

EXECUTIVE SUMMARY

Oggi la **transizione energetica** e la **decarbonizzazione dell'economia** rappresentano uno dei principali obiettivi a livello globale. In Europa, l'adozione del «**Green New Deal**», si pone lo sfidante obiettivo di azzerare completamente le **emissioni nette di Green House Gas (GHG) al 2050, con il target intermedio di raggiungere nel 2030 una riduzione pari al 55% rispetto ai valori del 1990: il raggiungimento di questi obiettivi ambiziosi richiederà, tra le altre cose, un radicale cambiamento del mix di combustibili con la potenziale adozione dell'idrogeno.**

L'edizione **2022 del Hydrogen innovation Report** si pone quindi il principale obiettivo di analizzare le potenzialità legate allo **sviluppo del mercato dell'idrogeno in Italia**, focalizzandosi sugli utilizzi finali in quei settori che risultano difficilmente elettrificabili come quelli **Hard-to-Abate industriali (acciaio e fonderie, chimica, ceramica, carta e vetro)** e in alcuni importanti segmenti del **trasporto** quello **pesante su gomma**, il **trasporto navale, aereo e su rotaia per le tratte non ancora elettrificate.**

Come è strutturato il mercato e quali sono i vincoli tecnologici per l'adozione dell'idrogeno nei settori **Hard-to-Abate** industriali e nel trasporto?

Nel **primo capitolo** di questo report è stata analizzata la struttura del mercato europeo dell'idrogeno cercando di **mettere in evidenza i vincoli tecnologici** relativi all'utilizzo **dell'idrogeno, verde o blu**, nei settori **Hard-to-Abate**, sia per quei settori che **già utilizzano idrogeno come feedstock** nei loro processi produttivi, sia per quelli che attualmente **non utilizzano idrogeno**. Sono stati quindi esplorati il **potenziale e i vincoli tecnologici dell'idrogeno come strumento per la decarbonizzazione del settore del trasporto pesante** (su strada, navale, aereo e su rotaia per le tratte non ancora elettrificate).

Oggi, la **domanda** complessiva di idrogeno in **Europa** si attesta attorno alle **8,4 Mton annue** dove il **settore della raffinazione** con il **49%** è il principale utilizzatore, seguito dal **settore della produzione dell'ammoniaca** che totalizza il **31%** e dalla produzione di **metanolo**, pari al **5%** del totale.

La **produzione annua** di idrogeno in Europa si attesta attorno alle **10,5 Mton**, prevalentemente mediante **impianti "captive" di reforming da gas naturale (SMR)** situati presso i principali siti di consumo come le raffinerie e gli impianti per la produzione dell'ammoniaca.

L'**Italia**, con circa **0,6 Mton** di consumo di idrogeno, rappresenta il **quinto paese europeo** dove più del **70%** della domanda proviene dal **settore della raffinazione**, circa il **14%** dal **settore dell'ammoniaca** mentre la restante parte dagli **altri settori dell'industria chimica**.

	Processo che usa l'idrogeno	Alternative tecnologiche	N. Impianti in Italia e tecnologia	Domanda H ₂ in Italia (2019)
Raffinazione	<ul style="list-style-type: none"> Hydrotreating Hydrocracking 	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	12 (SMR)	0,43 Mton/anno
Produzione di ammoniaca	Processo di Haber-Bosch	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	1 (SMR)	0,08 Mton/anno
Produzione di metanolo	Processo di sintesi del metanolo	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	-	-
Produzione di acciaio	Processo DRI – Direct Reduced Iron	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	-	-

Dal punto di vista **tecnologico**, per questi settori **non sussistono particolari vincoli al passaggio all'idrogeno**

blu o verde. Infatti, già ad oggi queste industrie autoproducono e consumano idrogeno per soddisfare i propri fabbisogni. Tuttavia, nel caso di **switch all'idrogeno blu** occorre tenere in considerazione **le criticità** legate alle necessità di **stoccaggio** dell'anidride carbonica, mentre nel caso di **passaggio all'idrogeno verde, nel caso di alimentazione mediante fonti rinnovabili non programmabili**, uno dei principali ostacoli è rappresentato dalla necessità di **alimentazione in continuo dei processi produttivi**.

Nel primo capitolo è stata svolta un'analisi di **sensitivity** per identificare a quali livelli di **prezzo delle emissioni di anidride carbonica** sarebbe equivalente **adottare idrogeno blu e idrogeno verde al posto dell'attuale idrogeno prodotto mediante SMR**.

