



Strategia Nazionale Idrogeno

Novembre 2024

## Sommarario

<b>1</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Il quadro di riferimento.....</b>	<b>13</b>
2.1	Il contesto internazionale.....	13
2.2	Il contesto europeo .....	15
2.3	Il contesto nazionale .....	17
<b>3</b>	<b>La domanda di idrogeno .....</b>	<b>19</b>
3.1	La domanda attuale e potenziale di idrogeno nell'industria .....	19
3.1.1	L'attuale domanda di idrogeno nell'industria.....	19
3.1.2	I nuovi ambiti di utilizzo dell'idrogeno nell'industria .....	20
3.1.3	La domanda potenziale di idrogeno nell'industria .....	21
3.1.4	Un possibile ruolo per il blending dell'idrogeno per l'industria .....	24
3.2	La potenziale domanda di idrogeno nei trasporti.....	25
3.2.1	Trasporto su strada.....	25
3.2.2	Trasporto ferroviario.....	27
3.2.3	Trasporto marittimo .....	28
3.2.4	Trasporto aereo .....	29
3.3	La possibile domanda di idrogeno nel settore civile.....	30
3.4	Il possibile ruolo dell'idrogeno come risorsa di flessibilità per il sistema elettrico .....	31
3.5	Primi elementi inerenti alla possibile dimensione geografica di parte della domanda.....	31
3.6	Quadro sintetico sulle prime stime di domanda di idrogeno a lungo termine.....	35
<b>4</b>	<b>L'offerta di idrogeno .....</b>	<b>42</b>
4.1	Produzione nazionale di idrogeno: tecnologie e costi .....	42
4.1.1	Idrogeno rinnovabile elettrolitico.....	42
4.1.2	Idrogeno biogenico da pirolisi e gassificazione .....	45
4.1.3	Idrogeno da reforming di fonti fossili e cattura della CO2 .....	45
4.2	Importazione e mercato internazionale dell'idrogeno .....	46
4.3	Standard, certificazioni di origine e sostenibilità .....	48
4.4	Modelli territoriali di produzione e consumo dell'idrogeno elettrolitico .....	49
4.5	Potenziali offerte di idrogeno a confronto.....	50
4.6	Prime stime sul potenziale di investimenti .....	53
<b>5</b>	<b>Trasporto e infrastrutture .....</b>	<b>54</b>
5.1	Modalità di trasporto dell'idrogeno.....	54
5.2	Infrastrutture nazionali per il trasporto dell'idrogeno.....	55
5.3	Infrastruttura elettrica .....	55
5.4	Infrastrutture europee .....	56

5.5	Infrastrutture per le importazioni da paesi terzi.....	57
5.6	Il ruolo degli stoccaggi.....	58
5.7	Infrastrutture per la mobilità .....	58
<b>6</b>	<b>Azioni strategiche, politiche e misure di supporto.....</b>	<b>60</b>
6.1	Domanda.....	60
6.2	Produzione nazionale.....	62
6.3	Importazione, trasporto, infrastrutture.....	63
6.4	Regolazione, procedure autorizzative, certificazione e garanzia di origine.....	64
6.5	Ricerca e Innovazione.....	65
6.6	Sviluppo della filiera nazionale dell'idrogeno .....	67
6.7	Partnership internazionali nei diversi ambiti .....	68
6.8	Formazione, informazione, consultazione, partecipazione .....	68
	<b>Appendice 1 – Tipologie di idrogeno per la strategia .....</b>	<b>68</b>
	<b>Appendice 2 - Ricerca e Innovazione.....</b>	<b>72</b>
	Ricerca e innovazione in Italia.....	74
	Ricerca e innovazione nelle partnership internazionali .....	74

## 1 EXECUTIVE SUMMARY

L'Italia, nel quadro delle politiche europee condivise con gli altri Stati Membri, riconosce nell'idrogeno una delle soluzioni fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in coerenza con gli impegni assunti nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) al 2030 e nel Net Zero al 2050.

Il disegno che l'Italia intende adottare per la decarbonizzazione dei consumi prevede un mix di strumenti, tra cui una progressiva elettrificazione dei consumi energetici abbinata all'aumento della produzione da fonti rinnovabili, lo sviluppo della CCS (Carbon Capture and Storage), dei biofuel, del biometano, della possibile fonte nucleare e, non ultimo, dell'idrogeno (rinnovabile e a bassa emissione carbonica); la combinazione di questi strumenti deve garantire lo sviluppo di un sistema energetico resiliente, in grado di soddisfare la domanda a fronte di fonti variabili e intermittenti, con la capacità di trasportare grandi quantità di energia su lunghe distanze e a costi competitivi. È del tutto plausibile che nei prossimi decenni ognuna delle alternative citate trovi uno spazio applicativo, ed in questo ventaglio di soluzioni il peso assunto da ciascuna dipenderà da diversi fattori, come la maturità tecnologica raggiunta, il costo di investimento e di esercizio per unità di emissioni evitate, la disponibilità della fonte primaria utilizzata (ad es. per biometano e gli altri biocarburanti, anche in funzione di scelte politiche sull'uso dei territori), nonché altri fattori come l'accettazione sociale.

Il documento redatto, nel contesto di una decarbonizzazione profonda, ha tenuto conto delle peculiarità e delle opzioni tecnologiche di ciascun comparto di potenziale utilizzo dell'idrogeno, nonché dei contributi provenienti da stakeholders di ogni settore della filiera. L'introduzione del vettore idrogeno e dei suoi derivati nel sistema energetico comporta importanti opportunità per il Paese nello sviluppare una filiera tecnologica sostenibile che questa strategia vuole analizzare e indirizzare, al fine di sostenere lo sviluppo economico e industriale oltre alla competitività delle imprese coinvolte nel più ampio percorso di decarbonizzazione.

### La domanda potenziale di idrogeno

#### Il ruolo dell'idrogeno

Ad oggi, l'idrogeno è poco più di un gas tecnico, ovvero un fattore produttivo (*feedstock*) utilizzato come input in alcuni processi industriali, principalmente nei settori della chimica, della raffinazione del petrolio e della produzione di fertilizzanti. È impiegato anche come carburante (*fuel*) in alcune applicazioni pilota della mobilità sostenibile. Tuttavia, l'idrogeno non ha ancora trovato un utilizzo significativo per la produzione di calore tramite combustione.

Viceversa, l'idrogeno potrebbe assumere il ruolo di vettore energetico, poiché soddisfa due requisiti fondamentali: a) può essere prodotto da tutte le fonti energetiche primarie, sia rinnovabili (bio e non bio) che fossili e nucleari; b) possiede un certo grado di universalità per alcuni usi finali.

Partendo da questi presupposti, la strategia si articola attraverso una matrice che vede diversi orizzonti temporali (breve, medio e lungo periodo) da qui al 2050 e una serie di tematiche trasversali allo sviluppo del settore dell'idrogeno che vanno affrontate parallelamente e che si intersecano inevitabilmente l'una con l'altra:

1. **decarbonizzazione degli usi finali:** l'importanza dell'idrogeno è tangibile nella decarbonizzazione di processi che, ad oggi, non sono elettrificabili in modo rapido ed efficace; l'idrogeno è uno strumento di decarbonizzazione efficace nei settori hard-to-abate dell'industria e in settori specifici della mobilità, come il trasporto terrestre pesante o a lungo raggio, il settore marittimo (anche attraverso derivati come l'ammoniaca), e il trasporto aereo, grazie ai *fuel* sintetici;
2. **integrazione del sistema energetico:** l'idrogeno, a differenza del gas naturale e del biometano, può essere derivato come "vettore di vettore" dall'elettricità (tramite elettrolisi) e può fungere anche da stoccaggio di energia contribuendo ad aumentare la resilienza complessiva del futuro vettore "integrato" elettricità-idrogeno;

3. **realizzazione di una filiera forte e competitiva:** lo sviluppo del settore può offrire opportunità economiche e vantaggi competitivi, correlati al progredire di una manifattura di tecnologie “clean” e al posizionamento del comparto industriale italiano in ambito europeo e internazionale;
4. **aumento della sicurezza energetica:** l’idrogeno può contribuire in modo importante alla diversificazione degli approvvigionamenti, alla riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e dunque alla creazione di un sistema energetico più resiliente;
5. **realizzazione di un hub energetico:** l’Italia, grazie alla sua posizione geografica nel Mediterraneo, ha l’opportunità di diventare un hub strategico per import, produzione ed export di idrogeno, fungendo da fulcro per il soddisfacimento di parte della domanda europea di approvvigionamento di energia decarbonizzata; questo potrà essere realizzato grazie alla cooperazione con altri Paesi europei ed extraeuropei nella costruzione di infrastrutture di trasporto (import ed export);
6. **sistema di certificazione:** assumere un ruolo di primo piano nello sviluppo del settore dell’idrogeno consente di lavorare su un sistema di certificazione che può diminuire il rischio della rilocalizzazione delle emissioni (c.d. *carbon leakage*) a livello internazionale, contribuendo alla riduzione delle emissioni a livello globale;
7. **ricerca e innovazione:** il progresso della ricerca e l’avanzamento degli sviluppi tecnologici sono necessari per la creazione di nuovi prodotti e componenti innovativi e per rafforzare la competitività del settore sia a livello italiano che europeo.

Gli ambiti elencati non vanno intesi né come una limitazione a un possibile maggiore utilizzo dell’idrogeno, né come un vincolo di obiettivo minimo in caso di un aumento di competitività relativa di soluzioni alternative di decarbonizzazione, ovvero di progressi repentini di tecnologie alternative, bensì come uno strumento per individuare i margini (vd. PNIEC) entro cui potrà avvenire lo sviluppo del sistema dell’idrogeno.

Si tratta di fattori non del tutto determinabili con largo anticipo rispetto al momento in cui un ampio dispiegamento delle tecnologie si renderà necessario. Per questo motivo, nel tracciare un percorso di medio-lungo termine sull’impiego dell’idrogeno rinnovabile, o a basse emissioni, è parso ragionevole valutare più scenari, di cui quello definito “*alta diffusione*” attribuisce a questo vettore un ruolo molto importante, pur lasciando in ogni caso spazi molto significativi, differenziati settore per settore, alle altre opzioni. Lo scenario denominato “*base*” è invece quello che riconosce comunque un contributo significativo all’idrogeno, ma ipotizza un maggiore ritardo nella maturazione e nel raggiungimento della competitività di questo vettore, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche, politiche e socioeconomiche che favoriscano maggiormente le altre opzioni.

- **Short term (oggi-2030): l’avvio dei primi progetti**

Fino al 2030 l’evoluzione della domanda di idrogeno sarà guidata dagli obblighi europei della RED III nei settori dell’industria e dei trasporti. L’Italia ha già intrapreso un percorso per avviare il mercato dell’idrogeno, attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), tramite il quale saranno finanziati i primi progetti di produzione di idrogeno, che dovranno essere operativi entro il 2026. In questo orizzonte, la strategia nazionale dell’idrogeno punta ad implementare misure per facilitare la messa a terra di tali progetti, lavorando su schemi incentivanti per abbattere il costo dell’idrogeno, sul supporto alla catena del valore fino all’utilizzatore finale, sulla normativa e sui percorsi autorizzativi ambientali e per la sicurezza. In questa fase si svilupperanno ecosistemi di produzione e consumo concentrati in aree confinate (c.d. *Hydrogen Valleys*), in grado di creare sinergie tra settori diversi, dalla mobilità all’industria. Questa fase di sviluppo iniziale della filiera e del mercato darà la possibilità di utilizzare le forme di idrogeno definite dagli Atti delegati europei (idrogeno rinnovabile e a bassa emissione carbonica), sia in ambito mobilità che industriale, per poter disporre, fin da subito, delle prime quantità significative di idrogeno dotato di garanzie di origine specifiche. Tale evoluzione sarà inoltre accompagnata dallo sviluppo - a livello locale - delle infrastrutture per il trasporto e la logistica.



Inoltre, si favorirà la pianificazione della produzione di idrogeno da vettori energetici rinnovabili come, ad esempio, ammoniaca e metanolo; ciò consentirà di rendere disponibili ulteriori quantitativi di *Renewable Fuel of Non Biological Origin* (RFNBO).

