A high-speed photograph of a water droplet falling and splashing, creating a large, clear water droplet in the center. The background is a light blue gradient. The text is overlaid on this image.

# STUDIO SULLA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLA FILIERA DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE PER UNA HYDROGEN BACKBONE ITALIANA

*Leonardo Setti – Università di Bologna*  
*Sofia Sandri – Centro per le Comunità Solari*

Elaborata per:  
**RE-COMMON**

Finito di redigere  
**08/06/2022**

# PREMESSA LA RICERCA

## IL FUTURO È SOLARE

I cambiamenti climatici così come la scarsa disponibilità di combustibili fossili per soddisfare il fabbisogno di tutta l'umanità ci impongono una rapida transizione energetica verso le energie rinnovabili.

Le fonti di energia rinnovabile come il fotovoltaico, il solare termico, l'eolico, l'idroelettrico e le biomasse sono tutte di origine solare. Il Sole rappresenta il più grande reattore a fusione nucleare che la Natura ha messo a disposizione dell'Uomo e che può fornire 15mila volte l'energia che consumiamo ogni giorno per almeno 4 miliardi di anni.

Il Sole ci fornisce energia su scala locale che, per natura, non è centralizzabile cioè gestibile da pochi come è quella dei combustibili fossili che, negli ultimi cento anni, ci hanno relegato all'unico ruolo possibile di utenti consumatori e quindi consumer.

Il Sole ci dà la possibilità di riprenderci il controllo dell'energia rendendo l'energia democratica perché diffusa e disponibile ma solo se ci trasformeremo in produttori consumatori cioè prosumer.

Possiamo decarbonizzare l'Italia soltanto se nel 2050 l'energia sarà 100% rinnovabile e se ridurremo i consumi di energia del 42% eliminando gli sprechi e utilizzando dispositivi più efficienti come automobili elettriche e riscaldamento elettrico degli edifici tramite pompe di calore.

Le tecnologie che abbiamo a disposizione ci permettono di produrre energia elettrica rinnovabile in modo efficiente e in grande quantità come quella fotovoltaica e eolica mentre non siamo in grado di produrre allo stesso modo biocombustibili e idrogeno verde.

Questo documento dimostra come la produzione massiva di idrogeno verde sul territorio italiano sia pressoché impossibile anche per la sola copertura di un 2% del fabbisogno provocando consumo di suolo e di acqua per questo motivo non è strategica la realizzazione di una hydrogen backbone per la distribuzione dell'idrogeno verde che potrebbe essere funzionante soltanto se la maggior parte di questo gas fosse prodotta in Paesi esteri. L'idrogeno verde occorre quindi produrlo per nicchie di mercato energetico cioè lì dove l'elettrolizzazione elettrochimica a batteria non risulta possibile come per esempio: aerei, navi o industria pesante.

Tale vettore energetico è gestibile soltanto attraverso una centralizzazione spinta della produzione in raffineria che non è assolutamente compatibile con una visione decentralizzata dell'energia attraverso la diffusione di massa delle comunità energetiche rinnovabili.

**Leonardo Setti**

*Università di Bologna*

---

# CONTENUTI

<b>L'UTILIZZO DELL'IDROGENO</b>	<b>5</b>
.....	
<b>I COLORI DELL'IDROGENO</b>	<b>7</b>
.....	
<b>MODELLI DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO VERDE</b>	<b>12</b>
.....	
<b>TRASPORTO E STOCCAGGIO DELL'IDROGENO VERDE</b>	<b>13</b>
.....	
<b>STRATEGIE PER LO SVILUPPO E LA REALIZZAZIONE DELLE HYDROGEN BACKBONE</b>	<b>16</b>
.....	
<b>I CONSUMI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE</b>	<b>24</b>
.....	
<b>IMPIANTI DI ELETTROLISI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO</b>	<b>28</b>
.....	
<b>I CONSUMI DI ACQUA PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO</b>	<b>30</b>
.....	
<b>IDROGENO VERDE E RINNOVABILI</b>	<b>31</b>
.....	
<b>IDROGENO VERDE PER ACCUMULARE ENERGIA RINNOVABILE</b>	<b>33</b>
.....	
<b>CONCLUSIONI</b>	<b>35</b>
.....	
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>36</b>



## L'UTILIZZO DELL'IDROGENO

L'idrogeno è una sostanza chimica che non si trova libera in natura e che deve essere quindi prodotta. L'idrogeno viene oggi prodotto come sostanza per l'industria chimica e petrolchimica ma non come vettore energetico.



**L'utilizzo dell'idrogeno come combustibile** è ben noto dal 1839 quando Sir William Robert Grove, un avvocato e chimico londinese, effettuava i primi esperimenti su una cella a combustibile presso la Royal Institution of South Wales riuscendo a produrre energia elettrica facendo reagire tra loro idrogeno e ossigeno gassosi. Da allora, e soprattutto negli ultimi anni, le celle a combustibile hanno fatto enormi progressi e trovano posto nella produzione di corrente elettrica in dispositivi per uso civile e militare.

**La pila o cella a combustibile** è un dispositivo elettrochimico che, partendo prevalentemente da idrogeno e ossigeno, permette di ottenere, grazie a un catalizzatore, energia elettrica con un'efficienza che oggi è davvero molto alta, anche più del doppio rispetto a quella di un motore a scoppio convenzionale.

Le prime applicazioni delle celle a combustibile iniziano con l'esplorazione spaziale dal 1961. Basti pensare che tutte le missioni Apollo

sfruttavano proprio sistemi basati su celle a combustibile. Questi sistemi hanno da sempre avuto un enorme vantaggio rispetto, ad esempio, alle batterie. Prima di tutto la **durata**. I satelliti, ad esempio, sfruttano pannelli solari per convertire energia solare in energia elettrica, la accumulano sotto forma di idrogeno e ossigeno e poi ricombinano questi due elementi per produrre ulteriore energia. In questo modo alcuni satelliti sono rimasti funzionanti per più di vent'anni.

Le migliori celle a combustibile che avevamo da fine anni '90 fino al 2005 solitamente producevano un kilowatt di potenza elettrica per grammo di catalizzatore, un catalizzatore al platino che ha dei costi molto elevati. Se pensiamo che un'automobile in media ha bisogno di 80 kilowatt, essa avrebbe dovuto contenere ottanta grammi di platino. Dunque, il costo di un simile veicolo alimentato da celle a combustibile sarebbe stato troppo elevato, andando anche oltre gli ottantamila euro per un'automobile



utilitaria. Per rendere più sostenibile il costo di una cella a combustibile, allora viene aggiunta in un'automobile una **batteria al litio** al fine di garantire la potenza allo spunto mentre la cella a combustibile alimenta il motore elettrico quando l'andatura è costante. **Un'automobile a idrogeno si può quindi configurare come una specie di automobile plug-in in cui la cella a combustibile prende il posto del motore endotermico.**

Il problema sta quindi nei materiali di cui è costituita la cella a combustibile, con particolare riferimento alla membrana separatrice ed ai catalizzatori.

Quindi oggi si cerca di sviluppare nuovi materiali per **ridurre i costi**. Si tratta di materiali altamente tecnologici e l'U.S. Department of Energy (DOE) ha stabilito che l'obiettivo ideale sarebbe arrivare alla produzione di otto kilowatt di potenza per grammo di platino, utilizzando inoltre membrane molto economiche. Il platino è un metallo molto più raro del litio o del cobalto e lo si evince dal costo della materia prima che è di circa 30000 euro/kg per quanto riguarda il platino mentre di soli 16 euro/kg per il litio di cui una batteria per automobile ne contiene circa 10 kg.

C'è poi la **densità di corrente**, davvero elevatissima per una cella a combustibile: **due Ampere per centimetro quadro**, nelle celle alcaline più moderne, contro i 200 microampere per centimetro quadro di una batteria al litio. Una densità elevata su spessori di materiali molto bassi: un totale di circa 70 micrometri. Tuttavia, il volume di una batteria è rappresentato dalla batteria stessa mentre il volume di una cella a combustibile è rappresentato sia dalla cella sia dalle bombole che devono contenere l'idrogeno su questa base la densità energetica per volume tende ad equivalersi.

Se da una parte l'utilizzo dell'idrogeno nelle missioni spaziali è strategico per la sua elevata densità energetica per unità di massa (120,1

MJ/kg), circa 3 volte superiore alla benzina dall'altra parte ha una **bassa densità di energia volumetrica** pari a circa un terzo di quella del metano e un **punto di ebollizione molto basso** a  $-253^{\circ}\text{C}$  di  $90^{\circ}\text{C}$  inferiore a quello del metano (IEA, 2019). La bassa densità volumetrica ha come conseguenza diretta che l'energia trasportata nelle pipeline è circa la metà di quella del metano mentre la liquefazione dell'idrogeno per il trasporto marittimo richiede il raggiungimento di temperature molto più basse e contenitori criogenici più complessi che portano a costi decisamente maggiori rispetto a quelli del trasporto del GNL.

Un altro elemento da tenere in considerazione sia per il riutilizzo che per la costruzione di nuove tubazioni metalliche per il trasporto dell'idrogeno gassoso è la **possibile perdita di duttilità (infragilimento)** dei materiali, che potrebbe richiedere un "inner coating" per proteggere la parte interna delle condotte.

**L'idrogeno, inteso come vettore energetico, viene catalogato a seconda della fonte da cui è prodotto e dal tipo di processo.**



## I COLORI DELL'IDROGENO

La produzione dell'idrogeno viene suddivisa in colori a seconda della tipologia di fonte utilizzata così come si evince dalla tabella seguente:

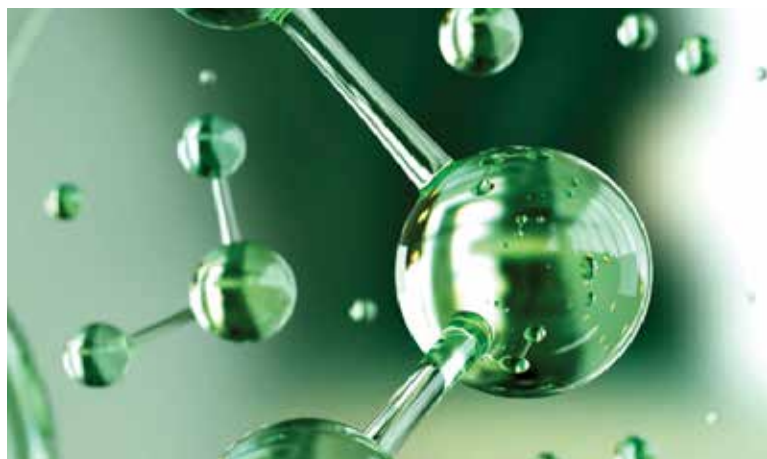


TABELLA 1. dati sulla produzione di idrogeno nero, grigio, blu e verde

	Idrogeno <b>NERO</b>	Idrogeno <b>GRIGIO</b>	Idrogeno <b>BLU</b>	Idrogeno <b>VERDE</b>
FONTE	Fonti fossili non rinnovabili: <b>carbone</b>	Fonti fossili non rinnovabili: <b>gas naturale</b>	Fonti fossili non rinnovabili: <b>gas naturale e carbone</b>	Energia elettrica da <b>fonti rinnovabili</b>
PROCESSI	Gassificazione	Steam Methane Reforming (SMR), Ossidazione Parziale (POX) e Referomig Autotermico (ATR)	SMR, POX e ATR abbinati a CCS (Carbon Capture and Storage)	Elettrolisi
EMISSIONI	42 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>	19 kg CO <sub>2</sub> -eq/kg H <sub>2</sub>	Zero
COSTO		1 €/kg	1,5 €/kg	6-8,7 €/kg
PRODUZIONE MONDIALE		96%		4%

Analizzeremo quindi le diverse criticità legate alla produzione dei diversi colori dell'idrogeno.