Nel caso di adozione di **idrogeno blu**, il **costo della CO₂ evitata** è pari a **100 o 111 €/tonCO₂**, a seconda che si consideri una percentuale di cattura delle emissioni rispettivamente del 50% o 90%. Questi valori si avvicinano molto all'attuale **costo della CO₂** sul mercato ETS, che nei **primi mesi del 2022** ha **superato** il valore di **90 €/tonCO₂**.

Nel caso di adozione di **idrogeno verde**, il **costo della CO₂ evitata** varia in funzione del costo dell'idrogeno grigio e verde. Considerando un **prezzo elevato** dell'idrogeno grigio (4 e 6,5 €/kg) e un prezzo dell'**idrogeno verde basso** (pari a 3 o 5 €/kg), il **costo della CO₂ evitata** risulta addirittura **negativo**. Viceversa, con un **prezzo basso** dell'idrogeno grigio (2 €/kg) e un **prezzo dell'idrogeno verde alto** (maggiore di 7 €/kg), il **costo della CO₂ evitata** cresce notevolmente, arrivando fino a **900 €/tonCO₂**.

Sono stati quindi indagati alcuni **settori industriali Hard-to-Abate** che **potrebbero in futuro adottare l'idrogeno verde** come **vettore energetico** al posto del gas naturale per il soddisfacimento dei **consumi termici** in un'ottica di decarbonizzazione. In questi settori, l'utilizzo di idrogeno è da considerarsi come un'alternativa all'elettrificazione diretta, quando questa risultasse difficilmente percorribile.

Per questi settori industriali, si è partiti dall'analisi delle possibili tecnologie di utilizzo dell'idrogeno per la produzione di energia termica e della relativa **readiness attuale e futura all'adozione dell'idrogeno**.

	Tecnologie	Consumo di Gas Naturale per energia termica	Emissioni settoriali di CO _{2,eq} (Scope 1,2)
Produzione dell'acciaio	Forni	2.030 MSm ³	20 Mt CO _{2,eq}
Produzione della carta	<ul style="list-style-type: none"> • Cogeneratori • Caldaie 	2.500 MSm ³	8 Mt CO _{2,eq}
Produzione della ceramica	<ul style="list-style-type: none"> • Forni • Caldaie • Cogeneratori 	1.500 MSm ³	4 Mt CO _{2,eq}
Produzione del vetro	Forni	970 MSm ³	4 Mt CO _{2,eq}

Successivamente, sono stati definiti **tre scenari** di utilizzo di un **blend di idrogeno verde e gas naturale** **rispettivamente al 10%, 20% e 100% di concentrazione di idrogeno in volume nella miscela**. Con riferimento a questi tre scenari, è stata **effettuata un'analisi** volta ad analizzare l'impatto nei diversi settori in termini di **domanda finale di idrogeno e il conseguente abbattimento dei consumi di gas metano e riduzione delle emissioni di CO₂**.

Infine, è stata svolta un'analisi di **sensitivity sul prezzo dell'idrogeno verde** per individuare il valore che lo renderebbe competitivo per la **sostituzione del gas naturale** e, per diversi valori di **costo dell'idrogeno verde**, è stato indicato il **prezzo della CO₂ (carbon tax)** per il **break-even** rispetto all'utilizzo del gas naturale. Quest'ultima analisi è stata svolta nell'ipotesi di **non considerare i costi associati alla sostituzione/retrofit**

delle tecnologie di produzione del calore, ma prendendo in esame **solamente** il **costo dei vettori energetici** e delle emissioni di anidride carbonica.

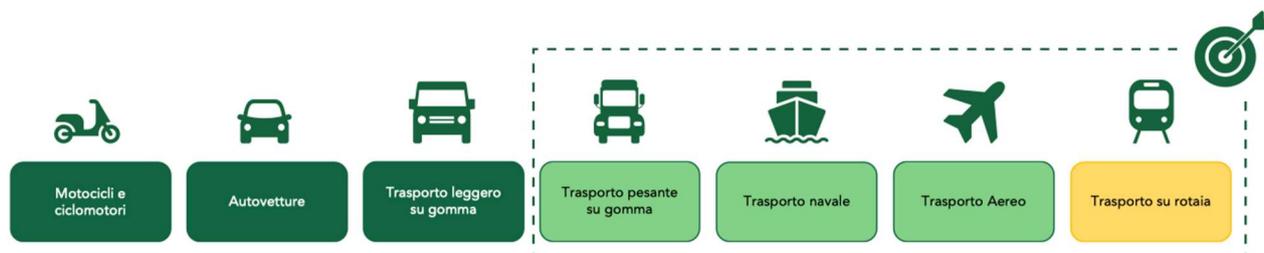
Per tutte le tecnologie prese in considerazione – ovvero cogeneratori a motore alternativo, cogeneratori a turbina, forni e caldaie –, l'attuale **parco installato** risulta già in grado di **sopportare** una **quota di idrogeno in miscela** fino al **massimo** al **20%** ma, ad oggi, solamente **le caldaie** risultano essere già **pronte per essere alimentate al 100% con idrogeno**, mentre per i **cogeneratori** (sia a motori endotermici che a turbine) questo traguardo non è ancora stato raggiunto.