- **Medium Term (2030-2040): scaling up e sviluppo del mercato**

Questa fase sarà caratterizzata da un set di misure pensate per dar seguito alle iniziative guidate dagli obblighi europei e dal PNRR per far partire un vero mercato dell'idrogeno, anche attraverso lo sviluppo di soluzioni di grande taglia in grado di abbattere i costi di esercizio. La crescita potenziale del settore nel medio termine sarà indotta dalle politiche di riduzione delle emissioni e favorita dalla crescente disponibilità di tecnologie H2-ready. Rispetto agli scenari di breve termine, la domanda di idrogeno in Italia aumenterà principalmente nei settori del trasporto marittimo ed aereo, industria HTA, mobilità su gomma pesante e a lungo raggio.

**L'infrastruttura per la produzione e distribuzione dell'idrogeno svolgerà un ruolo centrale per supportare l'espansione dei consumi, in considerazione dello sviluppo dell'offerta, e garantire al contempo un approvvigionamento competitivo.**

- **Long term (2040-2050): centralizzazione, grandi quantità, infrastrutture**

Il 2050 rappresenterà il punto di arrivo degli impegni *Net Zero*, con una penetrazione dell'idrogeno che potenzialmente potrà raggiungere circa il 18% dei consumi finali dell'industria HTA e del 30% dei consumi finali nel settore dei trasporti. Sarà necessario aver sviluppato un'infrastruttura di trasporto e distribuzione che colleghi i grandi centri di produzione e i grandi centri di utilizzo. In quest'ultima fase l'idrogeno potrà assumere un ruolo anche in altri contesti prima meno considerati, come nel bilanciamento delle reti (P2G e P2P) e nello stoccaggio di lungo periodo. L'infrastruttura sarà protagonista per lo scambio di energia con altri Paesi, consolidando il ruolo dell'Italia come hub di import dell'idrogeno per il contesto europeo con infrastrutture di reti gas collegate al Nord Africa e un insieme di porti (sia sul Tirreno che sull'Adriatico), abilitati per l'import di idrogeno e altri vettori energetici (ad esempio ammoniaca, metanolo).

La tabelle seguenti sintetizzano, rispettivamente, i consumi di idrogeno e combustibili derivati, valutati nei diversi scenari di penetrazione, e il grado di penetrazione del vettore idrogeno negli usi finali di energia, nello scenario "alta diffusione".

Consumi di idrogeno e combustibili derivati secondo tre scenari di penetrazione (Mtep)			
	"Base"	"Intermedio"	"Alta diffusione"
Consumi lordi	6,39	9,08	11,93
Produzione nazionale	4,47	6,36	8,35
Importazione	1,92	2,72	3,58
Gas to power*	0,30	0,40	0,50
Produzione e-fuel**	3,68 (3,13)	4,75 (4,04)	5,74 (4,88)
Consumi finali	5,54	7,97	10,57
Industria	1,57	2,68	3,71
Acciaio	0,80	0,92	1,11
Fonderie	-	0,05	0,10
Ceramica	0,03	0,17	0,31
Cemento	-	0,10	0,20
Vetro	0,12	0,30	0,49
Feedstock - Raffinerie	0,34	0,34	0,34
Feedstock - Chimica	0,28	0,80	1,16
Trasporti	3,91	5,19	6,71
Auto e moto	-	0,18	0,35
Bus	0,2	0,36	0,53
Camion	0,6	1,50	2,60
Treni	0,01	0,02	0,03
Aerei	3,00	3,00	3,00
Navi e porti	0,10	0,13	0,20
Civile	0,06	0,10	0,15

Tabella 1 – Confronto tra consumi di idrogeno attesi nello scenario “alta diffusione” e consumi complessivi nel lungo termine

	Consumi finali H2 2050 (Mtep)	Consumi finali complessivi al 2050 (Mtep)	% H2 nei consumi finali complessivi al 2050
Industria HTA	3,71	20,93	17,7%
Acciaio	1,11	7,22	16,8%
Fonderie	0,10		
Ceramica	0,31	3,48	32,0%
Cemento	0,20		
Vetro	0,49	5,73	12,0%
Feedstock – Raffinerie	0,34	0,34*	100%*
Feedstock - Chimica	1,16	1,50*	77,3%*
Trasporti	6,71	21,46	31,3%
Auto e moto	0,35	6,80	5,1%
Bus	0,53	0,96	55,2%
Camion	2,60	8,00	32,5%
Treni	0,03	0,83	3,6%
Aerei	3,00	4,20	71,4%

Navi e porti	0,20	0,67	29,8%
Civile	0,15	20,55	0,7%

\* per il settore raffinerie e chimica si ritiene più adeguato escludere il valore energetico dell'oggetto del processo di raffinazione o l'energia richiesta per il riciclo dei polimeri e considerare la sola quota futura di H<sub>2</sub>, ottenibile da reforming, sostituita a regime da H<sub>2</sub> verde.

Gli scenari identificati portano ad una quantificazione dei consumi lordi di idrogeno che possono arrivare a 11,93 Mtep nello scenario alta diffusione, 9,08 Mtep per lo scenario intermedio, 6,39 Mtep per lo scenario base.

Nello scenario "alta diffusione" i consumi finali di idrogeno nell'industria ammontano a circa 3,71 Mtep, pari al 70% dei consumi complessivi attuali di gas naturale nei comparti industriali HtA. Le analisi condotte hanno mostrato come in alcuni settori, ad esempio quello dell'acciaio, la penetrazione ipotizzata può giungere a valori molto elevati (86%), mentre in settori industriali quali quelli del cemento e della ceramica si arriva a percentuali inferiori, rispettivamente intorno al 12% e al 30%. Ciò è riconducibile alle valutazioni in merito al contributo relativo di altre opzioni utili alla decarbonizzazione in ciascun specifico settore, quali ad esempio l'elettrificazione diretta, la CCS, il biometano, le bioenergie.

Per quanto riguarda i trasporti, sempre analizzando lo scenario alta diffusione, i consumi finali di idrogeno (considerando sia idrogeno puro sia e-fuels) sono stimati in circa 6,71 Mtep, corrispondenti a una quota superiore al 30% dei consumi finali dei trasporti al 2050; tale valore sarebbe trainato dal comparto aereo (3,0 Mtep), con valori in tale ambito non lontani dal 70% dei consumi ipotizzati, seguito dal segmento dei trasporto pesante (2,6 Mtep), con una quota ipotizzata pari a circa il 32%, riconducibile all'ipotesi di una maggior competizione con altre soluzioni tecnologiche basate sull'elettrificazione e sull'impiego di biocarburanti.

Gli e-fuels rappresentano a loro volta una quota considerevole dei consumi finali per i comparti marittimo e dell'aviazione dove nello scenario alta diffusione è ipotizzato un consumo di 4,88 Mtep.

Una parte molto minoritaria della domanda di idrogeno è rappresentata dal gas-to-power, ove si ipotizza che, in un sistema elettrico ad altissima penetrazione rinnovabile, l'idrogeno, grazie anche a stoccaggi di lungo termine, possa fornire un contributo al sistema elettrico in termini di flessibilità, sia mediante celle a combustibile sia in processi termoelettrici in blending con biometano o gas naturale in accoppiamento a CCS.

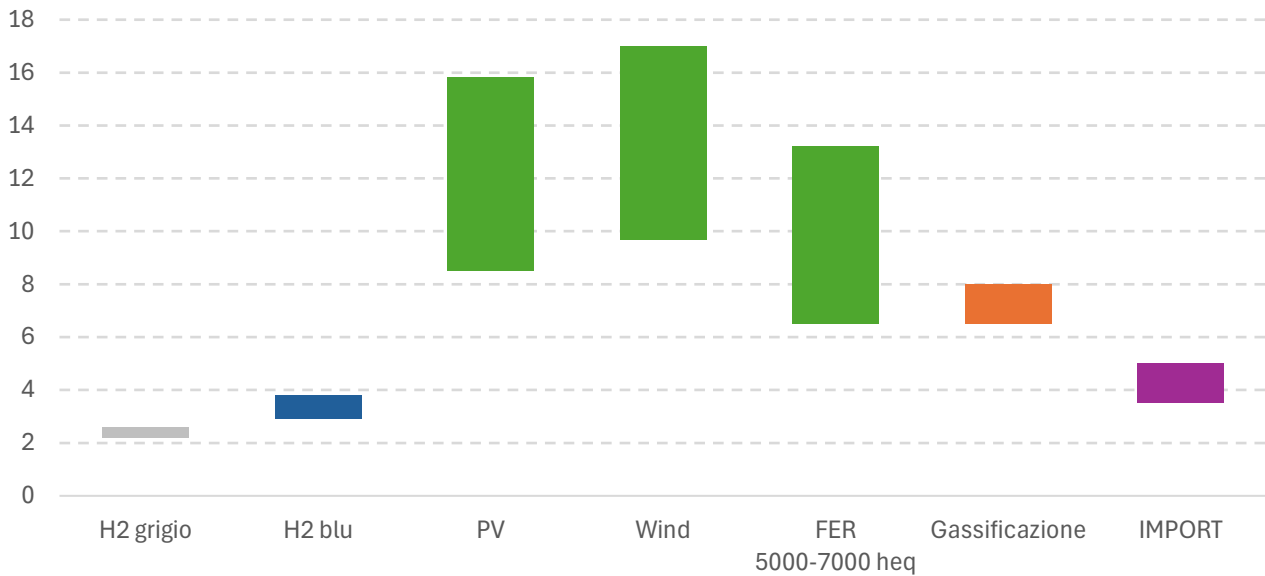
## La potenziale offerta di idrogeno

La strategia italiana punta in primis sul pieno sviluppo dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili, senza pregiudiziali per gli altri contributi, ritenendo anzi da non sottovalutare il contributo potenziale dell'idrogeno blu parallelamente allo sviluppo in corso dello studio sulla CCS, nonché il contributo dell'idrogeno ottenuto da fonte nucleare, coerentemente con lo sviluppo del programma sul nucleare sostenibile. Tutto ciò consente di legare strategie differenti e di offrire elementi di flessibilità e di economicità che è opportuno cogliere.

Le valutazioni sui costi attualmente stimabili dell'offerta di idrogeno danno conto di una differenza tra idrogeno rinnovabile e idrogeno blu, apparendo quest'ultimo verosimilmente più economico nel breve termine ("breve" nei limiti dei tempi di sviluppo della filiera CCS).

LCOH (€/kg) idrogeno per diverse filiere di produzione





L'idrogeno rinnovabile elettrolitico sconta, ad oggi, una bassa maturità tecnologica ed economie di scala ancora da raggiungere, nonché in taluni casi prezzi mediamente elevati dell'energia elettrica. Tuttavia, la continua riduzione dei costi delle tecnologie (filiera delle rinnovabili, filiera degli elettrolizzatori), nonché l'incremento di efficienza degli elettrolizzatori, dovrebbero condurre progressivamente a costi finali dell'idrogeno elettrolitico alimentato da FER più competitivi.

**• Principali linee di azione per sostenere e sviluppare la produzione nazionale di idrogeno, l'import e le infrastrutture**

Produzione		Termine
1	Incentivare la produzione di idrogeno rinnovabile di origine non biologica (RFNBO) e biologica	Breve
2	Valorizzazione e rafforzamento delle Hydrogen valleys anche in aree portuale e aeroportuali	Breve
3	Favorire a livello nazionale lo scale-up delle iniziative	Medio
4	Promuovere iniziative di sector coupling	Medio
5	Sviluppare un ecosistema favorevole allo sviluppo degli e-fuels	Medio

Importazione trasporto e Infrastrutture		Termine
1	Introdurre un meccanismo "competition based" per l'importazione di idrogeno verde e dei suoi derivati	Breve
2	Sviluppare un sistema di certificazione adeguato	Breve
3	Sostenere lo sviluppo del Southern Hydrogen Corridor	Breve/medio
4	Valorizzare il ruolo dei porti convertendoli a nuovi hub per le energie rinnovabili	Medio
5	Regolamentare e promuovere l'uso di idrogeno in hub logistici, porti, interporti e aeroporti	Medio

## Trasporto e infrastrutture

Le infrastrutture di trasporto e di distribuzione rivestiranno un ruolo di fondamentale importanza nella programmazione e implementazione della filiera dell'idrogeno, in quanto permetteranno di collegare i centri di produzione di idrogeno con i poli di consumo, sia a livello italiano che europeo.

