzo di più serbatoi a diverse pressioni consente di ottimizzare il processo di compressione. Durante il rifornimento, l'idrogeno viene trasferito dai serbatoi ad alta pressione ai serbatoi a pressione intermedia e infine al veicolo, riducendo la necessità di ulteriore compressione in tempo reale. Questo approccio riduce la potenza di compressione richiesta e, di conseguenza, il consumo energetico complessivo, poiché sfrutta le pressioni già disponibili nei serbatoi. Inoltre, la gestione graduale delle pressioni riduce al minimo le perdite di energia durante il trasferimento, migliorando l'efficienza del sistema.

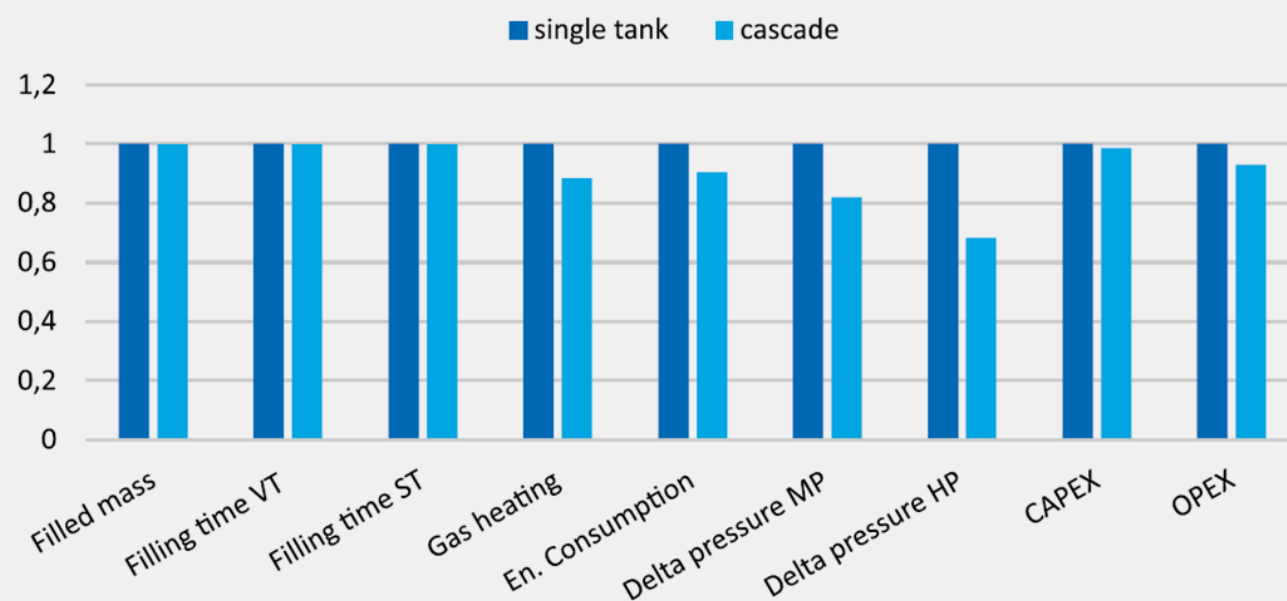
Al contrario, il sistema a serbatoio singolo richiede una compressione continua per mantenere una pressione elevata costante, necessaria per garantire tempi di rifornimento accettabili. Ciò si traduce in un maggiore consumo di energia, poiché il compressore deve operare a piena capacità per compensare il calo di pressione durante il trasferimento di idrogeno. In contesti ad alta domanda, come le stazioni di rifornimento per autobus, questa configurazione può portare a significativi picchi di consumo energetico, aumentando i costi operativi e riducendo l'efficienza complessiva.

La scelta tra le due soluzioni ha quindi implicazioni dirette sulla potenza di compressione e sul consumo di energia. Il sistema a cascata, sebbene più complesso e costoso da implementare, offre un vantaggio energetico grazie alla riduzione della potenza di compressione richiesta e alla gestione ottimizzata delle pressioni. Ciò lo rende particolarmente adatto per applicazioni ad alto volume, come il rifornimento di autobus, dove l'efficienza energetica e i tempi di rifornimento sono fondamentali. Il sistema a serbatoio singolo, d'altra parte, è inizialmente più semplice ed economico, ma può essere meno efficiente dal punto di vista energetico, soprattutto in contesti ad alta domanda.



In sintesi, la scelta tra le due configurazioni deve considerare non solo i costi iniziali e la complessità di gestione, ma anche l'impatto sulla potenza di compressione e sul consumo di energia, fattori chiave per la sostenibilità economica e ambientale dell'infrastruttura dell'idrogeno.

Immagine tratta da Caponi et al. [18], maggiori informazioni nell'articolo.



Normalized comparison between single-tank and cascade system for the most important techno-economic parameters.