Il **potenziale di abbattimento dei consumi di gas naturale** nei **diversi settori** dipende fortemente dallo **scenario di blend di idrogeno** considerato, ma un **taglio significativo delle emissioni di CO₂** si raggiunge solo nel caso di **completa sostituzione del gas naturale** con una conseguente **domanda di idrogeno verde nell'ordine delle centinaia di kton all'anno**.

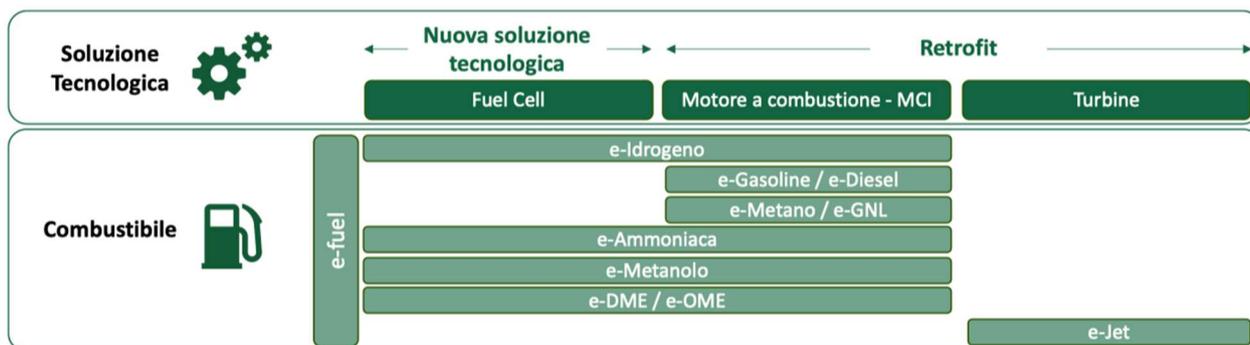
L'**analisi di sensitivity sul prezzo dell'idrogeno verde** ha evidenziato che il **prezzo della CO₂ (carbon tax)** che garantirebbe un **costo di break-even complessivo della commodity**, per un valore di prezzo del gas naturale pari a 0,7 €/Smc, sarebbe tra **83 €/tonCO₂**, nel caso più ottimistico di **costo dell'idrogeno verde** pari a **3 €/kgH₂**, e **1.245 €/tonCO₂**, nell'ipotesi di **costo dell'idrogeno** uguale a **11 €/kgH₂**.

Sempre nel primo capitolo è stato condotto uno studio per identificare le potenzialità e le soluzioni tecnologiche per favorire l'adozione dell'idrogeno all'interno del settore del **trasporto di lungo raggio e/o di grandi quantità di materiali o persone**, dove l'elettrificazione **non è tecnologicamente perseguibile per l'eccessivo peso delle batterie**. I settori del trasporto presi in esame sono stati quindi il **trasporto pesante su gomma**, il **trasporto aereo**, il **trasporto navale** e il **trasporto su rotaia nel caso di linee non elettrificate**.

In **Europa**, il **settore dei trasporti** è il **secondo settore industriale** in termini di **emissioni di GHG**, con circa **950 MtonCO_{2eq}** (circa il **23 %** del totale) e il **primo settore per consumo energetico**, con circa **290 Mtep** (circa il **31 %** del totale). Per quanto riguarda l'**incidenza complessiva delle emissioni di GHG per i segmenti presi in esame**, questa si attesta attorno al **30%** del totale trasporti.



Nonostante l'**idrogeno**, insieme ad altri **carburanti di sintesi prodotti a partire da idrogeno** (ammoniaca, metanolo e altri combustibili sintetici), siano considerati **potenziali soluzioni** per garantire la **decarbonizzazione del trasporto**, l'introduzione di questi nuovi **combustibili** è ancora ad uno **stato embrionale** per **motivi tecnologici** (efficienza di tutto il processo, dalla produzione di idrogeno al consumo finale), **infrastrutturali** (mancanza di un network di «refilling stations» nei possibili punti di consumo) ed **economici** (legato agli attuali costi di produzione dell'idrogeno verde).



A livello dei diversi tipi di combustibili sintetici, si riscontra un’ampia variabilità di scelte tecnologiche nelle varie **iniziative di decarbonizzazione del trasporto** da parte dei principali player del settore.