L'Italia possiede già numerosi asset strategici infrastrutturali che potranno fungere da supporto allo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto e distribuzione capillare dell'idrogeno.

L'importazione di idrogeno sarà indispensabile per coprire una parte della domanda interna. Le infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dovranno essere pianificate e realizzate in modo coordinato, per accompagnare la crescita della domanda, minimizzando i costi e garantendo la sicurezza di approvvigionamento.

Nel medio-lungo periodo lo sviluppo di una produzione "large-scale" e di un'infrastruttura dedicata permetterà di abbattere i costi di produzione sfruttando l'effetto delle economie di scala e massimizzando i volumi prodotti e importati, mentre una logistica su gomma di idrogeno gassoso e liquido potrà essere di supporto sul medio periodo laddove la rete non raggiunga l'utilizzatore finale. Il progetto italiano Southern Hydrogen Corridor, di cui la dorsale italiana è parte integrante, è inserito nella visione di sviluppo europea di un'Hydrogen Backbone che, oltre a contribuire alla copertura della domanda italiana, renderà l'Italia un hub europeo dell'idrogeno, favorendo i flussi di importazione (dal Nord Africa via pipeline e da altre zone anche via nave). A tal fine l'Italia dovrà dotarsi di opportuni strumenti capaci di conciliare le opposte prospettive dei soggetti che operano ai lati estremi della catena di approvvigionamento: da un lato i produttori esteri, con l'esigenza di garanzie di lungo periodo sulla domanda per avviare gli investimenti sui grandi impianti produttivi in zone particolarmente vocate; dall'altro gli off-taker nazionali, con l'esigenza di flessibilità nell'approvvigionamento e la possibilità di accedere a forme contrattuali di breve periodo. I porti rappresenteranno un altro importante punto di ingresso. Lo sviluppo complementare dei terminali portuali potrà integrare la produzione di idrogeno domestica con ulteriori volumi da riconversione (ad esempio ammoniaca verde, metanolo verde e carburanti sostenibili per l'aviazione), provenienti sia dal Mediterraneo che dal Medio Oriente.

L'idrogeno importato sotto forma di ammoniaca sarà maggiormente conveniente se utilizzato tal quale per la produzione dei fertilizzanti. Il trasporto dell'idrogeno in forma liquida sembra essere meno conveniente e più problematico, e inoltre la liquefazione ha un costo energetico pari a circa un terzo del contenuto energetico dell'idrogeno stesso.

Il differente peso tra le quote di idrogeno prodotto a livello nazionale rispetto a quello importato varierà in ragione non solo delle disponibilità e dei costi di produzione di idrogeno nel contesto internazionale, ma anche dallo sviluppo delle citate infrastrutture di trasporto e della filiera di approvvigionamento via mare.

Altro elemento importante che incide sull'evoluzione della domanda di idrogeno è la dimensione geografica. La domanda potenziale descritta in ambito industriale ha tenuto conto dell'ubicazione degli impianti industriali soggetti a Emission Trading System, con un'attenzione particolare ai comparti che tecnologicamente presentano maggiori prospettive di utilizzo anche in scenari di lungo termine.

In ambito trasporti, la "Strategia" prevede la pianificazione e l'implementazione di un'adeguata infrastruttura di distribuzione di idrogeno per la mobilità, allineata alla regolazione vincolante europea, con un Piano nazionale di sviluppo HRS pronto per il 2027. Al 2030 il regolamento AFIR pone d'obbligo una stazione ogni 200 km sulla rete centrale TEN-T, una HRS per ciascun nodo urbano, una determinata capacità giornaliera cumulata (1 t H<sub>2</sub>/giorno), e almeno un distributore a 700 bar, oltreché l'implementazione di Piani di sviluppo nei Paesi membri entro il 2027. Un primo insieme di stazioni di rifornimento è stato finanziato con i fondi PNRR, il primo gruppo di stazioni sarà costituito da infrastrutture di piccola taglia.

- **Principali linee di azione per sostenere e sviluppare la domanda di idrogeno nell'industria e nei Trasporti**

Industria

Termine

1	Creazione di una domanda strutturale per H2 rinnovabile e Low carbon	Medio/lungo
2	Implementazione meccanismi competitivi di approvvigionamento /schemi di supporto per acquisto	Medio
3	Meccanismo competition based per import di idrogeno e suoi derivati	Breve
4	Sostegno a progetti pilota per lo scaling up	Breve
5	Sostegno alla filiera per transizione industriale	Breve
6	Sostegno all'acquisto di apparecchiature H2 ready nei processi produttivi	Breve

### Trasporti

### Termine

1	Infrastrutturazione dei Porti	Breve
2	logistica intra-aeroportuale	Breve
3	Sostegno alla filiera industriale per la realizzazione delle tecnologie ad idrogeno e dei mezzi di trasporto	Breve/Medio
4	Piano di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento per l'idrogeno in linea con le previsioni della direttiva AFIR	Medio/lungo
5	Aviazione	Medio/Lungo

## Una prima stima degli investimenti

Per avere un primo ordine di grandezza del volume di investimenti legati alla produzione e al consumo di idrogeno, si ritiene utile analizzare due differenti **casi limite** che potrebbero verificarsi al variare della quota di produzione nazionale e di importazione.

Il primo caso si basa sullo scenario descritto in precedenza che incorpora volumi di produzione nazionale molto elevati (che replica l'ipotesi del PNIEC di giugno 2024, cioè un 70% di produzione nazionale e un 30% di importazione), e pertanto si ipotizza una produzione nazionale tra circa 4,47 Mtep e 8,35 Mtep (rispettivamente nello scenario "base" e in quello "alta diffusione"). Si può stimare che tali quantitativi possano essere in larga parte ascrivibili all'idrogeno elettrolitico rinnovabile e in misura minore, ma non irrisoria, come idrogeno blu e idrogeno biogenico.

In questo caso, ai circa 15 - 30 GW di elettrolizzatori, (a cui è necessario garantire il contemporaneo sviluppo di impianti FER aggiuntivi in un rapporto 1 a 3), corrisponderebbe una prima stima di investimenti cumulati tra 8 e 16 miliardi di euro per i soli sistemi di elettrolisi. Considerando il contributo di altre tecnologie di produzione di idrogeno, quali quelle che impiegano Steam Methane Reforming (SMR) con CCS e processi termochimici da biomassa, si potrebbe giungere complessivamente a 13- 24 miliardi di euro. Qualora la riduzione dei costi fosse più graduale l'ammontare degli investimenti sarebbe maggiore.

Agli ipotetici 8 -16 miliardi di investimenti nei soli elettrolizzatori (senza quindi considerare né gli impianti FER, né reti e trasporto) potrebbero corrispondere oltre 4.700 - 9.000 occupati permanenti diretti e indiretti (in termini di ULA, Unità di lavoro annuali), e un numero anche maggiore di occupati temporanei impiegati nelle fasi di investimento: le ULA cumulate durante tutto il periodo pluriennale di dispiegamento dei suddetti investimenti sarebbero stimabili in circa 52.000 - 100.000.

La produzione nazionale di idrogeno comporta ad oggi e nel futuro prossimo costi totali molto più alti rispetto a quelli relativi ai volumi importati, dovuti in particolar modo ai prezzi elevati della produzione elettrica rinnovabile utilizzata dagli elettrolizzatori. Inoltre, l'obiettivo connesso di realizzare circa 90 GW di impianti FER dedicati alla produzione di idrogeno - e quindi aggiuntivi rispetto a quelli necessari per decarbonizzare gli altri consumi elettrici (destinati ad aumentare per la sempre maggior elettrificazione dei consumi finali) – appare estremamente sfidante. Tale situazione potrebbe tuttavia cambiare nel caso in cui si avviasse una produzione nazionale da fonte nucleare di nuova generazione a prezzi più bassi della controparte rinnovabile.

Il secondo caso limite, che si ritiene utile descrivere, è quello che si potrebbe realizzare qualora si optasse per una quota di produzione nazionale di idrogeno minoritaria, da determinarsi in funzione dei costi marginali di produzione interna rapportati a quelli dei volumi importati, che – a loro volta – dipendono dai costi di produzione esteri e da costi e vincoli della logistica di adduzione in Italia (pipelines e navi che trasportano ammoniaca). Una simile situazione potrebbe, ad esempio, verificarsi qualora si importasse circa l'80% del fabbisogno nazionale e si producesse in Italia il restante 20%, avendo tenuto conto dei limiti fisici infrastrutturali previsti dalle iniziative citate e nell'ipotesi che il costo marginale dell'idrogeno importato si mantenga inferiore per l'intero periodo considerato. In tal caso, i rilevanti investimenti previsti nei sistemi di produzione di idrogeno del primo caso limite faranno spazio ad un maggiore dispiegamento e sviluppo delle infrastrutture, con i relativi investimenti.

Lato consumi, si possono in prima approssimazione stimare circa 16- 33 miliardi di euro di investimenti cumulati relativi ad ammodernamento, sostituzione e installazione di nuove tecnologie, componenti e impianti. Nel settore dell'industria potrebbero attivarsi quasi 2 - 4 miliardi di investimenti, di cui quasi l'80% nel settore dell'acciaio. Nel settore dei trasporti, gli investimenti relativi a mezzi, componentistica di utilizzo e a impianti di produzione di e-fuels ammonterebbero a circa 14 - 29 miliardi di euro, con i principali contributi ascrivibili ai camion (in primis) e bus.

## 2 Il quadro di riferimento

### 2.1 Il contesto internazionale

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) ha svolto un ruolo fondamentale nell'analisi e nella promozione dell'idrogeno come vettore energetico, definendolo cruciale per la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nel suo rapporto "The Future of Hydrogen"<sup>1</sup> pubblicato nel 2019, l'IEA ha delineato una visione esaustiva dell'importanza strategica dell'idrogeno nelle politiche energetiche globali. L'IEA identifica l'idrogeno come una **soluzione versatile per ridurre le emissioni di carbonio in settori difficili da decarbonizzare, come l'industria pesante e il trasporto su lunghe distanze**. Tuttavia, per sfruttare appieno il potenziale dell'idrogeno, l'IEA afferma che sono necessari notevoli sforzi per ridurre i costi di produzione e garantire una maggiore disponibilità di idrogeno a basso impatto ambientale. Il rapporto sottolinea l'importanza dell'idrogeno "verde" prodotto da fonti rinnovabili, e in particolare quello ottenuto con l'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia solare o eolica, rispetto all'idrogeno "grigio" (da fonti fossili) o "blu" ottenuto da gas naturale con cattura e stoccaggio del carbonio<sup>2</sup>. L'IEA evidenzia che la **riduzione dei costi dell'idrogeno verde è essenziale per renderlo competitivo rispetto alle fonti convenzionali** e segnala la necessità di sviluppare infrastrutture adeguate per la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno. Viene altresì sottolineato il ruolo cruciale della **cooperazione internazionale** nel promuovere lo sviluppo dell'economia dell'idrogeno. Gli sforzi coordinati a livello globale sono essenziali per superare le sfide tecniche, economiche e regolamentari associate all'adozione su larga scala dell'idrogeno come vettore energetico.