---



## IDROGENO GRIGIO E NERO

Secondo il DOE, la produzione di idrogeno ammonta a 9 milioni di tonnellate all'anno, per il 95% prodotti tramite il reforming di metano con vapor d'acqua (efficienza energetica dell'80%, ma si producono 21 kg di CO<sub>2</sub>-eq per ogni kg di H<sub>2</sub> ottenuto).

Il tasso di crescita stimato per la produzione d'idrogeno è del 10% annuo. È noto che lo **stoccaggio dell'idrogeno e il suo trasporto sono molto onerosi** per cui la maggior parte di esso viene di norma prodotta e utilizzata localmente (immediatamente) per il **consumo interno**, dalle stesse **industrie che lo producono**, in genere raffinerie del petrolio, oppure fabbriche appartenenti all'**industria pesante**.

Il processo di **Steam Methane Reforming (SMR)** utilizza prevalentemente gas naturale attraverso la reazione **Water Gas Shift (WGS)** dalla quale si ottiene **idrogeno e CO<sub>2</sub>**. È la tecnica più diffusa ed economica e presenta rendimenti medi (definiti in base al Potere Calorifico Inferiore, PCI, dell'idrogeno e del gas naturale) dell'ordine del 70%. Tra le altre tecnologie che utilizzano fonti fossili si trova l'**Ossidazione Parziale (POX)**, utilizzata soprattutto con **oli pesanti e carbone**, la quale impiega l'ossigeno dell'aria come ossidante. È un processo più complesso del WGS, ed è perciò **più costosa e meno efficiente** dello Steam Reforming. Il Reforming Autotermico (ATR), invece, è una combinazione di SR e POX. Tra gli altri processi utilizzati per la produzione di idrogeno da fonti fossili, si cita la **gassificazione del carbone che prende il nome di idrogeno nero**, impiegata prevalentemente in Cina, nell'**industria dei fertilizzanti e della produzione di ammoniaca**. Non va dimenticato

che la produzione di idrogeno da carbone genera, a parità di idrogeno, emissioni di CO<sub>2</sub> circa doppie rispetto a quelle del reforming del metano (21 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub>).

## IDROGENO BLU

Tutte le tecnologie per la produzione di idrogeno nero o grigio sono fortemente impattanti in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>, per cui sempre più spesso, l'industria del gas naturale e altri stanno promuovendo l'**idrogeno blu**. L'idrogeno blu è un concetto relativamente nuovo e può riferirsi all'idrogeno prodotto attraverso **SMR di gas naturale o carbone, ma con cattura e stoccaggio di anidride carbonica in formazioni geologiche profonde** ed è promosso come processo a basse emissioni. Lungi dall'essere a basse emissioni di carbonio, **le emissioni di gas serra derivanti dalla produzione di idrogeno blu sono piuttosto elevate**. Secondo quanto riportato da "How green is blue hydrogen?" le emissioni totali equivalenti di anidride carbonica per l'idrogeno blu sono solo del 9%-12% in meno rispetto all'idrogeno grigio. **Mentre le emissioni di anidride carbonica sono inferiori, le emissioni fuggitive di metano per l'idrogeno blu sono superiori a quelle per l'idrogeno grigio** a causa di un maggiore uso di gas naturale per alimentare il sistema di cattura del carbonio.

Sorprendentemente, **l'impronta di gas serra dell'idrogeno blu è superiore di oltre il 20% rispetto alla combustione di gas naturale o carbone per il riscaldamento e di circa il 60% in più rispetto alla combustione di gasolio per il riscaldamento**.



## IDROGENO VERDE

Una via alternativa per la produzione dell'idrogeno a zero emissioni di CO<sub>2</sub> è l'elettrolisi, il cosiddetto "idrogeno verde".

Produrre idrogeno per elettrolisi può dare un significativo contributo alla decarbonizzazione se si utilizza elettricità da fonti rinnovabili. Nel processo di elettrolisi, una corrente elettrica passa attraverso due elettrodi (anodo e catodo) e scinde la molecola dell'acqua in idrogeno e ossigeno.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a questo processo di produzione sono, fondamentalmente, "solo" quelle legate alla produzione dell'energia elettrica. **Anche la produzione di idrogeno mediante elettrolisi, che al momento copre una minima parte del mercato (4%), comporta infatti significative emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.** L'elettricità prelevata dalla rete è oggi prodotta a partire da un **mix di fonti primarie** che includono ancora quote importanti, variabili localmente, di combustibili fossili, quali carbone, oli combustibili e gas naturale. Viceversa, **se l'energia elettrica fosse prodotta da fonti rinnovabili, l'idrogeno generato sarebbe, a tutti gli effetti, rinnovabile e a emissioni quasi nulle di CO<sub>2</sub>.** Per contro, gli elevati consumi di energia elettrica (e, quindi, i costi a essi associati) e gli elevati costi di investimento rendono questa tecnologia, oggi, ancora poco appetibile, basti pensare che **l'80% circa del costo dell'idrogeno verde è imputabile al costo dell'elettricità.**

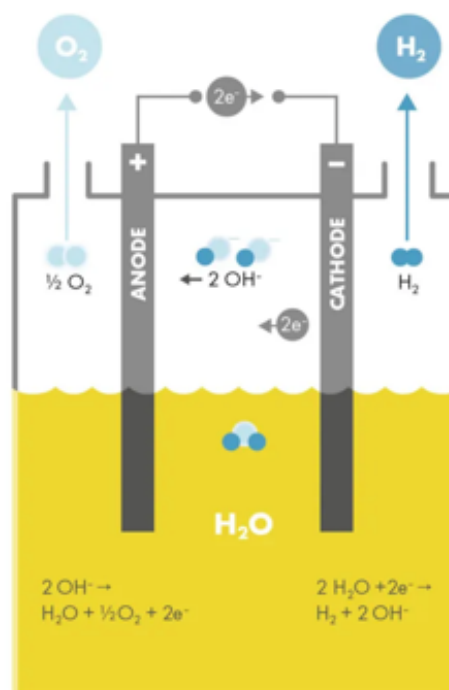


Figura 1. Schema rappresentativo del funzionamento di un modulo AEL.

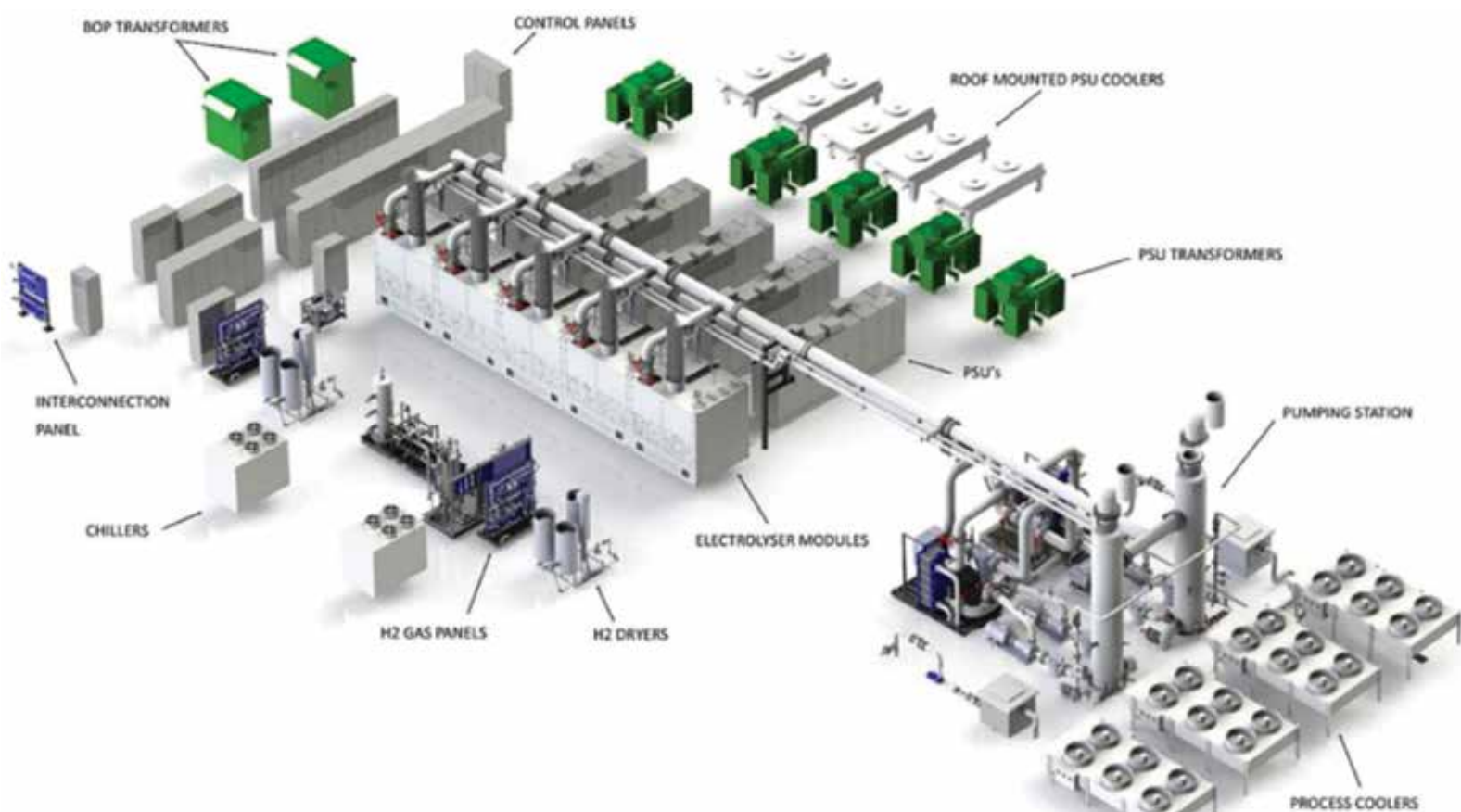


Figura 2. Componenti di un impianto di elettrolisi.