Nel **trasporto pesante su gomma** le **iniziative** più promettenti relativamente agli *e-fuels* riguardano l’adozione di **e-Idrogeno nelle Fuel Cell** oppure l’adozione di **e-Diesel** e **e-Metano/e-GNL** negli attuali motori **MCI**.

Nel **trasporto navale** si evidenzia **maggior attività di ricerca** per l’uso di **e-Idrogeno nelle Fuel Cell** oppure l’adozione di **e-Diesel**, **e-Metano/e-GNL**, **e-Ammoniaca** e **e-Metanolo** negli attuali propulsori (eventualmente soggetti a *retrofit*) o attraverso **lo sviluppo di motori di nuova generazione**.

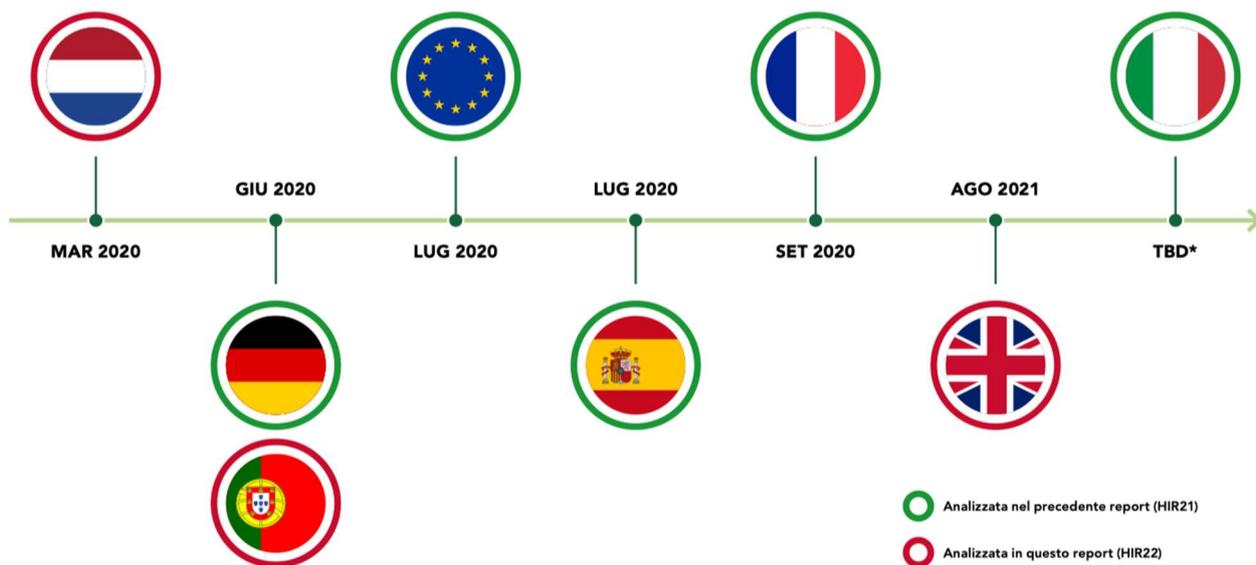
Il **trasporto aereo** è invece caratterizzato da iniziative più limitate per la decarbonizzazione del settore, perlomeno **nel breve periodo**. Nel **medio-lungo periodo**, invece, le iniziative che hanno riscontrato maggiore interesse di ricerca riguardano l’adozione di **e-idrogeno nelle Fuel Cell** oppure l’adozione di **e-Idrogeno** e **e-Jet** nelle turbine.

Infine, nel **trasporto su rotaia**, con riferimento alle **sole tratte non ancora elettrificate**, le diverse iniziative si sono concentrate solo sull’adozione di **e-Idrogeno in Fuel Cell**

		FUEL CELL	MOTORE A COMBUSTIONE - MCI	TURBINE
E-FUEL	E-IDROGENO			
	E-GASOLINE/E-DIESEL			
	E-METANO/E-GNL			
	E-AMMONIACA			
	E-METANOLO			
	E-DME/E-OME			
	E-JET			

Come si svilupperanno le policy di sviluppo per la filiera dell’idrogeno in Europa?

Nel **secondo capitolo** è stata effettuata **un’analisi delle strategie nazionali dei principali Paesi europei**, con un **focus particolare su Portogallo, Olanda e UK** per definire il potenziale di **sviluppo della filiera dell’idrogeno**, l’evoluzione dei **principali schemi incentivanti**, facendo un confronto con eventuali politiche in essere a livello mondiale, e l’evoluzione del **contesto normativo-regolatorio**.



(**): a Novembre 2020 sono state pubblicate le linee guida dal MISE (analizzate nel precedente report); in attesa della pubblicazione ufficiale che dovrebbe avvenire nel 2022.