Tra le iniziative internazionali più rilevanti si segnalano:

- **Hydrogen Council** è una coalizione globale che riunisce aziende leader che si impegnano a promuovere l'uso dell'idrogeno verde in diverse industrie<sup>3</sup>. L'iniziativa, lanciata nel 2017 con l'intento di contribuire a limitare il riscaldamento globale in conformità con l'accordo di Parigi del 2015, è presieduta da un Consiglio che al momento della fondazione contava 13 leader dei settori dell'energia, dei trasporti e della produzione; ad oggi invece conta quasi 150 società multinazionali.
- La **Clean Energy Ministerial Hydrogen Initiative**<sup>4</sup> (CEM H2I) è un'importante iniziativa internazionale multi-governativa lanciata nel 2019 e coordinata dalla IEA, che mira a far progredire politiche, programmi e progetti che accelerino la commercializzazione e la diffusione delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile in tutti i settori dell'economia. Tra i partecipanti vi è anche l'Italia.
- La **International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy**<sup>5</sup> (IPHE) è un'iniziativa internazionale che, tramite il coordinamento dei programmi multinazionali di ricerca, sviluppo e diffusione, promuove l'uso e lo sviluppo dell'idrogeno e delle tecnologie a celle a combustibile. La sua nascita è stata voluta dal Dipartimento dell'Energia e dal Dipartimento dei Trasporti americani nel 2003. Ad oggi include 24 paesi tra cui gli Stati Uniti, il Regno Unito, la Cina e l'Italia.
- **Mission Innovation** è una iniziativa di cooperazione multilaterale globale nata a Parigi nel 2015 in occasione della COP21. Relativamente all'idrogeno l'obiettivo è quello di far aumentare gli investimenti pubblici nelle attività di ricerca e sviluppo dell'idrogeno rinnovabile, al fine di ridurre i costi di produzione fino a 2\$ al kg di H2 entro il 2030, creando inoltre 100 hydrogen valleys.

<sup>1</sup> IEA. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

<sup>2</sup> Al tema delle tipologie di idrogeno è dedicata l'Appendice di questo documento

<sup>3</sup> <https://hydrogencouncil.com>

<sup>4</sup> <https://www.iea.org/programmes/cem-hydrogen-initiative>

<sup>5</sup> <https://www.iphe.net>

- **European Clean Hydrogen Alliance** è stata fondata a luglio 2020 per supportare l'implementazione su larga scala di tecnologie per l'idrogeno pulito entro il 2030. I suoi membri provengono dall'industria, dalle autorità pubbliche e dalla società civile.

Per quanto riguarda gli scenari di espansione dell'utilizzo di idrogeno, la "Global Hydrogen Review"<sup>6</sup> della IEA del 2023 offre una panoramica aggiornata sullo stato della filiera dell'idrogeno e sulle tendenze globali. Il rapporto evidenzia una crescita dell'industria dell'idrogeno, con un aumento degli investimenti e degli sforzi di ricerca e sviluppo per migliorare la produzione, lo stoccaggio e l'uso di tale vettore energetico. La comunità internazionale sta dunque sempre più riconoscendo l'idrogeno come un componente fondamentale delle strategie di decarbonizzazione e di transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Una delle principali evidenze del suddetto ultimo rapporto IEA riguarda la **riduzione dei costi di produzione dell'idrogeno, con progressi significativi registrati, specialmente per l'idrogeno verde prodotto da fonti rinnovabili**. Ciò è molto importante poiché apre la strada a una possibile maggiore adozione dell'idrogeno verde nei vari settori dell'economia. Progressi nello sviluppo degli impianti di elettrolisi, delle stazioni di rifornimento e delle reti di trasporto, testimoniano l'impegno sempre maggiore nel costruire una solida base logistica per sostenere l'espansione dell'uso dell'idrogeno pulito. Naturalmente, la "Global Hydrogen Review" del 2023 sottolinea anche **l'importanza di politiche e regolamentazioni chiare e favorevoli**, atte a sostenere lo sviluppo dell'industria dell'idrogeno. Gli incentivi finanziari, le normative ambientali e le strategie di transizione energetica sono considerati fattori chiave per accelerare l'adozione dell'idrogeno pulito e promuoverne l'uso su larga scala.

A maggio 2024, IRENA nel suo documento **"Green hydrogen strategy: A guide to design"**<sup>7</sup> ha censito 46 strategie nazionali (e sovranazionali) redatte e pubblicate in tutto il mondo, e ha evidenziato che altri 20 paesi hanno avviato i lavori di stesura dei documenti strategici per i loro Governi:

Status delle strategie e delle roadmaps l'idrogeno (fonte Irena)



Tutte le strategie sono caratterizzate da un forte interesse per l'idrogeno rinnovabile, ed individuano come principali drivers:

- soluzione di decarbonizzazione;
- opportunità di sviluppo industriale;
- sicurezza energetica.

Anche rispetto alle priorità di applicazione viene evidenziata nel rapporto una convergenza sui settori HTA, e su quello del trasporto (trasporti a lunga percorrenza, aviazione e trasporto pubblico locale).

Le strategie a livello globale puntano ad una capacità di elettrolizzatori di 117,4 GW entro il 2030, che raddoppierà a 373 GW entro il 2050.

<sup>6</sup> <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

<sup>7</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_strategy\\_design\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf)



I consumi stimati mostrano obiettivi di crescita altrettanto ambiziosi: 27,6 Mt entro il 2030 e 164 Mt entro il 2050, sottolineando la crescita attesa della domanda di idrogeno verde. Anche nel rapporto analizzato alcune differenze tra gli obiettivi di produzione e di consumo possono essere ricondotte a un differente punto di equilibrio tra importazioni ed esportazioni legato ovviamente dalle scelte delle grandi nazioni consumatrici.

Le strategie analizzate nel rapporto hanno evidenziato una tendenza ad adottare un approccio graduale basato su tre fasi:

- Fase 1: Maturità tecnologica
- Fase 2: Penetrazione del mercato
- Fase 3: Crescita del mercato

Tale approccio consente di monitorare i progressi, valutare l'efficacia delle misure attuate e valutare se gli obiettivi politici sono stati raggiunti entro i tempi definiti.

## 2.2 Il contesto europeo

L'Unione Europea, per affrontare la crisi climatica e guidare la transizione verso un'economia più sostenibile e resiliente, riconosce **l'idrogeno come un elemento chiave per decarbonizzare i settori ad alta intensità energetica, come alcuni settori industriali, e i comparti economici nei quali la riduzione delle emissioni di carbonio è tanto urgente quanto difficile, come i trasporti.**

La **Strategia Europea dell'idrogeno** (COM/2020/301) rappresenta un passo fondamentale verso la costruzione di un'economia dell'idrogeno. Attraverso investimenti mirati, sviluppo tecnologico, creazione di infrastrutture e collaborazione internazionale, l'UE mira a diventare leader mondiale nella produzione e utilizzo di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio. Adottata nel luglio 2020, la Strategia Europea si articola in un piano strutturato su 5 ambiti e 20 azioni chiave che coprono investimenti, produzione, domanda, infrastrutture, regimi di sostegno, ricerca e cooperazione internazionale.

Il pacchetto Fit-for-55, presentato nel luglio 2021, ha presentato una serie di proposte legislative che traducono la strategia europea sull'idrogeno in un concreto quadro politico. Successivamente agli eventi geopolitici in Ucraina, l'Unione Europea ha adottato il piano **RepowerEU**, che mira all'indipendenza dalla fornitura di energia dalla Russia, anche attraverso la crescita dell'idrogeno verde nel mix energetico, che lo porti dal 2%, fino al 13-14% al 2050. L'UE si è posta come target da rispettare entro il 2030: la produzione di 10 milioni di tonnellate/anno di idrogeno rinnovabile e l'importazione di ulteriori 10 milioni di tonnellate/anno.

La Commissione ha inoltre presentato una strategia per la gestione delle emissioni di CO2 dell'industria come parte di un pacchetto di azioni necessarie a ottenere una riduzione netta del 90% delle emissioni di gas serra entro il 2040, passo ritenuto funzionale all'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050.

Il sostegno agli investimenti è cruciale per la strategia a lungo termine; in tale ambito alcuni degli strumenti principali identificati a livello Europeo sono:

- **Importanti Progetti di Comune Interesse Europeo sull'idrogeno (IPCEI - comunicazione 2021/C 528/02).** Il primo pacchetto IPCEI, denominato "IPCEI Hy2Tech", comprende 41 progetti ed è stato approvato nel luglio 2022. Nel settembre 2022 la Commissione ha approvato "IPCEI Hy2Use", comprendente 37 progetti, che integra l'IPCEI Hy2Tech e sosterrà la costruzione di infrastrutture legate all'idrogeno e lo sviluppo di tecnologie innovative e più sostenibili per l'integrazione dell'idrogeno nel settore industriale. Il terzo, "IPCEI Hy2Infra", è stato approvato nel febbraio 2024 e sostiene lo sviluppo di elettrolizzatori, infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno, impianti di stoccaggio su larga scala e terminali di movimentazione. "IPCEI Hy2Move", il quarto pacchetto IPCEI che integra i primi tre sulla catena del valore dell'idrogeno, è stato approvato nel maggio 2024 e si focalizzerà su progetti tecnologici relativi all'utilizzo dell'idrogeno nei settori mobilità e trasporto. Questi progetti possono essere considerati modelli e precursori di investimenti futuri di taglie crescenti.

- **European Hydrogen Bank**, istituita dalla Commissione Europea e finanziata dall’Innovation Fund, mira a garantire la sicurezza degli investimenti e delle opportunità commerciali per la produzione di idrogeno rinnovabile. Tale strumento finanziario si basa su quattro pilastri d’azione a livello dell’UE: 1) pilastro domestico, per sostenere l’espansione del mercato della produzione di idrogeno all’interno dello Spazio Economico Europeo e collegare l’offerta di idrogeno rinnovabile con la domanda; 2) aste della banca dell’idrogeno: la prima asta a livello europeo ha assegnato, ad Aprile 2024, quasi 720 milioni di euro a 7 progetti sull’idrogeno rinnovabile in tutta Europa nell’ambito del Fondo per l’innovazione; 3) pilastro internazionale, per promuovere una strategia coordinata dell’UE sulle importazioni di idrogeno rinnovabile; 4) trasparenza e coordinamento, per garantire la trasparenza e il coordinamento delle informazioni a sostegno dello sviluppo del mercato e delle infrastrutture e migliorare il coordinamento degli strumenti di sostegno esistenti dell’UE e dei paesi dell’UE, compresa l’assistenza tecnica e il sostegno agli investimenti all’interno e all’esterno dell’UE.
- **Innovation Fund**, che finanzia numerosi progetti sull’idrogeno. L’Innovation Fund è uno dei più grandi programmi di finanziamento al mondo per l’implementazione di tecnologie innovative e a zero emissioni nette. Va a finanziare tecnologie e processi innovativi a basse emissioni di carbonio in settori ad alta intensità energetica, compresi prodotti che possono sostituire quelli ad alta intensità di carbonio, cattura e utilizzo del carbonio – CCU, costruzione e gestione di impianti di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS), generazione innovativa di energia rinnovabile, stoccaggio di energia. Viene finanziato con i ricavi proveniente dal pagamento delle quote ETS.
- Altre opportunità e forme di supporto sono: **Connecting Europe Facility, Modernisation Fund, European Regional Development Fund, Cohesion Fund, Just Transition Fund, React-EU**, i progetti **LIFE** e l’**European Innovation Council**, che supportano la ricerca, l’innovazione e i progetti dimostrativi relativi anche all’idrogeno.
- Per quanto riguarda la ricerca, di rilievo è la **Clean Hydrogen Partnership**, un Joint Undertaking tra Commissione Europea e soggetti pubblici e/o privati, una forma di partenariato istituzionalizzato nell’ambito del programma quadro per la ricerca e l’innovazione Horizon Europe che finanzia una moltitudine di progetti relativi allo sviluppo tecnologico e alla dimostrazione di tecnologie relative a Idrogeno. Finanzia lo sviluppo di tecnologie della filiera dalla produzione, alla logistica e accumulo, agli usi finali nella mobilità e industriali. La Partnership inoltre supporta temi chiave quali la standardizzazione, la formazione delle competenze, lo sviluppo delle hydrogen valleys, lo sviluppo della supply chain, il tema della sostenibilità dell’idrogeno.