La Figura 2 rappresenta un impianto di elettrolisi: un sistema complesso con vari sottosistemi e componenti di vario tipo (purificatori, compressori, serbatoi per lo stoccaggio) che richiedono

lavorazioni meccaniche, connessioni, tenute, ecc. I moduli base, gli stack, di potenza unitaria da pochi kW sino all'ordine del MW, possono essere assemblati per raggiungere la taglia

desiderata, ma hanno bisogno ora (e pure in futuro) di un sistema complesso (balance of plant) che impatta sui costi e sull'efficienza oltre che sulla capacità di funzionamento a potenza variabile.

# ELETTROLIZZATORI

Attualmente si conoscono tre tipologie di elettrolizzatori, caratterizzati da diversi gradi di maturità:

- elettrolizzatori alcalini (AEL)

- elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM)

- elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC)

## Elettrolizzatori alcalini (AEL):

Sono la **tecnologia più matura, applicata da anni nell'industria dell'alluminio e della produzione di ammoniaca**. Gli elettrodi sono immersi in una soluzione liquida alcalina in ricircolo (tipicamente KOH al 25-30%, da sostituire periodicamente) e separati da un diaframma permeabile solo agli ioni OH. Il mercato propone moduli di taglia fino a 20 MW. Mediamente, il costo di investimento del sistema è relativamente contenuto rispetto alle altre tecnologie, poiché la realizzazione degli AEL non prevede l'utilizzo di metalli nobili, sfrutta tecnologie già mature, ed è compreso tra 450 e 1300 €/kW<sub>el</sub>, con variazioni in funzione della taglia.

## Elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM):

sono una **tecnologia molto meno matura degli AEL e, per ora, dedicata solo a sistemi di piccola taglia**. Usano, come elettrolita solido, una membrana polimerica, tipicamente Nafion, a scambio protonico, che separa le due semicelle. Gli elettrodi, dotati di catalizzatori costituiti da metalli nobili incidono fortemente sui costi di questa tecnologia. Hanno efficienze dello stesso ordine degli AEL, ma l'idrogeno prodotto al catodo ha purezza più elevata (> 99,99%). IEA riporta costi di investimento compresi tra 1000 e 1600 €/kW<sub>el</sub> anche se, trattandosi di una tecnologia relativamente nuova, ci si aspetta, nei prossimi anni, una sensibile riduzione dei costi.

## Elettrolizzatori a Ossidi Solidi (SOEC):

sono la **tecnologia meno matura, ancora in fase pre-commerciale** (attrezzature da laboratorio o piccoli dimostrativi). Questi elettrolizzatori impiegano un elettrolita ceramico solido che, alle alte temperature, è fortemente conduttivo per gli ioni ossigeno. Il funzionamento ad alta temperatura consente di ottenere elevate efficienze elettriche (fino all'80-90%, PCI) ma, nello stesso tempo, pone di fronte a importanti problemi tecnologici di stabilità dei materiali, che stanno rallentando l'ingresso della tecnologia sul mercato.

Gli elettrolizzatori alcalini hanno tipicamente un carico minimo del 10%-20% e sono meno flessibili di PEM o SOEC. I PEM di solito hanno una durata più breve, principalmente a causa della durata della membrana, la cui sostituzione può aumentare significativamente i costi di O&M.

## MODELLI DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

L'Italia ha predisposto tre modelli teorici di produzione/trasporto che possono essere individuati:

- Produzione totalmente in loco
- Produzione in loco con trasporto di energia elettrica
- Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno

### 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 l'energia elettrica 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 altri metodi di trasporto (ad esempio carri bombolai).

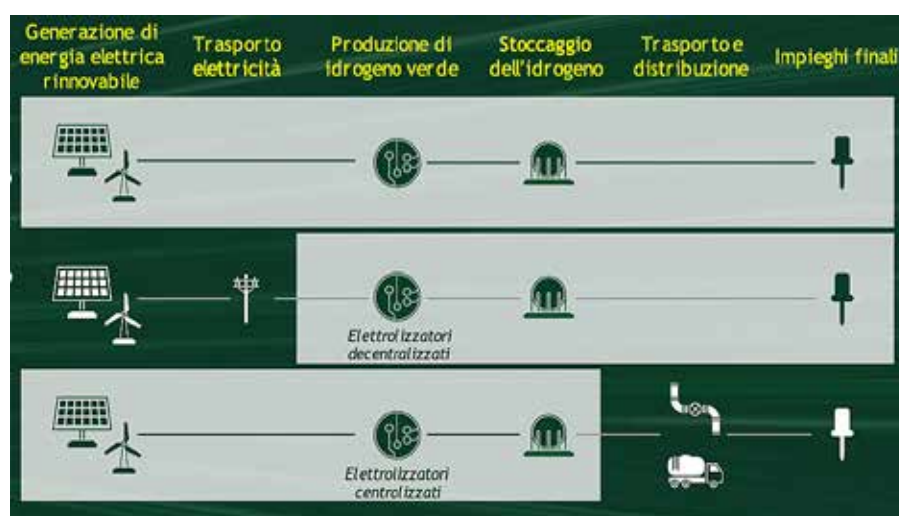


Figura 3. Modelli di produzione di idrogeno verde.

I pro e i contro di questi diversi modelli di fornitura devono ancora 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.

## TRASPORTO E STOCCAGGIO DELL'IDROGENO VERDE

Il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno si rivelano particolarmente difficoltosi: l'idrogeno può essere accumulato e trasportato in forma gassosa, liquida oppure adsorbito su materiali speciali.



Il modo più semplice ed economico per accumulare idrogeno è di utilizzarlo sotto forma di gas compresso a pressione di 200-250 bar (e oltre).

I **carri bombolai** con semirimorchi sono dotati di un'intelaiatura protettiva e di una serie di cilindri capaci di contenere 300-400 Nm<sup>3</sup> di idrogeno compresso a 20 MPa.

Il materiale impiegato è generalmente **acciaio al cromo-molibdeno** per il problema di **infragilimento da idrogeno**. In alternativa si può trasportare **idrogeno liquido a -253 °C**, ma per mantenerlo in questo stato occorrono **serbatoi speciali e un grande dispendio di energia**.

Il trasporto in forma liquida con carri attrezzati di **serbatoi criogenici** o navi dotate di **cisterne criogeniche** con un sistema di isolamento ad alte prestazioni per ridurre al minimo i fenomeni di **boil-off gas** (BOG) che spesso si possono verificare durante le operazioni di carico dei gas liquefatti.

L'**evaporazione dai serbatoi criogenici** è stimata a circa **0,4% al giorno**, questo significa che dopo 4 mesi il contenuto energetico veicolato risulterebbe dimezzato. Se paragoniamo il comportamento di **"autoscarica" di una batteria, tipicamente pari all'1,5-2% al mese**, la differenza è decisamente rilevante e rende complesso l'utilizzo dell'idrogeno per conservare e trasferire energia da una stagione all'altra.

	P o T	VOLUME	QUANTITÀ
<b>CARRO BOMBOLAIO</b>	228	23 m <sup>3</sup>	450 kg
<b>CARRO CON SERBATOIO CRIOGENICO</b>	-253 °C	45 m <sup>3</sup>	3200 kg
<b>NAVE LH2</b>	-253 °C	1250 m <sup>3</sup>	75 tonn





Н

Н

Н

L'idrogeno può essere trasportato anche **attraverso vettori** come l'ammoniaca o **vettori di idrogeno organico liquido** (LOHC).

A meno che non venga utilizzata direttamente nell'uso finale (come nel caso dell'ammoniaca per fertilizzanti), **sia i processi di conversione che quelli di riconversione devono essere inclusi in ogni valutazione economica ed energetica.**

Se analizziamo l'intera filiera dei tre modelli di produzione di idrogeno verde precedentemente riportati in Figura 3, possiamo dire che, **in termini di domanda energetica, a partire dalla generazione di energia elettrica fino alla produzione di idrogeno, i tre sistemi pressoché si equivalgono.** A seconda dello stato fisico con cui l'idrogeno viene stoccato, il **consumo energetico varia** come riportato più avanti in Tabella 4.

L'idrogeno però può essere trasportato **tramite tubazioni a una velocità di flusso tre volte superiore a quella del gas naturale.**

La maggior parte degli studi rileva che la massima capacità di flusso di energia di un gasdotto a idrogeno puro potrebbe arrivare ad essere **fino all'80% della massima capacità di flusso di energia per il gas naturale**, a seconda delle condizioni operative: tuttavia, a causa della bassa massa molare dell'idrogeno e del flusso volumetrico maggiore, è **necessaria una potenza di compressione circa 3 volte maggiore per trasportare idrogeno puro rispetto ai normali metanodotti** al fine di raggiungere la stessa capacità in termini di flusso di energia.

Se consideriamo l'attuale sistema di distribuzione del gas naturale tramite pipeline in Italia, sono attualmente presenti **13 centrali di ricompressione**, necessarie per mantenere la spinta del gas nelle tubature, per una potenza

totale installata di **961 MW posizionate ogni 100-200 km della rete dei gasdotti.** Stimando che queste centrali siano operative su tutto l'arco dell'anno con una **media di 7000 ore lavorative** e triplicando il dato per valutare approssimativamente il consumo per trasportare idrogeno puro, allora per mantenere un pari flusso energetico in una eventuale pipeline di idrogeno **occorrerebbero circa 20 TWh di energia elettrica ogni anno** per alimentare i ricompensatori cioè l'equivalente di quanto viene **prodotto da circa 20 GW di impianti fotovoltaici che corrispondono alla potenza fotovoltaica installata attualmente in Italia.**

Il **trasporto su strada**, che può essere effettuato sia in forma di gas compresso sia in forma liquida, **necessita di 8 kg di idrogeno ogni 100 km per alimentare un camion a fuel cell, ovvero 270 kWh di energia elettrica.**

Il **trasporto via nave** può essere fatto **soltanto con il gas in forma liquida**: assumendo i dati di una nave metaniera con cui vengono trasportati circa 215.000 m<sup>3</sup> di gas naturale liquido (GNL), se fosse adibita al trasporto di idrogeno corrisponderebbero a circa **15.000 tonnellate in peso.** Una cisterna di questa dimensione a pieno carico viaggia a 15 nodi con circa 24.000 kW (fonte: "Propulsion trends in tankers", Man B&W A/S - Copenhagen, agosto 2005).

Dato che un diesel marino di grande potenza ha un consumo specifico attorno a 0,175 kg/kWh, è facile verificare che il consumo orario è di circa 4.200 kg. **Un viaggio di andata e ritorno di 30 giorni tra la Cina e l'Europa necessita di circa 6000 tonnellate di "bunker fuel" equivalenti a circa 2000 tonnellate di idrogeno cioè 100 GWh di energia elettrica. Una quantità che rappresenta circa un settimo del carico trasportato.** Si assume ovviamente l'ipotesi che la stessa nave venga alimentata a idrogeno.

# STRATEGIE PER LO SVILUPPO E LA REALIZZAZIONE DELLE HYDROGEN BACKBONE

## SCENARIO EUROPEO

L'Unione Europea punta a raggiungere un sistema energetico totalmente decarbonizzato entro il 2050, inserendo un obiettivo a medio termine di una riduzione netta delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.