USI FINALI

Lo sviluppo di un ecosistema a idrogeno in un ambiente alpino presenta alcuni svantaggi: la minore disponibilità di spazio e/o il costo del terreno, la minore irradiazione solare, il clima rigido e le condizioni geografiche (strade ripide, presenza di neve, ecc.). Questi sono tutti fattori che ostacolano la competitività dei costi di produzione dell'idrogeno verde rispetto a ecosistemi simili a quote inferiori. Tuttavia, il principio fondamentale è che l'idrogeno dovrebbe essere utilizzato dove il sistema energetico non può essere elettrificato.

Occorre fare una distinzione tra le valli alpine e le aree remote, queste ultime caratterizzate da bassa densità di popolazione e difficoltà di accesso, che vanno dai comuni in aree remote ai rifugi ad alta quota.

Nel caso dei fondovalle, o delle ampie valli con (relativa) disponibilità di spazio e risorse, i criteri sono quelli già considerati, tenendo conto, dal punto di vista economico, delle difficoltà logistiche e delle caratteristiche del territorio. La principale differenza rispetto ai contesti di pianura è probabilmente legata alle applicazioni di mobilità in cui i veicoli elettrici pesanti possono essere svantaggiati da forti pendenze o freddo intenso. Tuttavia, è necessaria un'attenta valutazione rispetto all'intera catena di approvvigionamento in termini di efficienza energetica ed economica.

Per la mobilità, l'idrogeno è particolarmente adatto per alimentare veicoli pesanti o di servizio, come veicoli fuoristrada, veicoli per la manutenzione dei binari o veicoli per il trasporto merci in aree inaccessibili. In questi casi, l'elettrificazione può rivelarsi impraticabile a causa delle lunghe distanze, della mancanza di infrastrutture di ricarica o delle basse temperature, che riducono l'efficienza della batteria. Nel caso di aree con climi particolarmente rigidi, le applicazioni di mobilità si concentreranno sui motori a combustione interna piuttosto che sull'uso di celle a combustibile.

Un'altra possibilità è l'uso di sistemi di accumulo di energia a base di idrogeno per integrare le fonti rinnovabili locali, come piccoli impianti idroelettrici, eolici o fotovoltaici. In queste aree, la produzione di energia rinnovabile può essere intermittente o superare la domanda locale. L'idrogeno, prodotto per elettrolisi nei periodi di surplus energetico, può essere immagazzinato e riconvertito in elettricità tramite celle a combustibile quando necessario, garantendo un approvvigionamento energetico stabile e continuo. Tuttavia, questo uso non dovrebbe essere la norma in termini di redditività economica in quanto presenta bassi fattori di capacità e grandi incertezze nel ritorno sull'investimento per le ragioni già descritte. Questi sistemi dovrebbero quindi essere considerati come un servizio per l'approvvigionamento energetico, l'autoconsumo e la massimizzazione dello sfruttamento in termini di risorse locali, certamente non come un investimento economico.



Oltre al settore Hard-to-Abate, altre applicazioni includono il settore della domanda di calore domestico in aree remote estreme come i rifugi alpini. Tuttavia, questa applicazione non è economicamente competitiva rispetto agli usi convenzionali e per questo motivo soluzioni di questo tipo dovrebbero essere applicate solo in contesti svantaggiati.

La tabella seguente mostra il grado di purezza richiesto dall'idrogeno per diversi usi finali:

Application	Required Purity	Typical Electrolyzer Technology
Fuel cells	≥99.999% (5.0 grade)	PEM, SOEC
Direct combustion	≥99.9% (3.0 grade)	Alkaline (with purification), AEM, PEM
Storage in metal hydrides	≥99.99% (4.0 grade)	PEM, AEM, Alkaline (with purification)



VALUTAZIONE TECNICO - ECONOMICA

Una volta definite le variabili tecniche e valutato il potenziale di offerta e domanda, è possibile passare alla valutazione economica. Per valutare la fattibilità di un progetto in una fase preliminare, si raccomanda vivamente di richiedere preventivi direttamente alle aziende che producono le tecnologie necessarie. I costi della stessa tecnologia possono variare significativamente a seconda dei diversi produttori. In questa fase di sviluppo del settore dell'idrogeno, l'incertezza dei prezzi è un fattore non trascurabile, anzi, spesso decisivo. Maggiore è la correttezza delle informazioni sui costi, maggiore è la correttezza nella previsione dei flussi economici per l'intera durata del progetto. Ciò farà la differenza tra un progetto di successo e redditizio, e uno fallito e in perdita.