Sul fronte regolatorio la terza direttiva sulle rinnovabili **RED III (2023/2413)**, ha confermato la centralità dell’idrogeno come leva per consentire la transizione energetica verso l’obiettivo della neutralità climatica. In particolare, tra i sotto-obiettivi, la RED III ha stabilito che:

- il 42% dell’idrogeno utilizzato nell’industria dovrà provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica entro il 2030, e il 60% entro il 2035;
- la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell’allegato IX, parte A, e di combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO)<sup>8</sup> nell’energia fornita al settore dei trasporti dovrà essere pari ad almeno l’1 % nel 2025 e il 5,5 % nel 2030 (al 2030, inoltre, almeno l’1 % deve provenire da combustibili rinnovabili di origine non biologica);
- l’energia da RFNBO è conteggiata ai fini della quota di energia rinnovabile degli Stati membri e degli obiettivi di cui ai vari settori, solo se la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall’uso di tali combustibili è pari almeno al 70% rispetto all’intensità emissiva convenzionale dei combustibili fossili (determinata con atti delegati descritti di seguito);
- dal 2030, gli Stati Membri devono impegnarsi affinché almeno l’1,2% dell’energia fornita al settore marittimo (nazionale ed internazionale) provenga da combustibili rinnovabili di origine non biologica.

<sup>8</sup> Cfr. Appendice

In aggiunta, i due regolamenti europei **ReFuelEU Aviation** (2023/2405) e **FuelEU Maritime** (2023/1805) stabiliscono, rispettivamente, le condizioni per un trasporto aereo sostenibile e per l'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo:

- dal 2030, almeno l'1,2% del carburante per l'aviazione (nazionale ed internazionale) dovrà provenire da RFNBO;
- per la navigazione, dal 2025 al 2050 sono fissati obblighi crescenti di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra connessi all'energia consumata, da perseguire mediante biocarburanti, biogas, carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica e carburanti derivanti da carbonio riciclato.

In tema di trasporti, il nuovo **regolamento AFIR** ha determinato criteri e prescrizioni in merito alla realizzazione dell'infrastruttura di rifornimento di idrogeno. Per garantire che il rifornimento a destinazione accessibile al pubblico sia possibile almeno sui corridoi strategici e nelle principali aree urbane, tali stazioni di rifornimento di idrogeno dovrebbero essere previste in tutti i nodi urbani quali definiti nel regolamento (UE) n. 1315/2013. Le autorità pubbliche dovrebbero valutare la possibilità di realizzare stazioni di rifornimento di idrogeno all'interno di nodi intermodali, destinazione tipica dei veicoli pesanti, e potrebbero fornire idrogeno anche ad altri modi di trasporto, come quello ferroviario e la navigazione interna. Gli Stati membri provvedono affinché, entro il 31 dicembre 2030, lungo la rete centrale TEN-T o entro una distanza stradale di 10 km dall'uscita più vicina da tale rete siano installate stazioni di rifornimento di idrogeno accessibili al pubblico a una distanza massima di 200 km tra loro, progettate per una capacità cumulativa minima di 1 tonnellata al giorno e dotate di almeno un distributore a 700 bar.

Il **pacchetto UE per la decarbonizzazione di idrogeno e gas**, composto dalla direttiva (UE) 2024/1788 e dal regolamento (UE) 2024/1789, è stato adottato nel maggio 2024, dopo che la Commissione lo aveva proposto nel dicembre 2021. L'Italia insieme agli altri Paesi dell'UE, hanno tempo fino alla metà del 2026 per recepire le nuove norme nel diritto nazionale. Una volta recepite, esse faciliteranno l'adozione di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, tra cui l'idrogeno, garantendo al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento e l'accessibilità economica dell'energia per tutti i cittadini dell'UE.

Nei **Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC)** di molti Stati membri sono previste misure a sostegno della diffusione dell'idrogeno, in alcuni casi connesse ai piani per la ripresa e la resilienza. La maggior parte dei PNIEC include riferimenti agli obiettivi di consumo di RFNBO, anche se non tutti hanno previsto obiettivi specifici per il settore industriale. Secondo una analisi di Hydrogen Europe, solo 11 PNIEC contengono proposte abbastanza ben delineate che identificano strumenti politici/giuridici nazionali per il rispetto dei nuovi obiettivi di uso di RFNBO in industria e trasporti. Questi includono garanzie di origine (GO) o sistemi di certificazione per l'idrogeno rinnovabile, obblighi di acquisto specifici, database dedicati per semplificare la contabilità e sistemi di acquisto centralizzati. In molti PNIEC manca un esame dettagliato delle esigenze di investimento, e solo 15 PNIEC includono chiari schemi di finanziamento, comprese disposizioni fiscali, per sostenere e promuovere lo sviluppo di progetti sull'idrogeno. Un totale di 14 stati membri include nei loro PNIEC riferimenti ad obiettivi nazionali di diffusione degli elettrolizzatori, per un totale di 53 GW di capacità entro il 2030 (teoricamente in grado di produrre 9 Mt/anno di H<sub>2</sub>). Diversi Stati membri hanno previsto di implementare partenariati internazionali per le importazioni di idrogeno in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU. **L'Italia è uno dei pochi stati membri che ha incluso tutti i suddetti dettagli sullo sviluppo dell'idrogeno nel proprio PNIEC (obiettivi divisi tra industria e trasporti, politiche e misure).**

### 2.3 Il contesto nazionale

Elementi sintetici inerenti le premesse sui cui questa strategia si muove ed elementi di dettaglio sulle direzioni di sviluppo in corso di adozione, e di ulteriore e deciso avanzamento nei prossimi anni, sono oggetto di tutto questo documento di strategia. Si richiamano di seguito in versione molto sintetica solo alcuni passaggi, considerando che numerosi sono i riferimenti, le tappe, le misure che nel contesto nazionale danno prova di aver individuato l'idrogeno come uno strumento di decarbonizzazione del sistema energetico.

Nelle Linee Guida Preliminari per la Strategia Nazionale Idrogeno di fine 2020 fu anticipata una prima visione di alto livello sul possibile ruolo che l'idrogeno avrebbe potuto occupare nel percorso nazionale di decarbonizzazione.

L'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) del 2024, coerentemente con il quadro comunitario, ha individuato per l'idrogeno una traiettoria minima di sviluppo. Complessivamente, i consumi di idrogeno rinnovabile al 2030 ammonterebbero a circa 0,25 Mton/anno; si stima che almeno il 70% di tale domanda sarà prodotta sul territorio nazionale (ipotizzata allo scopo una capacità elettrica di 3 GW di elettrolizzatori).

Tabella 2 – Stima degli obiettivi di consumo di idrogeno al 2030 (fonte: PNIEC 2024)

Anno	Settore	Quantità H <sub>2</sub>	
		ktep	Mton
2030	Industria	330	0,115
	Trasporti	391	0,137
	di cui aviazione/navigazione	36	0,013
	TOTALE	721	0,252

L'Italia, peraltro, da tempo, sta sostenendo l'avvio della filiera dell'idrogeno con un variegato portafoglio di strumenti, alcuni attuati e altri in corso di implementazione. Vi sono, ad esempio, le iniziative finanziate con i fondi PNRR (utilizzo nei settori HtA, Hydrogen Valleys, utilizzo per il trasporto ferroviario e stradale, produzione di elettrolizzatori, ricerca e sviluppo) e le altre misure di supporto di diverso tipo (restituzione oneri di sistema, completamento del sistema delle garanzie di origine, decreto in corso di finalizzazione che riconosce tariffe di esercizio per sostenere la produzione di idrogeno, etc.).

Al fine di testare la prontezza del mercato verso l'idrogeno, Snam ha lanciato negli ultimi mesi un'indagine di mercato «Indagine sul potenziale del mercato dell'idrogeno». L'indagine, rivolta a operatori italiani ed esteri e attiva dal febbraio al maggio 2024, ha riscontrato un'ampia partecipazione da parte dei settori Hard-to-Abate non solo in Italia ma anche in Austria e Germania. I risultati emersi consentono di stimare una domanda di idrogeno che, in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU, potrebbe essere in parte soddisfatta ricorrendo a produzioni nazionali e in parte facendo leva sull'import.

Sono altresì fondamentali per lo sviluppo della filiera di produzione dell'idrogeno (in particolare quello elettrolitico rinnovabile e *low carbon*) tutte le molteplici azioni messe in campo per sostenere la generazione elettrica da fonti rinnovabili, cui l'Italia riserva da sempre una attenzione centrale.

È infine importante sottolineare che l'Italia parallelamente al sostegno e allo sviluppo della filiera idrogeno ha rinnovato l'interesse e avviato le azioni necessarie per una rapida espansione della filiera CCS, ravvedendo la sinergia tra le due filiere che, in alcuni contesti, potrebbe aprire lo spazio a un ruolo più profondo nel processo di decarbonizzazione giocato dall'idrogeno low carbon<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Cfr. Appendice

### 3 La domanda di idrogeno

Nei paragrafi che seguono vengono forniti elementi e considerazioni sui potenziali impieghi a lungo termine di idrogeno nei diversi settori. Le stime sono coerenti con una articolata strategia di decarbonizzazione e dunque con gli scenari di lungo termine finora elaborati. Tuttavia, tali valutazioni non vanno intese né come una limitazione a una possibile maggiore utilizzazione dell'idrogeno, né come un vincolo di obiettivo minimo – non derogabile – in caso di un aumento di competitività relativa di soluzioni alternative di decarbonizzazione che tengano anche conto di eventuali sussidi ricevuti a livello europeo, ovvero di progressi repentini di tecnologie alternative. In ogni caso le stime forniscono valori ambiziosi nel lungo termine, che testimoniano l'apertura a **tutte le varie possibilità di utilizzo dell'idrogeno pur sempre all'interno di un quadro di strategia nazionale di decarbonizzazione. Tale chiaro intendimento è avvalorato dall'articolato portafoglio di misure che si stanno mettendo in campo o progettando e che nell'ultimo capitolo di questa strategia nazionale sull'idrogeno vengono ampiamente descritte.**

#### 3.1 La domanda attuale e potenziale di idrogeno nell'industria

##### 3.1.1 L'attuale domanda di idrogeno nell'industria

Attualmente, a partire dal consumo nazionale di idrogeno di poco meno di 1,5 Mtep, circa **il 95% viene prodotto e utilizzato principalmente nelle raffinerie e nell'industria petrolchimica. Il 99% del suo utilizzo è come materia prima.**

L'idrogeno (grigio) viene prodotto nelle raffinerie attraverso il processo di Steam Methane Reforming (SMR) o la gassificazione di distillati di petrolio pesanti (TAR) in impianti IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle). L'idrogeno così prodotto è utilizzato principalmente per raffinare il petrolio greggio e migliorare il greggio più pesante. I principali processi che consumano idrogeno nelle raffinerie sono l'hydrotreating e l'hydrocracking. L'hydrotreating viene utilizzato per rimuovere le impurità, in particolare lo zolfo (mediante un processo spesso indicato semplicemente come desolforazione) e rappresenta una percentuale significativa dell'uso dell'idrogeno nelle raffinerie a livello globale. Oggi le raffinerie rimuovono circa il 70% dello zolfo naturalmente presente nel petrolio greggio. L'hydrocracking è un processo che utilizza l'idrogeno per convertire gli oli residui pesanti in prodotti petroliferi più pregiati.

La parte restante dell'idrogeno prodotto in Italia viene utilizzata per la **produzione di ammoniaca**, che a sua volta viene in gran parte utilizzata per produrre urea, un componente base per la produzione dei fertilizzanti. Questo processo si basa sulla reazione chimica tra ammoniaca e CO<sub>2</sub>. Attualmente la CO<sub>2</sub> utilizzata viene catturata dal processo SMR e quindi è anch'essa di origine fossile.

In ottica di decarbonizzazione, gli attuali consumi di idrogeno grigio dovranno essere progressivamente ridotti e sostituiti da consumi decarbonizzati, ovvero da consumi di idrogeno rinnovabile, oppure di idrogeno a basse emissioni, oppure di altri combustibili rinnovabili e a basse emissioni. Non a caso, difatti, ad esempio, la direttiva RED 3 definisce un obiettivo di incremento progressivo della quota RFNBO dell'idrogeno totale consumato nell'industria (42% al 2030, 60% entro il 2035); va comunque osservato che l'idrogeno rinnovabile potrà avere prospettive di consumo, al posto del gas naturale, anche in settori nei quali attualmente non è utilizzato, pertanto è **percorribile e coerente (ai fini del contemporaneo perseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni e di incremento dell'idrogeno rinnovabile) sia uno scenario in cui l'attuale fabbisogno di idrogeno grigio venga sostituito da produzioni di idrogeno rinnovabile, sia uno scenario in cui l'attuale idrogeno grigio venga convertito in idrogeno blu o a basse emissioni (grazie alla CCS), poiché comunque l'idrogeno rinnovabile penetrerà anche in settori industriali in cui al momento non è consumato.**

### 3.1.2 I nuovi ambiti di utilizzo dell'idrogeno nell'industria

I principali settori industriali nei quali, per contribuire alla loro decarbonizzazione, potrebbe essere utilizzato idrogeno, sono:

- siderurgia e trasformazione dell'acciaio;
- fonderia (acciaio, ghisa e metalli non ferrosi);
- cemento;
- vetro;
- ceramica;
- carta;
- feedstock (raffinerie e chimica).