L'idrogeno sta riscontrando un **rinnovato interesse** negli ultimi anni, grazie al suo potenziale ruolo nel **supporto alla decarbonizzazione del sistema energetico**, in particolare, in specifici settori **hard to abate** inclusi alcuni segmenti dei trasporti e applicazioni industriali.

Oggi **l'UE consuma circa 10 milioni di tonnellate (Mt) di idrogeno**, equivalenti a circa **340 TWh**, che rappresentano circa l'11% della domanda mondiale di idrogeno. Viene consumato in forma pura (principalmente per la produzione di ammoniaca e nelle raffinerie) o miscelato (principalmente per la produzione di metanolo e acciaio).

Attualmente c'è ancora una **mancanza di consenso** sul potenziale ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica, a causa delle incertezze legate alla **bassa efficienza** energetica e alla

effettiva potenziale **riduzione dei costi** rispetto alle altre tecnologie concorrenti.

Secondo il Rapporto pubblicato dall'IEA nel giugno 2019, la produzione annua di idrogeno è oggi dell'ordine di **70 Mt/anno, quasi interamente ottenuta a partire da fonti fossili** ed è stata responsabile dell'emissione di circa 830 MtCO<sub>2</sub>/anno (circa il 2,5% delle emissioni globali relative solo al settore energia).

**Oggi** il tema gode di uno slancio politico e commerciale senza precedenti, con **strategie e progetti in rapida espansione in tutto il mondo**. L'8 luglio 2020 la Commissione Europea ha pubblicato il documento **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe** riconoscendo al vettore idrogeno un ruolo di rilievo nel processo di decarbonizzazione.



## SCENARIO EUROPEO

Nella sua visione strategica, la **Commissione Europea** ha disegnato uno scenario in cui la quota di idrogeno nel mix energetico europeo dovrebbe assestarsi intorno al **2% nel 2024 fino a raggiungere un 15 - 22% entro il 2050** (circa 1300-1800 TWh).

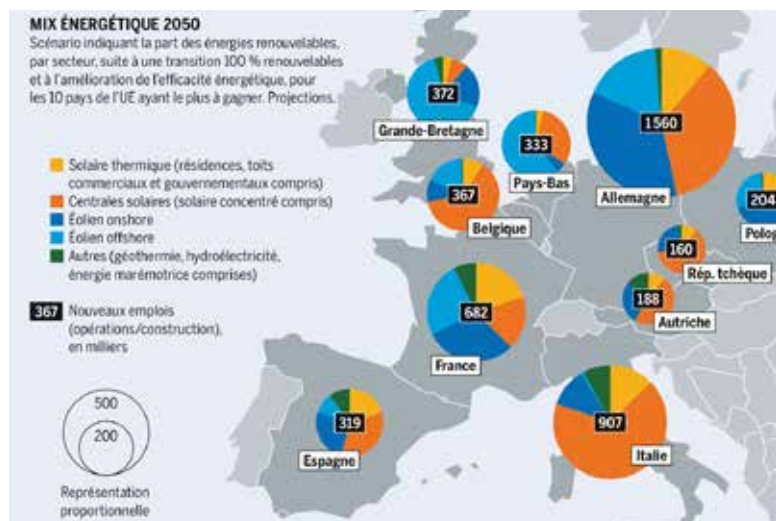


TABELLA 2. Scenario di penetrazione dell'idrogeno nel mix energetico europeo

	2024	2030	2050
<b>PERCENTUALE PENETRAZIONE DI IDROGENO NEI CONSUMI ENERGETICI</b>	2 %	-	15 - 22 %
<b>CAPACITÀ DI ELETTROLISI INSTALLATA (GW)</b>	6	40 + 40 EXTRA EU	500
<b>POTENZA RINNOVABILI (GW)</b>	-	80-120	+ 25% PER PRODURRE H <sub>2</sub> VERDE
<b>INVESTIMENTI (€BN)</b>	320-458		

Fonte: Commissione Europea

La strategia ha l'obiettivo di raggiungere una produzione di idrogeno da fonti rinnovabili di 1 milione di tonnellate annue entro il 2024 e 10 milioni entro il 2030 tramite l'elettrolisi dell'acqua che implica la realizzazione di elettrolizzatori per una capacità di potenza installata di 6 GW al 2024 e di 40 GW (più altri 40 GW extra-UE) fino

al raggiungimento di 500 GW complessivi nel 2050. Nonostante l'orizzonte temporale lontano dia ampi margini di sviluppo, i progetti annunciati finora nei principali Paesi UE porterebbero le installazioni solamente a quota 27 GW più 5 GW come quota parte del Regno Unito (Tabella 3).

TABELLA 3. Capacità di elettrolisi espressa in GW nei programmi di sviluppo della filiera dell'idrogeno nei Paesi dell'Unione Europea

	ROADMAP	CAPACITÀ ELETTROLISI (GW)	DATA PUBBLICAZIONE
<b>FRANCIA</b>	FR Gov, 2020b	6,5	SETT 2020
<b>GERMANIA</b>	BMW, 2020a	5	GIUGNO 2020
<b>ITALIA</b>	MISE, 2020	5	NOVEMBRE 2020
<b>SPAGNA</b>	MITECO, 2020	4	LUGLIO 2020
<b>PAESI BASSI</b>	NL Gov, 2020	3-4	APRILE 2020
<b>PORTOGALLO</b>	PT Gov, 2020	2-2,5	AGOSTO 2020
<b>POLONIA</b>	PL MKiS, 2021	2	BOZZA
<b>REGNO UNITO</b>	BEIS, 2021	5	AGOSTO 2021
<b>EUROPA</b>	EC, 2020a	40	LUGLIO 2020

Fonte: WEC European Hydrogen Study

Stante questo scenario, **WEC-Europe's action plan for 2021** stima che **la produzione di idrogeno nel 2030, utilizzando la capacità di idrolisi di 40 GW, non potrà superare i 2,6 milioni di tonnellate rispetto ai 10 milioni di tonnellate previste**, tenendo conto della disponibilità di centrali eoliche e solarifotovoltaiche dedicate previste per ogni Paese europeo. Tale risultato è strettamente legato

all'utilizzo del fattore di capacità inutilizzata della flotta nucleare europea.

Il rapporto sottolinea che **nel 2019 la capacità installata nucleare in Europa è stata di 112 GW**, con una corrispondente produzione di energia elettrica di **760 TWh**, per un **fattore di capacità media del 78%**. In Europa, diversi paesi avevano un fattore di capacità del 90% o



più (ad es. Germania, Svezia, Finlandia, Spagna), mentre altri avevano un tasso di utilizzo molto più basso. **L'eccezione più notevole è la Francia**, dove l'elevata quota di nucleare nel mix e il funzionamento flessibile della sua flotta hanno consentito un fattore di capacità del 70%. Tuttavia, **entro il 2030, la capacità nucleare installata nell'UE dovrebbe ridursi a circa 88 GW**, poiché alcuni paesi rinunciano all'energia nucleare e ulteriori impianti vengono dismessi. L'Agenzia internazionale per l'energia (IEA, 2020) stima una diminuzione del tasso di utilizzo della flotta nucleare europea entro il 2030 al 72% a seguito dell'aumento delle quote eoliche e solari fotovoltaiche nella produzione totale di elettricità.

**Aumentare la produzione della flotta nucleare europea dal 72% al 90% entro il 2030 potrebbe fornire ulteriori 140 TWh di elettricità.** Questa generazione aggiuntiva potrebbe quindi alimentare **oltre 25 GW di elettrolizzatori** (dei 40 GW previsti dalla strategia europea per l'idrogeno) con un tasso di utilizzo di circa il 65% entro il 2030, con la conseguente produzione di circa 3 Mt di idrogeno per anno. Circa il 70% della potenziale generazione aggiuntiva può essere prodotta dalla Francia.

**Tuttavia, è improbabile che parte di questo potenziale sia disponibile a medio termine** a causa della ristrutturazione e dell'estensione della durata di diversi reattori francesi. Limitando il potenziale alla metà, la generazione incrementale di elettricità risultante potrebbe essere utilizzata per gestire tutti i 6,5 GW di capacità dell'elettrolizzatore previsti in Francia entro il 2030. La risultante produzione nazionale di idrogeno in Francia ammonta a 1 MtH<sub>2</sub> e la potenziale generazione nucleare incrementale in altri paesi europei potrebbe alimentare altri 7,5 GW, con conseguente produzione di idrogeno di 0,8 MtH<sub>2</sub>.

Da questa riesamina si evince quindi che al 2030 si potrebbe raggiungere un target di soli

2,6 milioni di tonnellate di idrogeno di cui 1,8 sarebbero prodotti utilizzando la **generazione aggiuntiva da centrali nucleari esistenti mentre i restanti 0,8 milioni di tonnellate da energia rinnovabile.**

Ciò si traduce in un tasso medio di utilizzo degli elettrolizzatori in tutta l'UE di sole 3350 ore all'anno a causa della mancanza di energia elettrica. Paradossalmente **si andrebbe a produrre principalmente idrogeno non dall'eccesso di energia rinnovabile ma attraverso sistemi centralizzati dedicati.** La mancanza di energia rinnovabile per mantenere questa filiera giustifica l'utilizzo di tecnologie **SMR con CCUS** per produrre energia elettrica decarbonizzata con cui produrre idrogeno utilizzando combustibili fossili.

**Una quota sostanziale per coprire la domanda di idrogeno di 10 milioni di tonnellate cioè circa l'80% del target dovrebbe essere importato.**

In termini di consumi elettrici, **10 milioni di tonnellate di idrogeno** equivalgono a circa **500 TWh**. Per confronto, **il consumo totale di energia elettrica dell'Italia nel 2019 è stato pari a 320 TWh.**



# STRATEGIE PER LO SVILUPPO E LA REALIZZAZIONE DELLE HYDROGEN BACKBONE

## SCENARIO ITALIANO

Anche in Italia l'uso dell'idrogeno è attualmente oggetto di discussione: le linee guida preliminari sono state pubblicate nel novembre 2020 e comprendono una tabella di marcia di obiettivi a breve e lungo termine.

La **strategia** punta all'uso dell'idrogeno in **alcune applicazioni industriali e di trasporto entro il 2030**, insieme ad un potenziale blending di idrogeno nella rete del gas naturale. Le applicazioni in una **prospettiva a lungo termine, entro il 2050**, includono l'uso dell'idrogeno anche come soluzione di **stoccaggio per l'elettricità**, nonché il suo utilizzo per il **riscaldamento di edifici residenziali e commerciali**. I dati preliminari stimano potenziali target di quota di idrogeno nel consumo finale di energia **fino al 2% entro il 2030 e fino al 20% entro il 2050**. La strategia stima inoltre un livello di investimenti richiesto di circa **10 miliardi di €**, con l'obiettivo di garantire 8 Mt di CO<sub>2</sub>eq di riduzione delle emissioni entro il 2030, con una capacità di elettrolisi target di 5 GW. Inoltre, il governo italiano ha deciso di includere **una quota importante del budget del PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza), inviato alla Commissione Ue nell'aprile 2021, **allo sviluppo della filiera dell'idrogeno pulito (3,64 mld €)**.