Con riferimento agli obiettivi di **capacità installata di elettrolisi al 2030**, dei **40 GW** di elettrolizzatori previsti dalla Commissione Europea, circa il **65%** dovrebbero arrivare dai sei principali Paesi analizzati, **escludendo il Regno Unito**, in particolare la **Francia** che, con i suoi **6,5 GW**, sarà la **capofila per la produzione** l'idrogeno da **elettrolisi** sfruttando il **basso tasso emissivo della propria rete elettrica**.



(*) Nota: Ulteriori 40 GW elettrolizzatori potrebbero essere installati nel vicinato orientale e meridionale entro il 2030 per assicurare un commercio transfrontaliero sostenuto con l'UE (Fonte Hydrogen Europe)

(**) Nota: In attesa della pubblicazione ufficiale della strategia nazionale per l'idrogeno, le informazioni riportate si riferiscono alle Linee guida pubblicate dal MISE a novembre 2020

(***) Nota: altri 5 GW sono previsti entro il 2040.

Tutti i Paesi hanno **già definito un obiettivo in termini di investimenti da realizzare entro il 2030** per favorire lo sviluppo della filiera e, in particolare, emerge l'**importanza del recovery plan europeo per lo stanziamento di fondi a sostegno dell'idrogeno**. Nei vari Paesi analizzati, gli **investimenti saranno destinati in modo trasversale a tutte le componenti della filiera dell'idrogeno**: tecnologie per la **produzione** di idrogeno, tecnologie/progetti per la penetrazione dell'idrogeno nei **settori Hard-to-Abate**, attività di **ricerca e sviluppo**, e studi di fattibilità relativi ad impianti di **trasporto e distribuzione**



(*) Nota: di cui 220 – 340 mld€ per aumentare la capacità di produzione di energia solare ed eolica fino a 80-120 GW

(**) Nota: questo importo include 2 mld€ del recovery plan

(***) Nota: questo importo include 1,5 mld€ del recovery plan

Nonostante tutti i Paesi risultino essere **allineati alle indicazioni della strategia Europea al 2030**, prevedendo prima la **diffusione dell'idrogeno** nell'**industria chimica e raffinerie** e nei **trasporti pesanti** su strada/rotaia, si possono riscontrare **alcune diversificazioni**. In **Italia, Olanda e Portogallo**, considerata la capillarità della rete del gas esistente, si prevede un utilizzo del **blend di idrogeno e gas naturale**, mentre in **Germania** si

prevede un utilizzo dell'idrogeno già al 2030 **nell'industria siderurgica**; **l'Olanda** è l'unico Paese a prevedere un utilizzo dell'idrogeno all'interno del **settore agricolo**.

Uno degli **importanti temi di dibattito** a livello europeo per la determinazione delle policy per sviluppare il mercato dell'idrogeno risiede nella **definizione stessa di idrogeno verde**. Considerando le linee guida fornite dalla Commissione Europea all'interno della RED II per la produzione di combustibili rinnovabili liquidi o gassosi, si presuppone infatti che **l'idrogeno possa essere considerato green solo quando dovesse rispettare i vincoli sotto riportati**.

VINCOLI

- **Principio di addizionalità:** l'energia elettrica rinnovabile prodotta e utilizzata per la produzione dell'idrogeno deve essere aggiuntiva rispetto a quella prodotta da impianti FER esistenti.
- **Principio di contemporaneità:** l'energia elettrica rinnovabile deve essere prodotta contestualmente alla generazione di idrogeno verde per evitare di generare scompensi all'interno della rete elettrica.
- **Principio di mancanza di congestioni della rete elettrica:** la produzione di idrogeno verde, con conseguente installazione di fonti FER dedicate, non deve tradursi in un eccesso di energia elettrica immessa in rete o di capacità connessa alla rete in un determinato luogo in quanto potrebbe determinare problemi di stabilità della rete stessa.
- La produzione di idrogeno e di altri combustibili sintetici a base di idrogeno viene considerata un'attività che fornisce un **contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici se emette lungo l'intero ciclo vita meno di 3 tonCO₂/tonH₂**.

Numerosi **player industriali** operanti nel mercato dell'idrogeno **hanno però evidenziato importanti criticità associate al rispetto rigoroso di tali vincoli** e, al riguardo, la Commissione Europea sta lavorando alla pubblicazione di un **Delegated Act alla RED II** per chiarire i **presupposti necessari a considerare green l'idrogeno prodotto**. Al riguardo questi operatori hanno identificato le seguenti necessità: definire uno **schema flessibile nel breve termine** ed introdurre il **vincolo di addizionalità solo al raggiungimento di una capacità installata superiore ai 6 GW**, definire **vincoli per l'installazione di energia rinnovabile dedicata alla produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO)**, **semplificare il processo autorizzativo** per l'installazione di elettrolizzatori e di nuova capacità FER e infine **supportare e promuovere lo strumento dei PPA**.