Difatti, per tali settori, le strategie di decarbonizzazione internazionali concordano su alcune possibili linee di azione (tra cui è incluso anche il possibile utilizzo di idrogeno), quali:

- aumento dell'efficienza energetica, ad esempio tramite il recupero di energia da cascami termici;
- elettrificazione dei processi, in vista della disponibilità di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- uso di combustibili da biomasse e da materiali da riciclo, in sostituzione di combustibili fossili;
- pratiche di economia circolare, che riducono il consumo di materie prime e le quantità di sottoprodotti da smaltire;
- cattura e sequestro di CO<sub>2</sub>;
- nuove tecnologie nucleari sostenibili, in particolare i piccoli reattori modulari di III generazione avanzata e IV generazione, inclusi i microreattori, sia per produzione elettrica che in modalità cogenerativa;
- uso di tecnologie e combustibili basati sull'idrogeno.

Analisi settoriali inducono a ritenere che l'industria siderurgica e l'industria del vetro (in particolare vetro cavo) possano essere i settori con le maggiori opportunità di utilizzo dell'idrogeno e, difatti, diversi progetti sono già stati avviati.

La siderurgia a ciclo integrale può utilizzare l'idrogeno come riducente (al posto del carbone), sostituendo il ciclo attuale basato sull'altoforno con la combinazione di riduzione diretta e fusione del ferro preridotto. Questa opzione è presente in tutte le principali strategie mondiali sulla siderurgia. In molti casi, la transizione prevede una prima fase di riduzione diretta con gas naturale, e una seconda fase di progressiva sostituzione del gas naturale mediante miscele con idrogeno a percentuali crescenti fino alla completa sostituzione del gas naturale al 2050. La siderurgia utilizza anche gas naturale nel forno elettrico ad arco di fusione del rottame, e nei forni di riscaldamento e trattamento e per il preriscaldamento di reattori. Questo gas naturale può essere sostituito da idrogeno, con tecnologie di combustione di idrogeno e di miscele di gas naturale e idrogeno.

La stessa soluzione può essere adottata in linea di principio per tutti i processi termici che oggi utilizzano gas naturale o altri combustibili fossili, come carbone e olio combustibile. Nel settore vetro questa soluzione è già in fase di sperimentazione. Anche in altri settori è concettualmente possibile.

Le tecnologie di combustione con idrogeno sono in avanzato stato di sviluppo. Bruciatori per idrogeno e per miscele, capaci di funzionare in modo flessibile con qualsiasi miscela di gas naturale e idrogeno, sono stati ampiamente sperimentati. Molti modelli sono già sul mercato con potenze di interesse industriale. La fattibilità tecnologica della combustione di idrogeno, puro o in miscela, si può considerare accertata. Le possibili problematiche da analizzare possono riguardare l'eventuale impatto sulla qualità del prodotto, e impatti sugli impianti con possibili maggiori costi di materiali e manutenzione.

Per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza, va osservato che l'idrogeno è già regolarmente utilizzato in diversi settori industriali. Per esempio, in siderurgia sono consolidati processi, e relativi impianti, con uso di idrogeno puro, per cui esistono già procedure e prassi in termini di sicurezza nell'uso dell'idrogeno. Questa cultura della sicurezza andrà sempre più estesa all'applicazione di routine in sistemi di combustione con idrogeno e in tutti i sistemi di trasporto e accumulo, per applicazioni che richiederanno volumi molto maggiori degli attuali e una più ampia diffusione.



### 3.1.3 La domanda potenziale di idrogeno nell'industria

Le stime che seguono si basano su tre assunzioni principali:

- da un lato, si considera un'esigenza di decarbonizzazione profonda dell'economia cui si associa un'attesa di un **potenziale elevato sviluppo del vettore idrogeno**, anche se nel lungo termine (l'analisi di questa situazione costituisce il riferimento rispetto al quale costruire il percorso di progressivo sviluppo);
- dall'altro lato, in un percorso di decarbonizzazione profonda dell'economia, **l'idrogeno non è l'unica opzione percorribile**, giacché lo sviluppo tecnologico renderà disponibili e competitive anche altre opzioni, quali ad esempio la **CCS** in alcuni settori e la produzione di energia da fonte nucleare sostenibile, e soprattutto una progressiva **elettificazione di numerosi processi**;
- per semplicità, ai fini delle valutazioni, si assume che le produzioni industriali nel futuro non si discostino in misura significativa dai valori attuali (naturalmente tale ipotesi non è affatto scontata, in particolare sul lungo termine, ma è in questa sede una ipotesi di lavoro funzionale a concentrarsi su alcune variabili correlate alla possibile penetrazione dell'idrogeno, tenendone quasi immutate altre variabili).

#### ❖ Siderurgia

La frazione di gas naturale sostituibile nel ciclo rottame con idrogeno riguarda i processi di fusione del rottame in forno elettrico ad arco, i forni di riscaldamento e di trattamento dei prodotti e le operazioni di preriscaldamento dei reattori e componenti refrattari. I consumi per i servizi ausiliari (riscaldamento degli ambienti di lavoro, sistemi di trasporto all'interno dello stabilimento, consumi per piccole lavorazioni, etc.) saranno probabilmente soddisfatti grazie all'uso di energia elettrica o biocombustibili; si stima che la frazione di gas naturale sostituibile con idrogeno potrebbe arrivare a circa il 78% che, considerando i consumi attualmente noti, corrisponderebbe a circa 0,88 Mtep. Sulla base di alcuni progetti sviluppati o in via di sperimentazione è peraltro possibile ipotizzare una sensibile riduzione del consumo di gas nei forni di riscaldamento. In alcuni casi, sia in Italia che all'estero, è già stata realizzata l'elettificazione dei processi di laminazione che vanno dal semiprodotto dell'acciaio in billette (riscaldato con un forno ad induzione invece che a metano) ai prodotti finiti. Vi sono esempi di acciaierie a forno elettrico con laminatoio collegato direttamente ad una colata continua in presa diretta, senza la necessità di un forno di riscaldamento. Per ora la maggior parte dei progetti realizzati riguarda principalmente impianti di piccola taglia, ma lo sviluppo tecnologico potrà consentire di applicare questi processi anche a impianti di grande taglia. È possibile dunque ipotizzare una riduzione degli 0,88 Mtep sopra richiamati a circa 0,63 Mtep, nell'ipotesi di circa 18 Mt/anno di acciaio prodotto da ciclo rottame. Inoltre, se in Italia si manterrà la linea attuale di produrre acciai speciali anche mediante ciclo integrale a partire dal minerale di ferro, saranno necessari circa 0,48 Mtep per una produzione ipotetica di 6 Mt/anno di preridotto. Queste valutazioni conducono dunque a stimare uno scenario complessivo di consumo di idrogeno in siderurgia di circa 1,1 Mtep, corrispondenti ad una decarbonizzazione del settore fortemente orientata all'utilizzo dell'idrogeno. L'idrogeno però non è l'unica opzione di decarbonizzazione, per cui si può affiancare al suddetto scenario un'ipotesi più prudente, che porta comunque a confermare come indispensabile l'uso dell'idrogeno nella produzione da minerale, mentre nel ciclo da rottame si potrebbe fare in parte affidamento sulla produzione di calore con energia elettrica rinnovabile: a quest'altro scenario potrebbe corrispondere un livello minimo di penetrazione di idrogeno pari a circa 0,8 Mtep.

#### ❖ Fonderie

Oggi, il settore delle fonderie e dei metalli non ferrosi utilizza il gas naturale come combustibile principale. L'idrogeno potrebbe in parte sostituire i combustibili fossili utilizzati per l'attività principale della fonderia, la fusione del metallo e i trattamenti termici metallurgici, mentre i consumi per servizi ausiliari saranno più probabilmente decarbonizzati con soluzioni basate su energia elettrica. Si può prevedere una progressiva

chiusura dei forni a cupola, che utilizzano coke per la produzione di getti di ghisa, grazie all'utilizzo di tecnologie alimentate dall'energia elettrica. Le azioni praticabili per la totale decarbonizzazione sono la sostituzione del gas naturale nei forni a gas (nella produzione di ghisa e metalli non ferrosi) e la sostituzione dei forni alimentati con combustibili fossili (coke, metano) con forni elettrici. Attualmente vi sono anche progetti in fase di sviluppo orientati verso la sostituzione di gas naturale con biometano. Ipotizzando un contributo del 25% dal biometano e del 25% dall'elettificazione dei forni di piccola taglia, il consumo di idrogeno nel 2050 si potrebbe attestare a circa 0,1 Mtep di H<sub>2</sub>.

#### ❖ **Cemento**

Come emerge dalle strategie degli operatori del settore, per il processo esistente sono possibili diverse misure per la decarbonizzazione, tra le quali in primis la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, l'utilizzo di combustibili alternativi come i combustibili solidi secondari (CSS), la riduzione del rapporto clinker-cemento, l'utilizzo di materiali alternativi di sostituzione, un impiego estensivo di energia elettrica rinnovabile, l'efficientamento energetico, e infine anche l'utilizzo di idrogeno. Una parte significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub> del settore sono causate dalla produzione di clinker, componente base nella produzione del cemento. L'idrogeno può essere utilizzato come combustibile nel processo termico di produzione del clinker. Stanti anche le altre opzioni di decarbonizzazione, l'idrogeno potrebbe fornire un contributo utile ad evitare circa il 3% delle 20 Mt di CO<sub>2</sub> emesse annualmente dall'industria del cemento italiana, corrispondente all'utilizzo di circa 0,2 Mtep di H<sub>2</sub>.

#### ❖ **Vetro**

La produzione di vetro in Italia è di circa 6,6 milioni di tonnellate/anno, considerando tutti i codici merceologici afferenti al settore, con previsione di un aumento costante fino a 8 milioni di ton/anno al 2050. Il gas naturale di origine fossile attualmente consumato dalle aziende "di fabbricazione", cioè dalle aziende nei cui impianti avviene la fusione delle materie prime e la loro vetrificazione, ammonta a circa 12 TWh/anno corrispondenti a 1,15 miliardi di Smc/anno, che al 2050 diventerebbe circa 15 TWh/anno (ovvero 1,41 miliardi di Smc/anno). La quota utilizzata direttamente nella parte di processo di fusione e prima formatura ammonta a circa l'83% del totale. Qui si raggiungono temperature molto elevate (dell'ordine dei 1600 °C); conseguentemente, solo i forni fusori di piccola taglia (con una capacità di produzione inferiore alle 80 ton/giorno) sono elettrificabili a causa della elevata densità di energia richiesta dal processo che non permette la dislocazione del necessario quantitativo di elettrodi nel bagno. Allo stato attuale, inoltre, alte percentuali di energia elettrica in fusione non sono compatibili con gli elevati tassi di riutilizzo di materia prima seconda da raccolta differenziata né con la produzione di alcuni "colori" che necessitano di una atmosfera ridotta. Conducendo una analisi sui singoli siti di produzione italiani, si può ipotizzare di sostituire circa 500 milioni di smc / anno al 2050 con idrogeno. Questo corrisponde ad un consumo di idrogeno di circa 166 kton/anno al 2050, corrispondenti a circa 0,48 Mtep/anno. Un'ipotesi più cautelativa di consumo di idrogeno potrebbe essere coerente con un ampio ricorso al biometano, riducendo il contributo dell'idrogeno a 0,11 Mtep.