	2030	2050
<b>PERCENTUALE PENETRAZIONE DI IDROGENO NEI CONSUMI ENERGETICI</b>	2 %	FINO AL 20 %
<b>CAPACITÀ DI ELETTROLISI INSTALLATA (GW)</b>	5	-
<b>QUANTITÀ H<sub>2</sub> PRODOTTO/A (TONNELLATE)</b>	700 000	-
<b>INVESTIMENTI (€MLD)</b>	10	

## THE EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

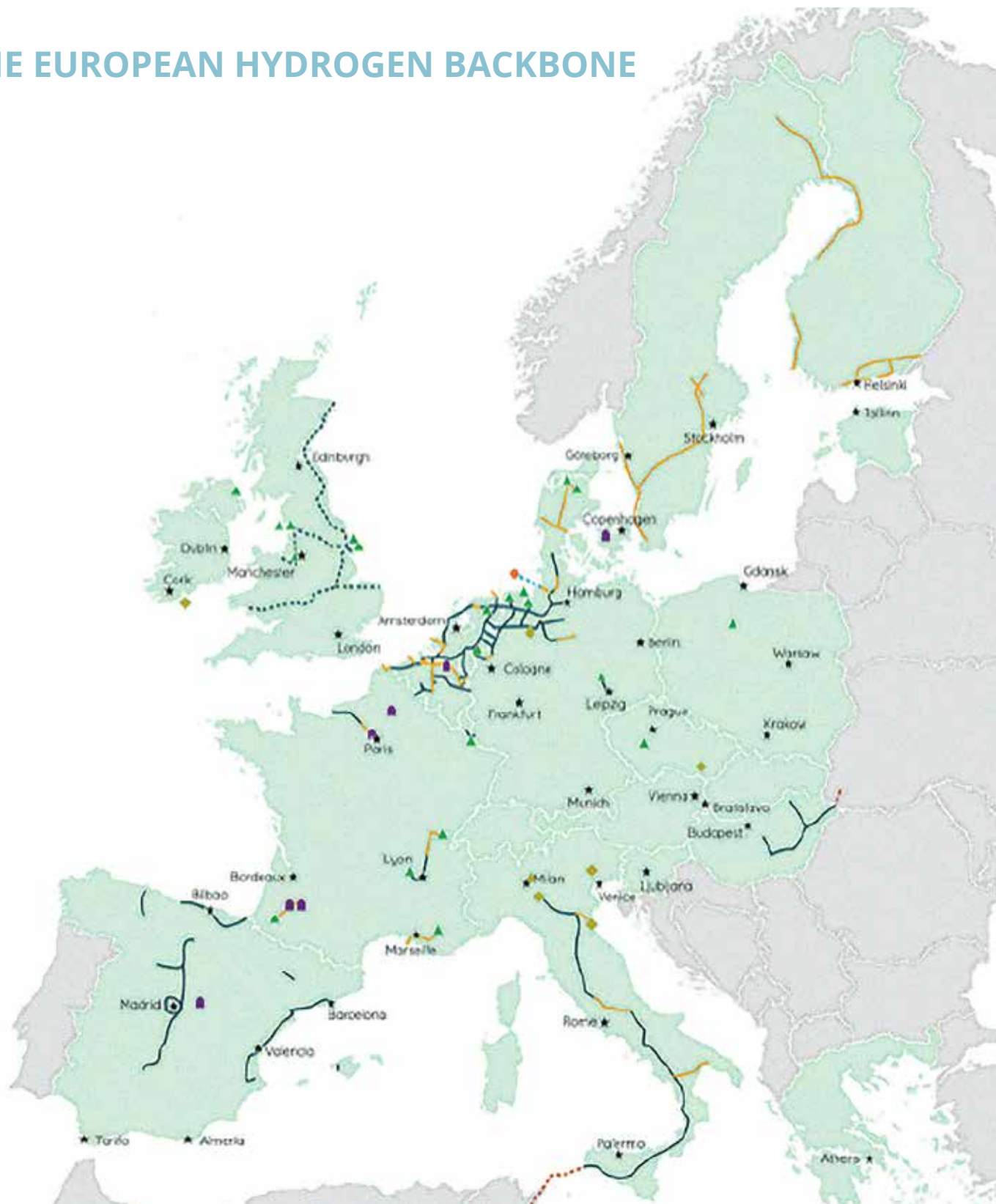


Figura 4. Hydrogen Backbone europea 2030

La cartina in Figura 4 rappresenta l'**European Hydrogen Backbone** a partire **dal 2030 fino alla previsione al 2040** in Figura 5. Le linee verde scuro rappresentano le linee dell'attuale rete di gas naturale che saranno riconvertite al trasporto di idrogeno, mentre le linee colorate di giallo indicano le pipeline di nuova costruzione da dedicare alla futura rete di idrogeno.

Per quanto riguarda l'Italia si può osservare che, oltre alla presenza di **4 potenziali siti di stoccaggio di idrogeno** in campi depleti (quadrati gialli scuri), sono già evidenziate due linee tratteggiate che presuppongono **import/export dal Nord Africa e dalle pipeline corrispondenti a quelle dell'attuale gasdotto TAP.**

Quantità significative di importazioni di energia possono avere un **impatto sulla sicurezza energetica**, in particolare quando si includono **considerazioni geopolitiche**. L'aumento del numero delle fonti di approvvigionamento generalmente riduce questo rischio, ma le relazioni a lungo termine instaurate con i paesi esportatori giocano necessariamente un ruolo essenziale.

L'elemento più preoccupante di questa strategia sull'idrogeno è quella legata all'**approvvigionamento attraverso le attuali pipeline del gas naturale** come si può vedere infatti l'attuale hydrogen backbone si estende nei Paesi dell'Est come l'Ucraina.



Lo studio **European Hydrogen Backbone**, pubblicato nel 2020 e aggiornato nel 2021, **prevede un dispiegamento entro il 2040 di quasi 40.000 km tra tubazioni a idrogeno riadattate e nuove dedicate** di tre diverse dimensioni (48", 36" e 24"), per fungere da **prima infrastruttura di hydrogen pipeline in Europa.**

Tale struttura dovrebbe quindi essere automaticamente rivista alla luce delle attuali tensioni geopolitiche. Sulla base di questa strategia, **l'utilizzo dell'idrogeno non può prescindere dai rapporti geopolitici che attualmente governano la produzione e la distribuzione del gas naturale:** un significativo esempio di come questo vettore energetico anche se prodotto da energia rinnovabile non può riscattare l'indipendenza energetica di un Paese come l'Italia.

Tale fenomeno di interdipendenza sembra abbastanza paradossale in quanto **l'energia elettrica da fonte rinnovabile per produrre l'idrogeno tramite elettrolisi si dovrebbe poter produrre sul territorio italiano.**

È quindi altresì evidente, a chi ha pianificato questa strategia nazionale sull'idrogeno, che l'Italia **non potrà dotarsi di una completa autoproduzione di idrogeno verde** che rende questa **scelta politicamente rilevante e che andrebbe discussa attraverso un passaggio condiviso con la popolazione o addirittura soggetta a un referendum come è stato per il nucleare italiano.**





Figura 5. Hydrogen Backbone europea e italiana 2040



## I CONSUMI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

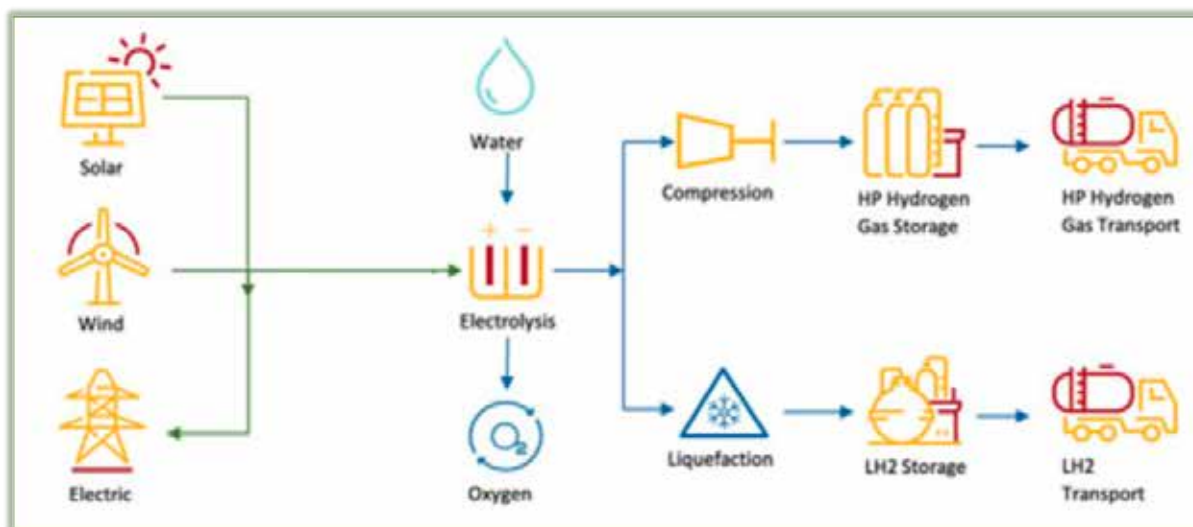


Figura 6. Schema di processo di produzione di idrogeno verde

Lo schema in Figura 6 rappresenta la catena di produzione di idrogeno verde. L'**elettrolizzatore al centro**, che ha come fonte di approvvigionamento energetico parchi eolici e fotovoltaici, consuma acqua per produrre ossigeno e idrogeno.

L'idrogeno ottenuto, a questo punto, può essere trasportato e/o stoccato in forma gassosa, a seguito di un processo di compressione, o in forma liquida dopo liquefazione nei punti di utilizzo finali come in un ipotetico scenario mostrato in Figura 7.