L'analisi effettuata ha permesso di mettere in evidenza come, nonostante **gli strumenti diretti ed indiretti** a supporto dello sviluppo del mercato dell'idrogeno **siano molteplici e di diversa natura**, ad oggi **non esiste un chiaro framework di riferimento a livello comunitario**. **Molti Paesi** (si pensi, in particolare, ad Olanda, Germania e Portogallo) **hanno infatti definito o stanno definendo una serie di misure** a supporto della nascita e sviluppo della filiera che, per concretizzarsi, **avrebbero bisogno di un segnale deciso della Comunità Europea**.

Tra i possibili schemi di supporto in via di sviluppo, **quello dei Contract for Difference (CfD) o Carbon Contract for Difference (CCfD)**, che in passato ha avuto particolare **successo nel settore delle rinnovabili**, risulta essere replicabile anche nel **contesto dell'idrogeno** dove, però, sarà fondamentale riuscire ad identificare correttamente lo **strike price** e la durata di tale schema.

È da notare che uno **dei Paesi più attivi** per quanto riguarda lo sviluppo di **policy incentivanti** per la filiera dell'idrogeno è risultato essere **il Regno Unito** che, contestualmente alla propria strategia nazionale, ha pubblicato una proposta di **Business Model** all'interno della quale ha effettuato un'analisi in merito ai possibili **schemi di supporto per l'idrogeno**: il meccanismo analizzato è molto simile a quello dei **Contract for Difference**, prevedendo un **reference price** ed uno **strike price**.

Come si potrà soddisfare la domanda di idrogeno per i settori *Hard-to-Abate*?

Nel terzo capitolo di questo report ci si è posti l'obiettivo di valutare la **capacità attesa di impianti per la produzione di idrogeno a basso impatto ambientale al 2030** e di analizzare, attraverso lo sviluppo di alcuni business plan, i **costi di produzione (*Levelized Cost of Hydrogen - LCOH*) per l'approvvigionamento di idrogeno per processi industriali che operano in continuo.**

L'aggiornamento della **mappatura a livello europeo delle installazioni annunciate e/o pianificate di impianti per la produzione di idrogeno a basso impatto ambientale** mostra come, **in termini di numerosità di iniziative**, sia la **Germania** il principale Paese, mentre in termini di **capacità** sia la **Spagna** a occupare il primo posto con circa **70 GW di idrogeno verde** seguita dalla **Gran Bretagna** con circa **22 GW** di capacità dove però **l'80%** sarà **idrogeno blu**. A parte il caso UK, la **maggior parte della produzione** è stata pianificata mediante **elettrolizzatori integrati con rinnovabili dedicate**, con una certa prevalenza per gli impianti **eolici offshore**.

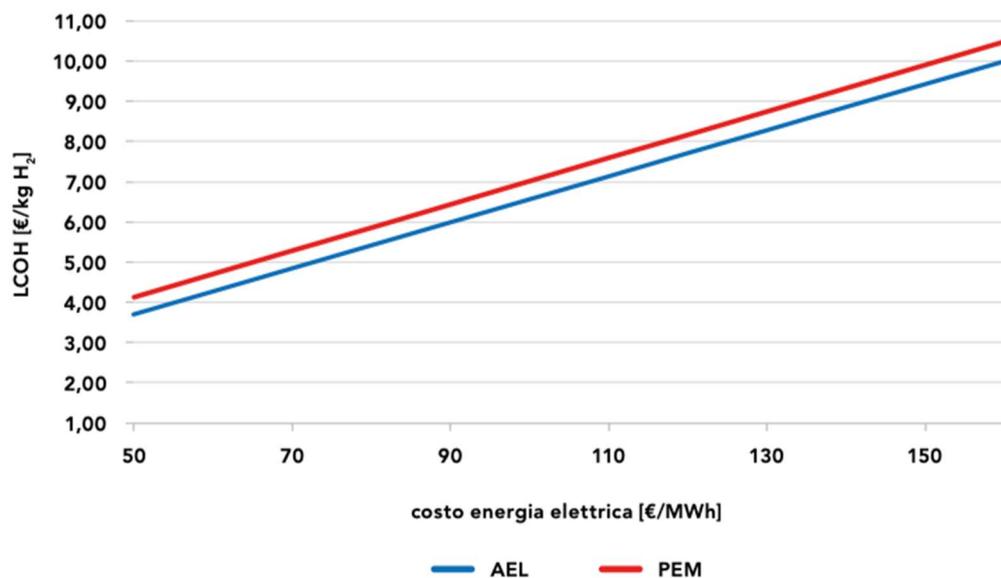
Nel resto del capitolo è stata studiata la **fattibilità «tecnologica»** e i **costi finali di produzione d'idrogeno verde (LCOH)** nel caso di un **asservimento di un impianto di produzione *greenfield*** ad un **utilizzatore finale di idrogeno come *feedstock*** con un **processo industriale che opera in ciclo continuo** e un **fabbisogno annuo** pari a circa **11,000 ton**.