#### ❖ **Ceramica**

Per la ceramica, il gas naturale è utilizzato sia come combustibile per il processo primario, sia per i servizi ausiliari. La frazione che può essere sostituita da idrogeno è quella destinata al processo di cottura primario, che assorbe il 75% dei 1.500 MSm<sup>3</sup>/anno di gas naturale consumati dall'intera industria italiana dei prodotti ceramici. Il restante 25%, destinato ai servizi ausiliari, è sicuramente elettrificabile. Va considerato che in Italia il settore è articolato in una moltitudine di aziende, anche piccole, e di conseguenza con forni di piccole dimensioni in cui è più ragionevole ipotizzare una massiccia elettrificazione dei processi che l'uso di idrogeno. In questo settore l'idrogeno potrà dunque principalmente essere utilizzato per forni di grandi dimensioni, in sinergia con il riscaldamento elettrico. L'uso dell'idrogeno è necessario affinché il calore generato dai gas caldi combusti garantiscano una trasmissione del calore per convezione ben distribuita e

omogenea in termini di temperature di processo. La quantità di idrogeno necessaria è ipotizzabile in circa il 30% sul totale dell'energia termica necessaria al processo, corrispondente a  $375 \text{ MSm}^3/\text{anno}$ , equivalenti a 0,30 Mtep di idrogeno. In un'ipotesi di minore penetrazione dell'idrogeno, i fabbisogni energetici del settore potrebbero essere soddisfatti con una più intensa elettrificazione in combinazione con biometano, riducendo l'idrogeno a interventi su qualche particolare impianto (per un totale di circa 0,02 Mtep),

#### ❖ Carta

L'industria della carta non necessita di temperature di processo elevate. I consumi termici sono rappresentati da vapore, che è possibile produrre con riscaldamento elettrico o da biocombustibili. In questo settore un eventuale utilizzo dell'idrogeno dipenderà soprattutto dalla disponibilità e dal costo specifico in un'ottica di mantenimento della competitività dei costi dei prodotti cartari. Tale contributo è per il momento ritenuto trascurabile, ovvero sostituibile da altre opzioni di decarbonizzazione.

#### ❖ Feedstock – Raffinerie

L'idrogeno grigio utilizzato direttamente come feedstock nelle raffinerie potrebbe essere per gran parte decarbonizzato, attraverso la transizione a idrogeno blu o verde. In una prima fase, da oggi al 2040, si ipotizza una riduzione dei consumi della raffinazione, cui corrisponderebbe una minore necessità di idrogeno. Tale idrogeno potrebbe tuttavia essere decarbonizzato, specialmente mediante CCS (idrogeno blu) o nucleare (idrogeno rosa).

In ottica 2050, a causa di una continua riduzione della domanda di carburanti nel settore trasporti, sostituiti dagli e-fuel e per minori necessità di purificazione dei biocombustibili (desolforazione non necessaria), alcune raffinerie potrebbero essere dismesse mentre le rimanenti convertite in bio-raffinerie, con conseguente ulteriore riduzione del fabbisogno di idrogeno.

Si può ipotizzare la quasi completa decarbonizzazione di tale fabbisogno di idrogeno, con una maggiore incidenza dell'idrogeno verde.

La domanda di idrogeno corrispondente al suddetto scenario evolutivo della raffinazione porterebbe a circa 0,34 Mtep.

#### ❖ Feedstock - Chimica

All'interno della chimica l'idrogeno viene utilizzato come feedstock sostanzialmente per la produzione di fertilizzanti e di polimeri fossili (stima semplificata), attraverso la trasformazione di idrocarburi leggeri e intermedi.

Così come nella raffinazione, tale idrogeno potrebbe essere per gran parte decarbonizzato, attraverso la transizione a idrogeno blu, verde o rosa. In una prima fase, da oggi al 2040, una parte di idrogeno grigio si potrebbe mantenere tale per due motivi, sia perché la quota di ammoniaca prodotta per la produzione di fertilizzanti è ottenuta dalla CO<sub>2</sub> sequestrata dal processo di SMR, sia perché l'idrogeno costituisce un sottoprodotto di due processi industriali, il processo cloro-soda e la produzione di stirene. Al 2050 si ipotizza che la produzione di fertilizzanti possa essere totalmente green mediante utilizzo di ammoniaca da idrogeno verde e CO<sub>2</sub> proveniente da biomasse.

In merito alla produzione di polimeri, attualmente l'Italia produce circa 6 milioni di tonnellate ogni anno, che includono polietilene, polipropilene e altri materiali derivati. Le plastiche sono attualmente riciclate in misura significativa. Tuttavia, una parte, stimabile nell'ordine del milione di tonnellate/anno (20 % della produzione complessiva), viene ancora smaltita nei termovalorizzatori con emissione di CO<sub>2</sub> di origine fossile.

Al 2050, si assume un ulteriore incremento del tasso di riciclo e contestualmente, per la rimanente quota di produzione di polimeri vergini, un utilizzo di idrocarburi ottenuti completamente da idrogeno verde.

In tale scenario, il fabbisogno di idrogeno per il settore chimico può essere stimato nell'ordine di 1,16 Mtep, di cui oltre 0,3 Mtep attribuibili alla produzione di ammoniaca.

### 3.1.4 Un possibile ruolo per il blending dell'idrogeno per l'industria

Naturalmente, in un percorso di decarbonizzazione profonda a lungo termine, che deve essere costruito e progressivamente realizzato già a partire dal breve e medio termine, non ci sarà più spazio per un ruolo determinante dei combustibili fossili, e dunque non avrebbe senso perpetrare concetti e favorire investimenti che comportino la perenne miscelazione dell'idrogeno con combustibili fossili.

In una fase nascente, tuttavia, il blending dell'idrogeno con altri combustibili, anche fossili, può costituire un iniziale volano per favorire la realizzazione degli impianti di produzione e l'utilizzo iniziale di questo nuovo vettore con alcuni maggiori gradi di libertà, nell'ambito di un percorso di sviluppo graduale anche in termini di investimenti industriali.

Quando si parla di blending dell'idrogeno si corre talvolta il rischio di dare adito a fraintendimenti, per cui, indipendentemente dall'uso ritenuto più appropriato del termine, consideriamo di seguito che in linea generale si possano intendere teoricamente due fattispecie:

- l'immissione di idrogeno nella rete gas e dunque la miscelazione dell'idrogeno con il gas trasportato dalla rete;
- la miscelazione di idrogeno con altri combustibili (tipicamente gas naturale) direttamente negli impianti di utilizzo (miscelazione presso il cliente finale).

Nell'ambito della presente strategia, la prima delle due opzioni nel breve termine, da un punto di vista teorico, potrebbe costituire un iniziale sbocco semplificato per l'offerta di idrogeno, potendo probabilmente favorire la realizzazione di impianti di produzione di idrogeno con minori vincoli di localizzazione e secondo molteplici logiche (ad. es. la producibilità degli impianti rinnovabili asserviti agli elettrolizzatori, la presenza di contributi in conto capitale su base territoriale, lo sviluppo avviato di hydrogen valleys, gestione di eccedenze di produzione di idrogeno, vincoli ed opportunità connesse alle infrastrutture di rete, etc.)<sup>10</sup>. **Va osservato che lo scopo della strategia non è quella di concentrarsi sull'offerta e sul trasporto di idrogeno, ma sul suo potenziale utilizzo per soddisfare la domanda di decarbonizzazione in alcuni settori, tra cui in primis l'industria hard-to-abate rientrante nel sistema ETS;** a tal proposito, a settembre 2024, è stato pubblicato il nuovo regolamento di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra (2024/2493/UE) che disciplina le modalità di monitoraggio e contabilizzazione delle emissioni da RFNBO. Da un punto di vista meramente tecnico-regolatorio, si ricorda che attualmente il blending dell'idrogeno con gas naturale nella rete gas italiana è consentito fino al 2% in volume, ma si sta lavorando per estendere tale percentuale, considerando che prove e studi di letteratura appaiono sostenere la possibilità di innalzare tale soglia in determinate condizioni.

La seconda delle due opzioni individuate in premessa – la miscelazione di idrogeno con gas naturale in fase di utilizzo, senza passare per una immissione e miscelazione nella rete gas – potrebbe sin da subito essere utilizzata dagli impianti in ETS per ridurre le proprie emissioni, in maniera più semplice da certificare anche ai fini emissivi. Più in generale, in effetti, nel settore industriale la decarbonizzazione potrà procedere con una miscelazione in loco del gas naturale con l'idrogeno che a mano a mano si renderà disponibile nel luogo di consumo. Una miscelazione in fase di utilizzo intorno al 20% in volume, che corrisponde a circa il 7% in energia (data la minore densità energetica dell'idrogeno per unità di volume), è ritenuto in base a diversi approfondimenti un limite prudenziale entro il quale è possibile utilizzare i bruciatori esistenti senza effetti dannosi, agendo opportunamente sui parametri di regolazione della fiamma. Si può stimare che un blending in tale percentuale

<sup>10</sup> Nel capitolo 5 dedicato all'offerta di idrogeno viene svolta una analisi sui modelli di accoppiamento tra produzione e consumo nello scenario di breve termine.

nei settori industriali HtA che attualmente non consumano idrogeno (quindi escludendo raffinazione e chimica), potrebbe comportare un impiego di idrogeno per circa 330 ktep, abilitando una prima fase di penetrazione del vettore idrogeno già nel breve termine, quasi senza significativi interventi impiantistici lato utilizzo. Tale penetrazione sarebbe peraltro in linea con lo scenario di policy delineato dal PNIEC 2024, che prevede un potenziale di tale ordine di grandezza, anch'esso principalmente ascrivibile ai suddetti settori industriali al 2030<sup>11</sup>. In uno scenario di disponibilità di idrogeno a costi competitivi (anche grazie a misure incentivanti di sostegno alla produzione di idrogeno, sin quando saranno necessarie), gli operatori potranno sostituire i bruciatori esistenti con bruciatori specifici per bruciare gas naturale con idrogeno miscelato in percentuali anche maggiori (dal 10% fino al 100%). Nel medio termine, la possibilità di utilizzare a tratti anche gas naturale potrebbe costituire una opzione di sicurezza per far fronte alla non ridondanza nella disponibilità di idrogeno. Naturalmente, saranno necessarie attività di ricerca e sperimentazioni specifiche per verificare il corretto funzionamento dei processi, in quanto la combustione dell'idrogeno potrebbe risultare non pienamente compatibile con le tecnologie esistenti; sarà altresì necessaria la verifica di eventuali effetti negativi sulla qualità dei prodotti. Infine, in un'ottica di medio e lungo termine e di decarbonizzazione profonda, i forni a fine vita potranno essere sostituiti con forni adatti all'utilizzo del solo idrogeno. Ciò non significa che tutto il consumo attuale di gas naturale sarà sostituito da un equivalente consumo energetico di idrogeno perché, come detto al paragrafo precedente, vi saranno diverse opzioni di decarbonizzazione che potranno consentire di ridurre le emissioni di gas serra, non solo l'utilizzo di idrogeno.

## 3.2 La potenziale domanda di idrogeno nei trasporti

### 3.2.1 Trasporto su strada

Un veicolo a celle a combustibile a idrogeno (FCEV o HFCEV) è, a tutti gli effetti, un veicolo elettrico con un motore elettrico e una (piccola) batteria. Attualmente sono pochissimi i FCEV presenti sul mercato e pochissimi quelli in circolazione in Italia (65 mezzi al 2023).

La presenza di distributori di idrogeno sulla rete stradale è molto limitata, ma grazie al PNRR sono stati stanziati fondi per almeno 40 stazioni di rifornimento da costruire entro il 2026. Si evidenzia che attualmente le stazioni di rifornimento di idrogeno presenti in Italia sono 2, una a Bolzano, nei pressi dello svincolo A22 di Bolzano Sud, e a Venezia Mestre.

In linea di principio, è possibile utilizzare l'idrogeno anche nei motori a combustione interna (HICEV): questo tipo di veicolo è stato studiato a livello di prototipi per decenni, ma non ha raggiunto la fase di commercializzazione, né a livello nazionale né internazionale, soprattutto in virtù dei ridottissimi rendimenti "dall'elettricità alle ruote" (assumendo un'alimentazione con idrogeno verde), stimabili dell'ordine del 10%.