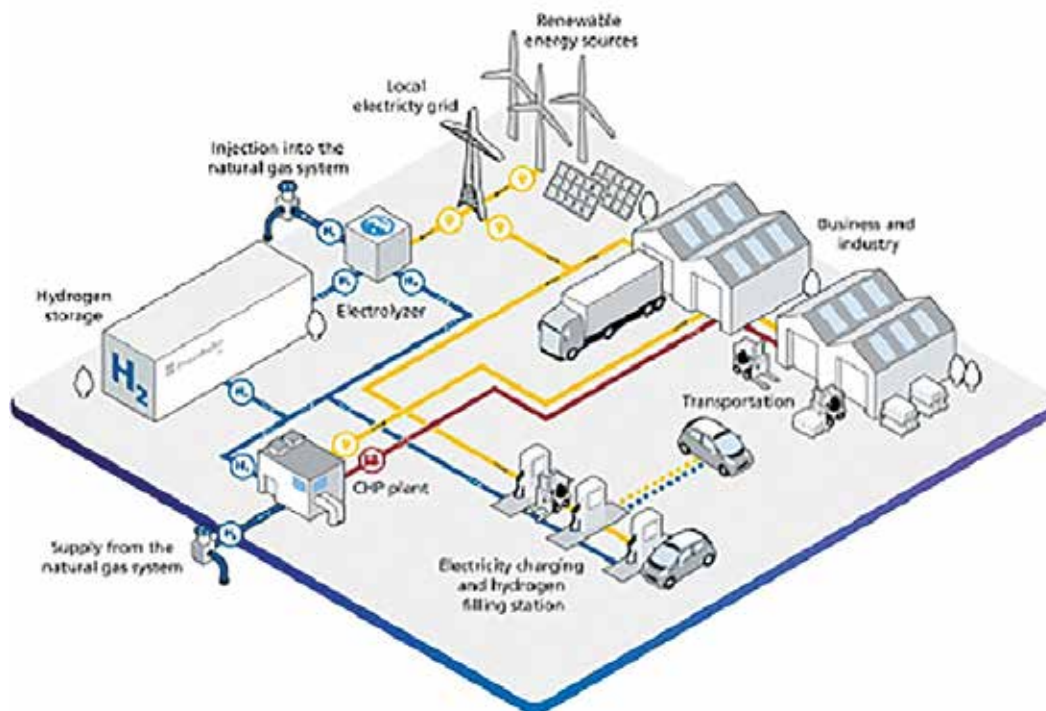


Figura 7. Intera filiera di produzione e distribuzione di idrogeno verde

## I CONSUMI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

Per produrre 1 kg di idrogeno attraverso **elettrolisi** (considerando un'efficienza teorica elettrolizzatore dell'80%) si consumano circa **50 kWh**.

**Per stoccare l'idrogeno liquefatto si consuma il 30% del potere calorifero** inferiore PCI dell'idrogeno mentre **per stoccare idrogeno compresso** occorrono dal **4 al 7% del PCI**.

**Il target italiano per il 2030 è di produrre almeno 700 k tonnellate annue di idrogeno.** Dai calcoli precedenti si può determinare l'energia necessaria per produrre questa quantità di idrogeno sia in fase gas sia fase liquida: **rispettivamente occorrono 36,4 TWh per produrre idrogeno compresso e 42 TWh per quello liquefatto.**

Per produrre questa quantità di idrogeno con elettrolizzatori nazionali tenendo in considerazione una media per i processi industriali di circa 7000 ore lavorative l'anno al netto dei fermi per le manutenzioni ordinarie, **occorrerebbe installare una potenza elettrica da energia rinnovabile di 5,2 GW per produrre l'idrogeno gassoso e 6 GW per produrre quello liquido.**

La **Strategia Nazionale sull'Idrogeno (Linee Guida Preliminari)** prevede di raggiungere una capacità di **5 GW** di elettrolisi che però non sarebbero sufficienti per produrre la quantità di 700 k tonnellate di idrogeno come target. Inoltre, **questa potenza elettrica dovrebbe essere garantita tutto l'anno cioè per tutte le 7000 ore lavorative e questo è abbastanza improbabile realizzarlo con le energie rinnovabili che sono per loro natura stagionali.**

Questo significa che in alcuni periodi dell'anno, per garantire la produzione legata al target nazionale, gli elettrolizzatori dovrebbero lavorare a potenze superiori di 5 GW al fine di accumulare quell'idrogeno che non si riesce a produrre nei periodi di scarsa disponibilità di energia. A meno di non coprire nei periodi di scarsa disponibilità utilizzando energia elettrica prodotta da altre

	<b>CONSUMO ENERGETICO PER KG DI H<sub>2</sub></b>
<b>LIQUEFAZIONE H<sub>2</sub></b>	10 kWh
<b>COMPRESSIONE H<sub>2</sub></b>	2 kWh
	<b>CONSUMO ENERGETICO TOTALE PER TON DI H<sub>2</sub></b>
<b>PRODUZIONE E LIQUEFAZIONE DI H<sub>2</sub></b>	60 MWh
<b>PRODUZIONE E COMPRESSIONE DI H<sub>2</sub></b>	52 MWh

*TABELLA 4. Dati relativi al solo processo di liquefazione e compressione di un kg di H<sub>2</sub>*

fonti come quella termoelettrica da combustibile fossile oppure nucleare da importazione.

Per avere un'idea di cosa significa considerare le potenze messe in gioco, riportiamo la potenza media italiana da fonte rinnovabile che si produce attualmente nei diversi mesi dell'anno. Per questo genere di calcolo **consideriamo soltanto la produzione delle rinnovabili meno costanti, fotovoltaico e eolico**, in quanto non avrebbe nessun senso produrre idrogeno da quelle programmabili e più costanti come l'idroelettrico, le biomasse e il geotermico (*Tabella 5*).

Nella *Tabella 6* si può osservare che **attualmente le potenze medie giornaliere non riuscirebbero a coprire il fabbisogno dei 5 GW** necessari per alimentare gli elettrolizzatori se non durante le ore diurne che però rappresentano soltanto 3530 ore delle 7000 ore lavorative necessarie a produrre 700 K tonnellate/anno di idrogeno verde.

## I CONSUMI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.749	3.532	3.190	3.182	4.666	5.683	5.268	4.835	3.124	3.074	2.949	3.065	46.317
di cui Pompaggio in Produzione <sup>(2)</sup>	136	174	168	185	199	132	102	143	152	149	215	225	1.979
Termica	16.172	13.532	14.489	13.708	11.128	13.737	16.078	13.484	16.183	15.355	18.520	18.195	180.579
di cui Biomasse	1.579	1.382	1.586	1.545	1.577	1.476	1.476	1.494	1.476	1.536	1.492	1.613	18.232
Geotermica	465	427	475	459	465	456	470	463	458	472	448	468	5.526
Eolica	2.604	1.897	1.826	1.541	1.969	960	1.403	1.424	986	1.665	1.720	2.824	20.619
Fotovoltaica	914	1.467	2.415	2.425	2.998	3.003	2.944	2.928	2.343	1.788	930	913	25.068
<b>Produzione Totale Netta</b>	<b>23.904</b>	<b>20.655</b>	<b>22.395</b>	<b>21.315</b>	<b>21.226</b>	<b>23.839</b>	<b>26.161</b>	<b>23.134</b>	<b>23.094</b>	<b>22.354</b>	<b>24.567</b>	<b>25.465</b>	<b>278.109</b>
di cui Produzione da RES <sup>(3)</sup>	9.176	8.330	9.324	8.967	11.476	11.446	11.460	11.001	8.235	8.386	7.324	8.658	113.783
Import	3.863	4.602	4.472	3.188	3.675	3.766	4.630	3.993	4.296	4.458	2.746	2.875	46.564
Export	507	197	207	311	227	225	244	275	179	227	572	600	3.771
<b>Saldo Estero</b>	<b>3.356</b>	<b>4.405</b>	<b>4.265</b>	<b>2.877</b>	<b>3.448</b>	<b>3.541</b>	<b>4.386</b>	<b>3.718</b>	<b>4.117</b>	<b>4.231</b>	<b>2.174</b>	<b>2.275</b>	<b>42.793</b>
<b>Pompaggi</b>	<b>194</b>	<b>249</b>	<b>240</b>	<b>264</b>	<b>284</b>	<b>189</b>	<b>145</b>	<b>204</b>	<b>217</b>	<b>213</b>	<b>307</b>	<b>321</b>	<b>2.827</b>
<b>Richiesta di Energia elettrica<sup>(1)</sup></b>	<b>27.066</b>	<b>24.811</b>	<b>26.420</b>	<b>23.928</b>	<b>24.390</b>	<b>27.191</b>	<b>30.402</b>	<b>26.648</b>	<b>26.994</b>	<b>26.372</b>	<b>26.434</b>	<b>27.419</b>	<b>318.075</b>

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Tabella 5. Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2021

Lo schema in Figura 6 rappresenta la catena di produzione di idrogeno verde. L'**elettrolizzatore al centro**, che ha come fonte di approvvigionamento energetico parchi eolici e fotovoltaici, consuma acqua per produrre ossigeno e idrogeno.

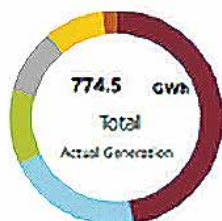
L'idrogeno ottenuto, a questo punto, può essere trasportato e/o stoccato in forma gassosa, a seguito di un processo di compressione, o in forma liquida dopo liquefazione nei punti di utilizzo finali come in un ipotetico scenario mostrato in Figura 7.

	POTENZA MEDIA DURANTE LE ORE DI PRODUZIONE (2021)											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
<b>EOLICO</b>	3,6	2,4	2,5	2,1	2,7	1,3	1,9	2,0	1,3	2,3	2,4	3,8
<b>FOTOVOLTAICO</b>	3,8	5,4	8,0	6,7	7,7	7,1	7,6	8,1	7,8	6,6	3,9	4,3
<b>ORE LUCE MEDIA GIORNALIERA</b>	8	9	10	12	13	14	13	12	10	9	8	7
<b>ORE LUCE MEDIA MENSILE</b>	240	270	300	360	390	420	390	360	300	270	240	210

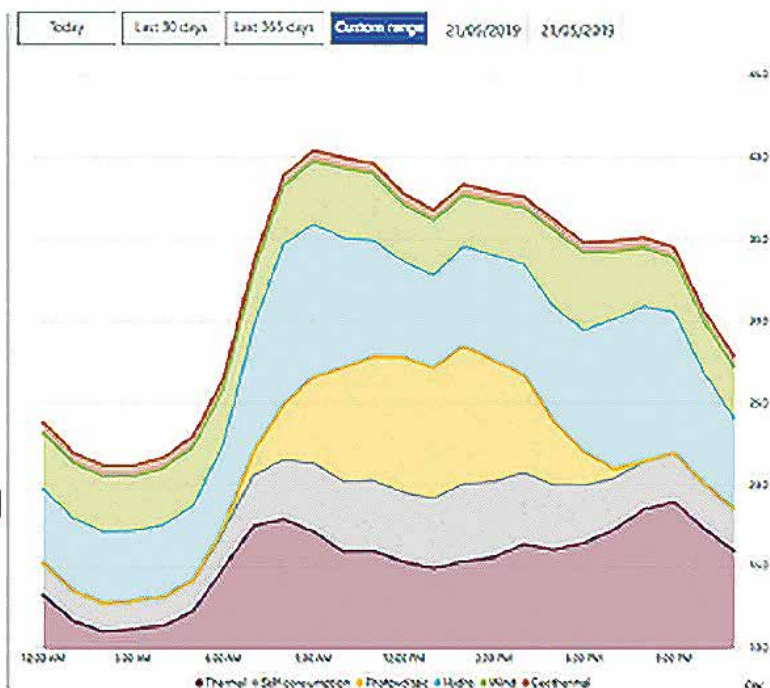
Tabella 6. Potenza media durante le ore di produzione di eolico e fotovoltaico (2021)

## Actual Generation

From: 21/05/2019 To: 21/05/2019  
 Last update: 10/11/2019 22:00



### Actual Generation per primary source (GWh)



Il problema legato alla **distribuzione delle potenze** è ben visibile nella figura della distribuzione della produzione di energia elettrica della rete italiana.