Sono stati analizzati i casi di **produzione di idrogeno verde** mediante **elettrolizzatori alcalini e PEM** alimentati da un **impianto fotovoltaico dedicato** e prevedendo l'utilizzo alternativo di **batterie di accumulo elettrico**, di serbatoi di **stoccaggio di idrogeno** o l'alimentazione dalla rete **mediante un contratto PPA (Power Purchase Agreement) con un portafoglio di impianti RES**.

L'**utilizzo delle batterie** si è rivelato **non tecnicamente ed economicamente realizzabile** a causa della ingente **capacità di batterie richiesta, anche dell'ordine delle centinaia di GWh** per poter soddisfare le variazioni nei **fabbisogni *intraday*** relativi alle ore notturne e ***seasonal*** relativi al **periodo invernale**.

L'adozione di serbatoi di **stoccaggio dell'idrogeno** ha richiesto la **necessità di sovradimensionare** sia la **capacità degli elettrolizzatori sia dell'impianto fotovoltaico**, per la necessità di ***time-shifting*** tra produzione e consumo, con una **potenza finale installate dell'impianto FV e dell'elettrolizzatori nell'ordine delle centinaia di MW**. Tale sovradimensionamento ha comportato una **notevole occupazione di suolo**, ma anche un **aumento delle CAPEX** e conseguentemente **del LCOH che nei casi analizzati rimane nel range tra 4,3 e 10,4 €/kg H2** a seconda del **posizionamento geografico e della tecnologia utilizzata (AEL e PEM)**.

L'**alimentazione mediante contratti PPA** si rivela la **più semplice a livello impiantistico** e la meno onerosa **dal punto di vista delle CAPEX** ma è caratterizzata da un **maggiore costo di approvvigionamento dell'energia elettrica per l'impatto degli oneri di rete**. Al riguardo è da tenere presente che il **recente decreto legge 36/2022** relativo alle **"Ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"** permette l'**esenzione della maggior parte degli oneri di rete nel caso di utilizzo dell'energia elettrica per l'alimentazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde**. Il costo di produzione dell'idrogeno LCOH passa dai **circa 10 €/kg H2** con un **costo del PPA pari a 155 €/MWh** fino a **5-6 €/kgH2** nel caso di un **PPA a 80 €/MWh**.



Quale sarà il potenziale di mercato dei settori *Hard-to-Abate* in Italia?

Nel quarto capitolo di questo report è stato valutato il **potenziale di mercato** legato allo **sviluppo del mercato dell'idrogeno per i settori *Hard-to-Abate* in Italia** sia per gli **utilizzatori attuali** sia per i **nuovi potenziali utilizzatori** in particolare i **settori industriali dell'acciaio, della carta, del vetro e della ceramica**.

L'attuale **domanda annua di 0,51 Mton** – legata al settore delle raffinerie e alla produzione di ammoniaca –, se fosse coperta da **idrogeno verde**, si tradurrebbe in un **fabbisogno addizionale di energia rinnovabile pari a circa 29,6 TWh**. A livello di investimenti in **nuova capacità rinnovabile**, nell'ipotesi di **rispettare il solo vincolo di addizionalità**, questo comporterebbe **almeno 16,4 GW di nuova capacità**, valore che dovrebbe essere **notevolmente superiore** nel caso in cui si volesse **rispettare anche il vincolo di contemporaneità**. Si determinerebbe inoltre la **necessità di prevedere nuova capacità di elettrolizzatori compresa tra 3,7 GW**, nel caso di **funzionamento a pieno carico** (8.000 ore equivalenti) e **circa 9 GW** nel caso di **funzionamento a 3.300 ore annue**.

Per la valutazione dei consumi di idrogeno verde legati ai **settori industriali *Hard-to-Abate* che attualmente non utilizzano idrogeno**, ma che potrebbero in futuro adottare l'**idrogeno verde** come **vettore di energia termica**, sono stati identificati **differenti scenari di blend idrogeno verde e gas naturale** pari rispettivamente al **10%, 20% e 100%** in volume.