Il costo dell'idrogeno dipende da diversi fattori ed è estremamente variabile da paese a paese anche a livello europeo:

- l'infrastruttura energetica, in particolare il costo del kWh di elettricità
- gli incentivi messi a disposizione a livello europeo, nazionale e locale
- la strategia identificata per area (ad esempio, in Spagna, stanno spingendo molto sulla produzione da RES, in Italia sulle infrastrutture)
- il quadro giuridico di riferimento
- la maturità della tecnologia scelta
- la competenza tecnica del fornitore

A questo proposito, si raccomanda di utilizzare lo strumento [H₂FAsT](#) sviluppato nell'ambito del progetto AMETHyST e disponibile sulla [piattaforma SkHyline](#) che permette di effettuare una simulazione di valutazione finanziaria. Lo strumento è progettato per massimizzare l'efficacia e l'efficienza della produzione di idrogeno sulla base di una determinata quantità di energia rinnovabile disponibile senza il supporto della rete. Piuttosto che fornire specifiche raccomandazioni di progettazione, fornisce una configurazione impiantistica che massimizza la sostenibilità economica del sito di produzione di idrogeno secondo specifici criteri di ottimizzazione tecnica ed economica. Produrre idrogeno verde in modo economicamente sostenibile non è scontato. La natura intermittente della produzione di energia da fonti rinnovabili, le scelte progettuali dell'impianto e soprattutto la configurazione dei vari elementi, fanno la differenza. Questo è il motivo per cui questo strumento è cruciale in una fase preliminare, aiutando a valutare il livello di rischio in base alle risorse disponibili.

Sulla piattaforma SkHyline è possibile accedere allo strumento di valutazione, nonché alle linee guida e a un video tutorial che guida passo dopo passo all'utilizzo e all'applicazione dello strumento su casi reali.



4 RIFERIMENTI



- [1] Hydrogen *Production via Steam reforming with CO₂ capture*, Collodi & Wheeler, Chemical Engineering Transactions, 2010
- [2] Young et al., *Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities*, Environmental Science & Technology, 2019
- [3] Katebah et al., *Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO₂ capture*, Cleaner Engineering and Technology, 2022
- [4] [GHG emissions of hydrogen and its derivatives – Global Hydrogen Review 2024 – Analysis - IEA](#)
- [5] Schreyer et al., *Distinct roles of direct and indirect electrification in pathways to a renewables-dominated European energy system*, One Earth, 2024
- [6] IRENA Technical Report, *DECARBONISING HARD-TO-ABATE SECTORS WITH RENEWABLES*, 2024
- [7] Eniksen et al., *Tradeoffs in life cycle water use and greenhouse gas emissions of hydrogen production pathways*, Hydrogen Energy, 2024
- [8] IEA Technical report, *World Energy Outlook*, 2023
- [9] Liponi A. et al, *Techno-economic analysis of hydrogen production from PV plants*, E3S [Web of Conferences 334](#), 2022.
- [10] IRENA Technical Report, *Green Hydrogen Cost Reduction*, 2020
- [11] IEA Technical Report, *Global Hydrogen review 2023*, 2024
- [12] Koponen et al., *Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems*, International Journal of Hydrogen Energy, 2017
- [13] Avril et al., *Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems*, Energy, 2010
- [14] Ibáñez-Rioja et al., *Simulation methodology for an off-grid solar-battery-water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control*, Applied Energy, 2022
- [15] <https://www.addcomposites.com/post/types-of-hydrogen-tanks-technological-differences-and-advantages-explained>
- [16] Kuznetsov & Edwards, *Functional Materials for Sustainable Energy Technologies: Four Case Studies*, Chemsuschem, 2010
- [17] IRENA Technical Report, *Green Hydrogen Supply*, 2021
- [18] Caponi et al., *Single-tank storage versus multi-tank cascade system in hydrogen refueling stations for fuel cell buses*, International Journal of Hydrogen Energy, 2022

PARTNER RESPONSABILE PER LA REDAZIONE DELLE LINEE GUIDA



Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
Via Santa Lucia 19
33013 Gemona del Friuli
Udine – ITALY
Telefono: (+39) 0432 980322
Email: matteo.depliccoli@ape.fvg.it

LEAD PARTNER



**Auvergne
Rhône-Alpes**
Énergie Environnement

Auvergne-Rhône-Alpes Energy Environment Agency
Rue Gabriel Péri 18
69100 Villeurbanne
FRANCE
Telefono: (+33) 0478372914, +33 0472563365
Email: etienne.vienot@auvergnerhonealpes-ee.fr;
maxime.penazzo@auvergnerhonealpes-ee.fr

CON I CONTRIBUTI DI



<https://www.tenerrdis.fr>



<https://www.fbk.eu>



<https://www.agenziacasaclima.it>



<https://www.standort-tirol.at>



<https://www.provincia.tn.it>



<https://energiewende-oberland.de>



<https://www.energap.si>



<https://blueark.ch>

Interreg
Alpine Space



Co-funded by
the European Union

AMETHyST

Questo progetto è cofinanziato dal Fondo europeo di sviluppo regionale attraverso il programma Interreg Alpine Space.