Va inoltre aggiunto che **buona parte degli impianti fotovoltaici sono collegati alle reti di bassa tensione** mentre i grandi impianti di elettrolizzazione per loro natura saranno allacciati a reti di **media tensione** e potranno così recuperare la produzione eccedente dei piccoli impianti fotovoltaici.

Su questa base **si dovrebbe pensare di alimentare gli impianti di produzione di idrogeno tramite l'alta tensione** che trasporta però l'elettricità prodotta dai grandi parchi eolici oppure dai grandi impianti idroelettrici che sarebbe però assurdo utilizzarli per la produzione di idrogeno in quanto l'idroelettrico è già un sistema di accumulo.

È evidente che la produzione di idrogeno dovrebbe quindi andare in capo alla **produzione di energia elettrica prodotta da eolico che, tuttavia, richiederebbe almeno il doppio degli impianti attualmente installati.**

Le maggiori produzioni di eolico sono concentrate nei **mesi invernali tra novembre e febbraio** proprio quando la potenza fotovoltaica non è sufficiente a coprire il fabbisogno di energia elettrica per cui **non vi sarebbero le condizioni per accumulare idrogeno** che, su questa base, si dovrebbe effettuare nel periodo tra marzo e ottobre per essere poi fruibile nei mesi critici. La riduzione del periodo di produzione non permetterebbe di raggiungere il target di idrogeno previsto ma **soltanto il 60%.**

**Per compensare il 40% mancante si dovrebbe installare una potenza superiore a 5 GW di elettrolizzatori** e incrementare la **potenza eolica di almeno tre volte** quella attuale.



## IMPIANTI DI ELETTROLISI PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO

Il numero di elettrolizzatori da installare può variare a seconda della taglia dei moduli impiegati e del tipo di produzione che si vuole ottenere, ovvero se centralizzata o distribuita

Al momento, la **taglia più grande di elettrolizzatori in commercio si aggira intorno ai 20 MW per la tipologia AEL e ai 18 MW per la tecnologia PEM**, questo significherebbe l'installazione di 250 impianti di elettrolisi con un consumo teorico, per ogni sito attivo, di circa 140 GWh all'anno se consideriamo una produzione complessiva di 700 K tonnellate/anno di idrogeno.

Lo sviluppo tecnologico afferma che presto si potranno scalare i moduli fino ad una capacità di 100 MW riducendo i siti di collocamento degli impianti a 50, ma con un **consumo teorico di 700 GWh annui ciascuno**.





La dimensione di un **piccolo elettrolizzatore da 20 MW**, oggi commercialmente disponibile, richiederebbe una **quantità annuale di energia elettrica di 140 milioni di kWh** che si potrebbe produrre in Italia con un **parco eolico da 75 MW**, considerando una media di produzione di 1871 kWh per ogni kW di potenza installata (fonte: EUROBSERVER) o un parco fotovoltaico da circa 123 MW, considerando una media di produzione di 1135 kWh per ogni kW di potenza installata (fonte: EUROBSERVER).

L'energia elettrica necessaria per alimentare un elettrolizzatore da 100 MW, come previsto nella strategia nazionale, richiederebbe quindi una potenza eolica di 375 MW o fotovoltaica di 625 MW: tanto per avere un'idea dimensionale, il più grande parco eolico italiano è quello realizzato in Sardegna in Provincia di Olbia-Tempio di 138 MW che copre una superficie di superficie di circa **4000 ettari cioè circa 5600 campi da calcio** mentre il più grande parco fotovoltaico si trova vicino a Foggia in Puglia di **103 MW che copre una superficie pari a 142 ettari che sono l'equivalente di 200 campi di calcio**. Un elettrolizzatore da 100 MW richiederebbe l'energia elettrica prodotta da un **parco eolico di circa 11000 ettari o un parco fotovoltaico di circa 862 ettari**. Per raggiungere l'obiettivo del piano strategico di una potenza di elettrolizzatori pari a 5 GW, bisognerebbe realizzare 50 elettrolizzatori da 100 MW per cui sarebbe necessaria una superficie complessiva di **550 mila ettari**

di parco eolico o 43100 ettari di parco fotovoltaico cioè 5500 kmq o 431 kmq, rispettivamente. 5500 kmq sarebbe un'area equivalente alla provincia di Modena e di Reggio Emilia messe insieme,



il che fa capire come sarebbe **oggettivamente impossibile posizionare gli impianti per la produzione di energia rinnovabile a ridosso degli impianti di produzione di idrogeno per cui lo scenario sarà inevitabilmente quello di una filiera molto lunga.**



## I CONSUMI DI ACQUA PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO

Dal calcolo stechiometrico, per produrre un kg di idrogeno occorrono circa 9 L di acqua quindi per ottenere 1 tonnellata di idrogeno devono essere consumati 9000 L di acqua.

Per raggiungere il target italiano di **700 k tonnellate di idrogeno** si dovrebbero consumare **6.300.000 m<sup>3</sup> di acqua** che diventerebbero almeno il doppio considerando la demineralizzazione dell'acqua e la gestione del calore.

La produzione di grandi quantità di idrogeno decarbonizzato richiederà quindi l'utilizzo di **notevoli quantità di acqua**, a seconda della tecnologia utilizzata e dei volumi di idrogeno prodotti.

**Le tecnologie che richiedono più acqua sono gli elettrolizzatori** mentre gli **impianti SMR dotati di CCUS consumano 5-7 litri/kgH<sub>2</sub>** (IEAGHG, 2017). Tenendo conto del consumo complessivo di acqua degli elettrolizzatori (stimato in 18-24 litri/kgH<sub>2</sub> (IRENA, 2020b)), **la produzione di idrogeno nell'UE entro il 2050, farebbe aumentare il consumo di acqua annuo nel corso degli anni a circa 0,6 miliardi di metri cubi nel 2050**. Sebbene rappresenti solo lo 0,3% del consumo europeo di acqua dolce, potrebbe porre **limiti alla localizzazione dei progetti in tutto il continente** in quanto il consumo di



acqua sarebbe concentrato sugli elettrolizzatori e quindi il consumo locale potrebbe diventare un limite da considerare con attenzione anche alla luce dei cambiamenti climatici che, come stiamo osservando, rischiano di modificare completamente la disponibilità attuale di risorsa.

Oggi, la componente di costo dell'acqua rappresenta solo una frazione del costo totale di produzione dell'idrogeno (dell'ordine di \$ 0,1/kgH<sub>2</sub> o meno), sebbene la sua evoluzione dipenderà dall'andamento dei costi dell'acqua che, diventando la materia prima per la **produzione di energia centralizzata**, potrebbe risentire degli stessi effetti speculativi legati ai combustibili fossili.

Siccome **l'acqua è l'elemento base della vita**, questo significa che gli effetti speculativi potrebbero ritorcersi sulla disponibilità vitale di questa risorsa che potrebbe essere soggetta a una **forte privatizzazione**.

## IDROGENO VERDE E RINNOVABILI

La Tabella 7 riporta i dati sulle rinnovabili aggiornati al 2021 per quanto riguarda la potenza installata in GW e la produzione in TWh. Ad oggi il totale prodotto del mix di rinnovabili in Italia è circa 115 TWh e copre circa il 30% dell'attuale consumo di energia elettrica.

Per la produzione di idrogeno al 2030 si dovrebbero utilizzare intorno ai 40 TWh, come media tra idrogeno compresso e quello liquefatto, che corrisponde ad un terzo delle attuali rinnovabili e all'89% della produzione fotovoltaica e eolica, come già discusso in precedenza, per ottenere un quantitativo corrispondente ad appena il 2% del mix energetico italiano.



FONTE	POTENZA INSTALLATA 2021 [GW]	PRODUZIONE 2021 [TWh]
<b>FOTOVOLTAICO</b>	22,20	25,10
<b>IDROELETTRICO</b>	22,70	46,30
<b>EOLICO</b>	11,10	20,60
<b>BIOENERGIE</b>	4,00	18,20
<b>GEOTERMICO</b>	0,80	5,50
<b>TOTALE</b>	60,80	115,70

TABELLA 7. Potenza e produzione delle rinnovabili in Italia 2021.

La proiezione delle rinnovabili al 2030 è riportata in Tabella 8 e stima ottimisticamente di raggiungere più del doppio dell'attuale capacità di eolico e fotovoltaico in meno di 10 anni, considerando che il tasso di crescita delle rinnovabili è stato del 2% tra 2019 e 2020.

Fonte	Potenza installata 2030 [GW]	Produzione 2030 [TWh]	Potenza installata 2050 [GW]	Produzione 2050 [TWh]
<b>FOTOVOLTAICO</b>	70,00	79,14	250,00	282,66
<b>IDROELETTRICO</b>	22,70	46,30	22,70	46,30
<b>EOLICO</b>	20,00	37,12	50,00	92,79
<b>BIOENERGIE</b>	4,00	18,20	4,00	18,20
<b>GEOTERMICO</b>	0,80	5,50	0,80	5,50
<b>TOTALE</b>	117,50	186,26	327,50	445,45

*Tabella 8. Potenza e produzione delle rinnovabili in Italia 2021.*

La seconda parte della *Tabella 8* riporta come dovrebbe essere la proiezione delle rinnovabili se si volesse coprire il totale del consumo di energie elettrica per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

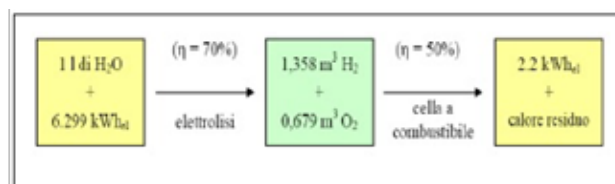
**Se l'obiettivo per il 2050 è produrre 7 milioni di tonnellate, impiegando circa 400 TWh, è necessario che la capacità di fotovoltaico ed eolico sia 10 volte superiore a quella di oggi** con la realizzazione di grandi impianti fotovoltaici dedicati alla sola produzione di idrogeno e questo sarebbe **improponibile su scala locale**.

## IDROGENO VERDE PER ACCUMULARE ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE

Uno degli elementi con cui giustificare la produzione dell'idrogeno è quella di utilizzarlo come vettore energetico per accumulare l'energia da fonte rinnovabile prodotta in eccesso al fine di poterla utilizzare in momenti di mancanza di disponibilità energetica.



Tale necessità è data dalla variabilità naturale delle fonti rinnovabili. Se consideriamo il ciclo integrato tra l'elettrolizzatore per trasformare l'energia elettrica in idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua e il recupero dell'energia così accumulata trasformando l'idrogeno in energia elettrica tramite una cella a combustibile, il risultato è che partendo da 6,2 kWh per produrre idrogeno si riescono a riottenere 2,2 kWh di energia elettrica come consumo finale.