Il caso di **blend al 100%**, l'unico che darebbe un **contributo significativo all'abbattimento delle emissioni**, determinerebbe un **consumo complessivo addizionale di idrogeno verde pari a circa 2 Mton/anno** e **consumi addizionali di energia elettrica rinnovabile pari a circa 117 TWh**, che potrebbero essere coperti da **64,9 GW di nuova capacità rinnovabile** nell'ipotesi di **rispettare il solo vincolo di addizionalità**. A livello di **elettrolizzatori** la **nuova capacità necessaria** per produrre questi volumi di idrogeno sarebbe **compresa tra 14,6 GW**, nel caso di **funzionamento a pieno carico** (8.000 ore equivalenti), a **35,4 GW** nel caso di **funzionamento a 3.300 ore annue equivalenti**.

Quali sono le principali conclusioni e raccomandazioni?

Le analisi condotte all'interno della seconda edizione dell'*Hydrogen Innovation Report*, hanno permesso di evidenziare come lo **sviluppo di un mercato dell'idrogeno verde** (o comunque caratterizzato da ridotte

emissioni) – insieme ad altre iniziative quali ad esempio l'elettrificazione dei consumi e l'utilizzo degli altri green gas (ad esempio, il biometano) – possa costituire uno degli **strumenti** a disposizione per **raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione** non solo del settore energetico, ma anche dei settori **Hard-to-Abate industriali** e del **trasporto pesante**.

A **livello comunitario** dovrebbe emergere **una maggiore chiarezza in merito alla definizione di green gas (tre vincoli presenti nella RED II)** per **non rallentare le iniziative** che stanno partendo e **chiarire** al contempo le **possibili configurazioni di produzione ammissibili**. Inoltre, occorrerebbe sviluppare **specifici strumenti di incentivazione per l'idrogeno**, in **manca dei quali** gli attori coinvolti utilizzano i fondi legati ai diversi **Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR)** se esistenti oppure agli altri strumenti europei quali ad esempio l'**Horizon Europe** e l'**Innovation Fund**.

A **livello italiano** – dove al momento della pubblicazione del report **non è stato ancora pubblicato il documento finale** relativo alla **Strategia Nazionale per l'idrogeno** – occorre **definire chiaramente gli obiettivi e le linee guida** che si intende perseguire per raggiungere una piena decarbonizzazione e, in particolare:

- **attuare azioni di policy** – quali ad esempio l'ottimizzazione degli *iter* autorizzativi – per permettere una **crescita delle rinnovabili sul territorio italiano** coerente non solo con gli obiettivi presenti nel *Fit for 55*, ma anche con la **volontà di creare un mercato relativo all'idrogeno verde**;
- favorire l'**installazione di nuova capacità legata agli elettrolizzatori** e la **realizzazione di progetti** volti non solo ad accelerare lo **sviluppo delle infrastrutture** (reti elettriche, reti di trasmissione e di distribuzione gas), ma anche a sperimentare l'**applicazione dell'idrogeno nei settori Hard-to-Abate**, favorendo lo sviluppo di tecnologie legate all'utilizzo di percentuali sempre maggiori d'idrogeno;
- **realizzare**, come previsto all'interno del PNRR, **le riforme volte a definire le norme tecniche di sicurezza** in merito alla produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno.

Allo **stato attuale della tecnologia e dei costi di produzione dell'idrogeno verde**, si conferma che **senza nessuna incentivazione** o senza una **qualche forma di «prescrizione»** all'utilizzo di una quota di idrogeno verde, gli **utilizzatori finali dei settori Hard-to-Abate**, che attualmente utilizzano metano o idrogeno grigio, **hanno una scarsa convenienza economica nell'utilizzare idrogeno verde**.

Nella definizione di uno **strumento di incentivazione per l'idrogeno verde**, appare evidente la necessità di considerare che:

- il **maggior elemento di costo che contribuisce alla formazione del LCOH** è legato non tanto alle CAPEX, quanto alle **OPEX relative ai consumi elettrici dell'elettrolizzatore**
- i **differenti settori industriali e del trasporto pesante potrebbero avere differenti valori di «prezzo» dell'idrogeno per cui sarebbe conveniente adottare l'idrogeno verde**, in funzione delle differenti tipologie di combustibili attualmente utilizzati (che sono caratterizzati da livelli differenti di prezzo) e all'essere assoggettati o meno a vincoli/costi a livello di emissioni (vedasi meccanismo ETS).
- **l'idrogeno risulta una delle differenti strade da percorrere per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione**; quindi, gli **strumenti incentivanti** che dovranno essere sviluppati dovranno puntare a **non creare delle «distorsioni» nel mercato** sia a livello di **configurazioni di produzione dell'idrogeno verde** che di confronto tra le varie **alternative per la decarbonizzazione**.