Ciclo integrato elettrolizzatore e cella a combustibile

Questo significa che il rendimento del processo di accumulo è del 35% cioè il consumo di 50 kWh per ogni kg di idrogeno prodotto restituisce 17,5 kWh di energia elettrica. Tenendo conto che la conservazione dell'idrogeno e il suo trasporto in navi gasiere o in carri bombolai richiede la sua liquefazione per aumentare la densità energetica, allora significa che occorre consumare 60 kWh per produrre 1 kg di idrogeno liquido per cui il rendimento scende al 29%. Considerando poi le perdite per lo stoccaggio continuativo per giorni o per mesi così come le perdite dopo la rigasificazione e il trasporto in pipeline, allora i rendimenti possono essere di molto inferiori al 29%.

Mettendo a confronto i diversi sistemi di accumulo come i grandi elettrochimici in batteria oppure i pompaggi idroelettrici a confronto con l'idrogeno si evince chiaramente che si passa da oltre un 90% di rendimento dei primi a un 70% di rendimento dei secondi fino a non più del 29% del terzo.



## IDROGENO VERDE PER ACCUMULARE ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE

La strategia sull'idrogeno quindi porta a uno spreco del 70% dell'energia rinnovabile accumulata e quindi è come affermare che due terzi degli impianti rinnovabili producono energia a perdere cioè non utile. Allo stesso modo, da

un punto di vista delle superfici occupate per produrre energia da fonte rinnovabile, è come se affermassimo che due terzi di queste producono energia a perdere, cioè non utile, per cui si può tradurre come consumo di suolo.

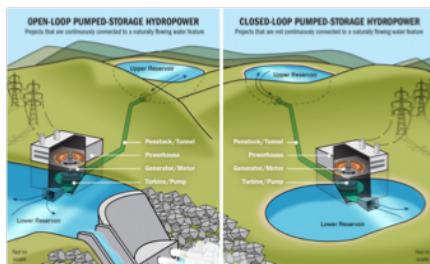
### ACCUMULARE 10 kWh DI ENERGIA RINNOVABILE

### kWh RECUPERABILI



**Batterie per accumuli giornalieri**

**9 kWh**



**pumped-storage-hydro per accumuli stagionali in alta tensione**

**7 kWh**



**Idrogeno per applicazioni specifiche**

**3 kWh**

# CONCLUSIONI

**In conclusione, la produzione di idrogeno a livello nazionale impiegherebbe uno sforzo enorme che, anche raggiungendo i target prefissati, soddisferebbe appena il 20% del fabbisogno energetico italiano in cui tutto il fotovoltaico e l'eolico installato dovrebbe essere dispiegato nella produzione di idrogeno verde.** Se al 2050 l'obiettivo è l'intera decarbonizzazione energetica, c'è da chiedersi come dovrebbe essere colmato quel restante 80% con energia prodotta da fonte rinnovabile che non sia impiegata nella filiera dell'idrogeno verde.

**Non è oggettivamente realistico generare ex-novo una produzione e una logistica così grande e complessa di idrogeno verde sia nel breve che nel lungo termine.** L'unica soluzione possibile per poter produrre il target italiano, fissato a 7 Mt annue, è quella di importare dai vicini paesi europei o dal Nord Africa idrogeno verde prodotto da fonti rinnovabili o, in alternativa, l'energia elettrica necessaria per produrlo. Questo cosiddetto carburante "pulito" è decantato da governi e organizzazioni non governative in tutta Europa come la soluzione climatica a tutti i nostri problemi. Si vuole dimostrare da parte delle strategie governative europee che questo vettore sarà il modo per decarbonizzare i trasporti, l'industria pesante, il riscaldamento, il settore elettrico ecc...

**I dati elaborati in questo rapporto dimostrano che non c'è possibilità di coprire il target minimo di idrogeno a livello nazionale se non tramite una filiera non sostenibile e non realizzabile di energia rinnovabile;** tuttavia, non bisogna meravigliarsi in quanto dietro la macchina dell'hype dell'idrogeno ci sono le lobby del gas fossile, inclusi colossi aziendali come Total, Shell e Snam, per i quali l'idrogeno è un modo per rimanere competitivi sostituendo il gas metano con un nuovo vettore energetico centralizzabile ma soprattutto potenzialmente importabile dalle attuali pipeline del gas naturale.



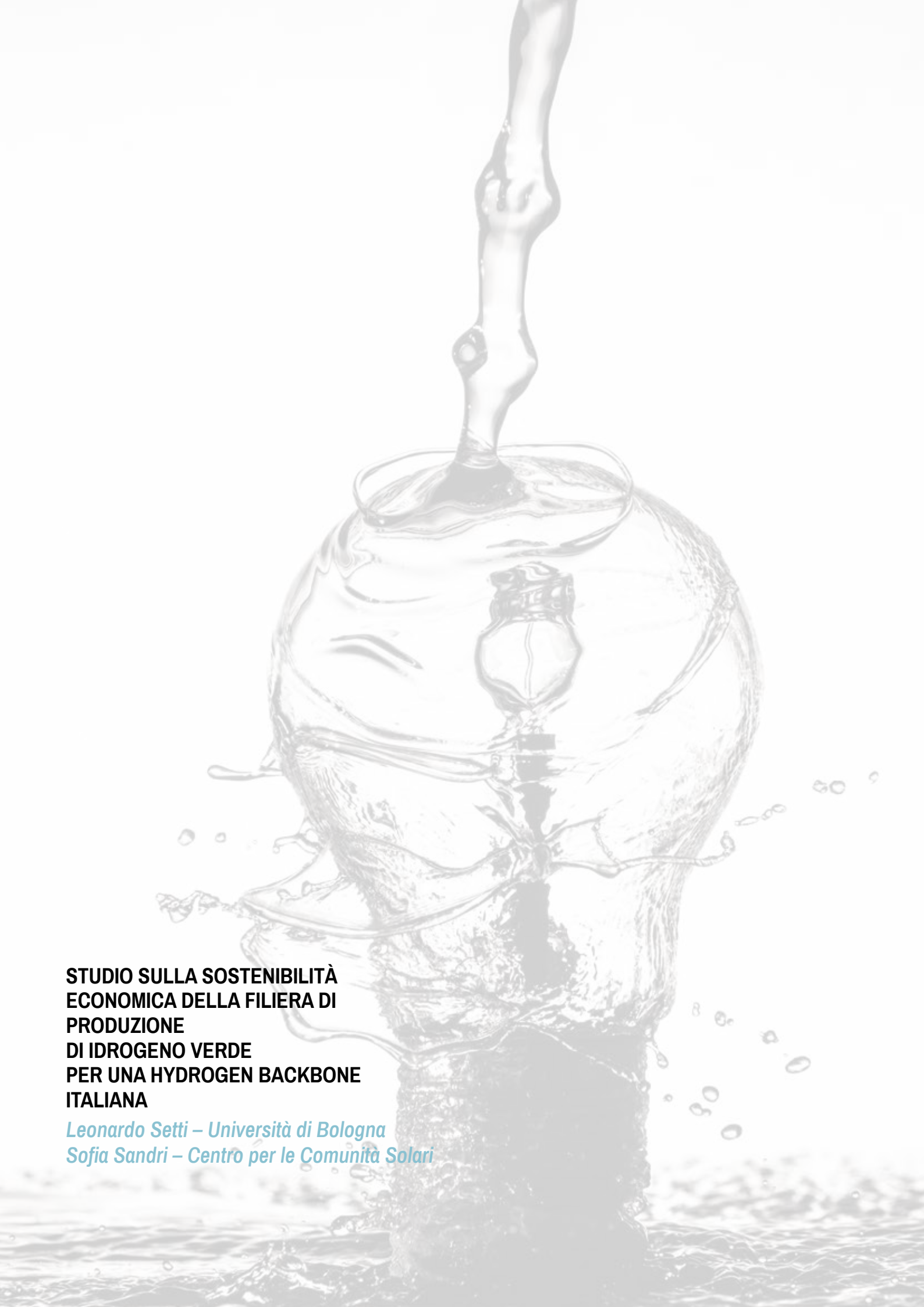
**“ IL SOLE, CON TUTTI QUEI  
PIANETI CHE GIRANO  
INTORNO AD ESSO E DA ESSO  
DIPENDONO, PUÒ ANCORA  
MATURARE UN GRAPPOLO  
D’UVA COME SE NON VI FOSSE  
NIENT’ALTRO DA FARE IN TUTTO  
L’UNIVERSO”  
(GALILEO GALILEI)**

# BIBLIOGRAFIA

1. Pozio, A. & Cemmi, A. La produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi. *Chim. E Ind.* 12, 108–113 (2010).
2. Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050. 291.
3. Armaroli, N. & Balzani, V., *ChemSusChem* 4, 21-36 (2011).
4. Nicolini, I. A. UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PERUGIA. 53.
5. Nicolini, I. A. CELLE A COMBUSTIBILE. 53.
6. Zollino, di G. L'irresistibile leggerezza dell'idrogeno/2: costi di produzione e indicazioni per l'Italia. 12.
7. (ENI) Piano strategico 2021-2024: verso l'obiettivo zero emissioni. <https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2021-it/02/CS-strategy-2021-2024.pdf>
8. WEC European Hydrogen Study: La Revue de Octobre 2021.
9. Clean Refinery Hydrogen for Europe: Refhyne Project.
10. Strategic Plan Snam 2020-2024. [https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/investor\\_relations/presentazioni/2020/2020\\_2024\\_Strategic\\_Plan.pdf](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/investor_relations/presentazioni/2020/2020_2024_Strategic_Plan.pdf)
11. (MISE, 2020) Ministry of Economic Development, Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminari, Italy, November 2020  
[https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia\\_Nazionale\\_Idrogeno\\_Linee\\_guida\\_preliminari\\_nov20.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf)
12. European Hydrogen Backbone Report 2020.
13. Extending the European Hydrogen Backbone.
14. Mazzocchi, L., Cappelletti, F., Gaeta M., Gelmini A., Rossetti A., Scagliotti M., Valli C., Zagagno C., Idrogeno, un vettore energetico per la decarbonizzazione. RSEview.
15. European Commission, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, COM (2020) 301 final, luglio 2020.
16. The hydrogen hype: Gas industry fairy tale or climate horror story?
17. Howarth, R. W. & Jacobson, M. Z. How green is blue hydrogen? *Energy Sci. Eng.* 9, 1676–1687 (2021)
18. Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing existing gas.







**STUDIO SULLA SOSTENIBILITÀ  
ECONOMICA DELLA FILIERA DI  
PRODUZIONE  
DI IDROGENO VERDE  
PER UNA HYDROGEN BACKBONE  
ITALIANA**

*Leonardo Setti – Università di Bologna  
Sofia Sandri – Centro per le Comunità Solari*