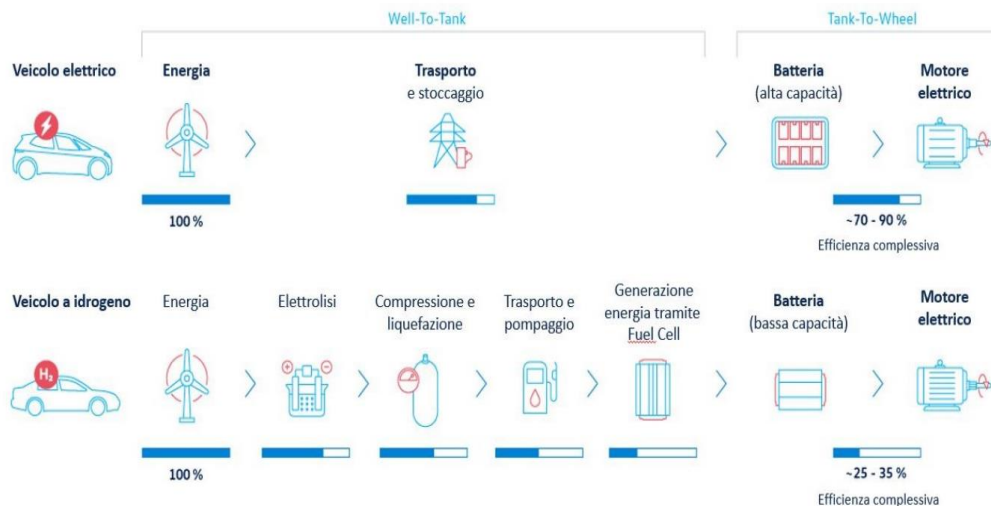
Di seguito una rassegna della situazione corrente per tipologia di veicolo.

#### ❖ Veicoli M1 (autovetture) e N1 (veicoli commerciali leggeri con massa fino a 3,5 t)

<sup>11</sup> Nel PNIEC 2024, si stima che al 2030 (in virtù degli obiettivi della RED 3 e di altre considerazioni e analisi) vi sarà un consumo di idrogeno rinnovabile di 330 ktep (in particolare, per l'obiettivo del 42% di idrogeno rinnovabile nei consumi di idrogeno nell'industria, sono conteggiabili solo gli RFNBO). In questa sede invece, il valore di scenario qui stimato dei 330 ktep, emerge ipotizzando che circa il 7% in energia degli attuali usi di gas naturale nelle industrie che non utilizzano attualmente idrogeno, possa essere coperto da idrogeno. Si tratta di un indizio di come l'obiettivo del 330 ktep del PNIEC sia raggiungibile secondo differenti modalità di consumo, ivi inclusa, al limite, una miscelazione in loco verosimilmente anche con le attuali tecnologie di combustione. Vale infine la pena notare che nel suddetto scenario, il consumo di idrogeno rinnovabile sarebbe prevalentemente concentrato in settori che attualmente non utilizzano idrogeno; quindi, per decarbonizzare le attuali produzioni di idrogeno grigio, è verosimile anche che in tali settori si possa utilizzare la CCS e quindi produrre idrogeno blu (low carbon) o rosa (nucleare). Ciò non vuol dire che dovrà necessariamente essere così - idrogeno blu al posto del grigio, idrogeno verde al posto del gas o produzione di idrogeno rosa-, ma che questo scenario sarebbe comunque compatibile con tutto il resto, anche con gli obiettivi del PNIEC.

In generale per questa tipologia di veicoli l'efficienza energetica di quelli a idrogeno è relativamente bassa, se confrontata con equivalenti veicoli a trazione totalmente elettrica, come mostrato nella figura seguente.

Figura 1 - Confronto tra efficienza Well to Wheel di un veicolo elettrico con un veicolo ad idrogeno (fonte MIT Stemi)



Il mercato dei veicoli M1 (autovetture) alimentati a idrogeno vede investimenti da diverse case automobilistiche, alcune delle quali commercializzano queste autovetture da più di un decennio, senza peraltro aver mai conseguito volumi di vendita significativi. Oltre a queste altre stanno investendo su modelli di veicolo commerciale leggero categoria N1, alcuni di questi disponibili già a listino. I profili di missione giornalieri tipici dei veicoli commerciali leggeri sono peraltro ampiamente compatibili con le autonomie attuali garantite dai mezzi *full electric*, che quindi possono essere gestiti con semplici ricariche notturne a bassa potenza in rimessa.

Particolare è il contesto della Provincia Autonoma di Bolzano (PAB) dove è presente un servizio di noleggio a lungo termine full service di veicoli FCEV, alcuni dei quali sono stati adottati da operatori dei servizi come Carabinieri, Vigili del Fuoco ed enti locali. Il cliente riceve un pacchetto all-inclusive (comprensivo di assicurazione, manutenzione, servizio di emergenza stradale, elaborazione dei sinistri, cambio gomme) e la fatturazione mensile include il noleggio del veicolo e il consumo di idrogeno. Sia i costi del carburante, sia i costi di noleggio sono allo stesso livello di quelli dei veicoli convenzionali. Al 2021, da tali mezzi sono stati percorsi 1,1 Mkm con circa 14 t di idrogeno verde rifornito in circa 4.000 processi, con una disponibilità della stazione di rifornimento del 99,6%. Il consumo medio dei veicoli è stato di 1,2 kg H<sub>2</sub> / 100 km, con una percorrenza media di 17.000 km/anno. Il rifornimento dei veicoli a 700 bar è stato reso possibile in un primo tempo da una deroga dell'Ufficio Prevenzione Incendi della Provincia Autonoma di Bolzano poiché non ancora ammesso dalla normativa. Un'ulteriore deroga consente di procedere con un rifornimento 24 ore su 24 in modalità self-service dopo aver completato un corso di formazione sul processo di rifornimento e sulla sicurezza.

In sintesi, il trasporto leggero su strada non può essere considerato un settore *hard-to-abate*, in quanto la soluzione *full electric* è già una realtà consolidata. Le efficienze energetiche molto inferiori ed i conseguenti costi di gestione superiori non rendono competitive le soluzioni FCEV che, al più, potrebbero trovare utilizzo in applicazioni di nicchia.

## ❖ Veicoli N2 e N3 (camion)

In termini di trasporto pesante su strada, l'idrogeno è invece considerato una delle soluzioni più percorribili, perché offre un comportamento simile ai carburanti tradizionali; brevi tempi di rifornimento, un'elevata



autonomia e capacità di carico elevate per il trasporto merci. La quasi totalità dei maggiori costruttori di veicoli industriali operativi sul mercato europeo ha sviluppato o sta sviluppando soluzioni elettriche a batteria per missioni con finalità urbana o regionale, affidandosi alle tecnologie a idrogeno per le missioni di lungo raggio, nelle quali tuttavia le soluzioni *full electric* cominciano a farsi strada, con diversi modelli già disponibili o di prossima uscita sul mercato con autonomie superiori a 500 km. Tali autonomie consentirebbero di coprire largamente il periodo massimo di guida di 4 ore e mezzo, trascorso il quale i conducenti di mezzi pesanti sono costretti a pause di almeno 45 minuti, durante le quali sarebbe possibile effettuare una ricarica. La realizzazione delle stazioni di rifornimento idrogeno finanziate dal PNRR è direttamente collegata allo sviluppo della mobilità pesante a idrogeno, che rappresenta un importante utilizzatore finale.

### ❖ Veicoli M3 (autobus)

Per quanto riguarda il settore autobus, con particolare riferimento al trasporto pubblico locale, settore in cui è in atto un progressivo ricambio della flotta esistente, la soluzione *full electric* è già ampiamente diffusa, in particolare in ambito urbano<sup>12</sup>. È possibile invece un maggiore spazio per l'idrogeno nell'ambito del trasporto pubblico su strada per linee extraurbane, in ragione delle maggiori percorrenze. Al 2023 risultano in esercizio autobus ad idrogeno nel servizio urbano e suburbano di Bolzano (17 mezzi), Venezia (4 mezzi e ulteriore espansione a 90 nei prossimi anni), mentre si prevede il prossimo impiego di mezzi di questo tipo in Valle Camonica (40 al 2026), Gorizia e circondario, Civitavecchia (2), questi all'interno di *Hydrogen Valley PNRR*, Bologna / Ferrara (127 entro il 2026), e ulteriori progetti in altre città quali, per citarne alcune, Modena, Roma e Taranto.

Tra le sperimentazioni abbandonate, oltre a quelle di Torino, Milano e Sanremo, si menziona per la sua particolarità il caso di Ravenna con l'impiego di idrometano (metano CNG con *blending* di idrogeno in volume al 15%) dal quale è derivata la pubblicazione di una roadmap a cura della Regione Emilia-Romagna<sup>13</sup>.

In sintesi, parallelamente alle soluzioni full-electric, il comparto TPL può trarre un vantaggio significativo nell'utilizzo dell'idrogeno in contesti dove c'è un uso intensivo o extraurbano che richiede autonomia, oppure in contesti dove il vettore idrogeno è disponibile in grande quantità e quindi sinergico in ottica di ecosistema, come per le hydrogen valleys.

Riassumendo, nel trasporto stradale possiamo stimare una domanda attuale tra gli 80 e 100 tep, corrispondente in particolare al settore bus e auto, mentre sull'orizzonte di medio lungo termine si stima una domanda fino a circa 3,5 Mtep dovuta principalmente ad uno sviluppo, pur limitato, del settore autobus (fino a 0,53 Mtep), e di quello camion (fino a 2,6 Mtep).

### 3.2.2 Trasporto ferroviario

Il trasporto ferroviario rappresenta un settore dove la mobilità ad idrogeno si sta facendo riconoscere come valida alternativa ai mezzi di trasporto standard sulle linee non elettrificate in ambito europeo. In questo contesto, le tecnologie Fuel Cell sono sempre più riconosciute come mature e robuste commercialmente, come dimostrato dai treni ad H<sub>2</sub> presenti in Germania ed in introduzione in altri paesi Europei.

Nel contesto italiano, l'introduzione della mobilità ferroviaria a idrogeno può essere determinante per abbattere ulteriormente le emissioni di questo comparto del trasporto, oltre che per supportare e incentivare la sinergia con altre forme di mobilità alternativa (auto, bus, etc.) dove un'ottimizzazione della produzione del

<sup>12</sup> Ad esempio i piani di ATM, l'azienda dei trasporti pubblici di Milano, prevedono il 50% della flotta di autobus *full electric* entro il 2026 ed il 100% entro il 2030.

<sup>13</sup> [https://energia.regione.emilia-romagna.it/transizione-energetica/idrogeno-verde/allegato-2-mhybus\\_report\\_roadmap\\_web.pdf/@@download/file/Allegato%202%20-%20MHYbus\\_report\\_RoadMap\\_web.pdf](https://energia.regione.emilia-romagna.it/transizione-energetica/idrogeno-verde/allegato-2-mhybus_report_roadmap_web.pdf/@@download/file/Allegato%202%20-%20MHYbus_report_RoadMap_web.pdf)

vettore idrogeno può contribuire a ridurre i costi unitari di produzione e a competere economicamente con le forme di trasporto tradizionali.

In Italia vengono gestiti circa 16.700 km di rete ferroviaria, circa 12.000 dei quali elettrificati e circa 4.700 a trazione diesel (di cui circa 4.200 km utili e impiegati nel trasporto passeggeri con rotabili a motore diesel) distribuiti nelle diverse regioni italiane.

Il treno ad H2 potrebbe sostituire quello diesel presente su queste tratte, generalmente laddove il costo dell'infrastruttura per la trazione elettrica non sia economicamente sostenibile per numero di mezzi coinvolti, frequenza del servizio o particolari difficoltà tecniche di realizzazione dell'infrastruttura stessa che possono richiedere importanti lavori di adeguamento delle opere civili.

In ambito ferroviario, gli investimenti PNRR saranno destinati allo sviluppo di treni a idrogeno in 6 linee, situate in più regioni, scelte all'interno del "Tavolo di Coordinamento e Confronto per la Sperimentazione dell'Idrogeno in Ambito Ferroviario" istituito presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Più precisamente le linee prescelte dal tavolo ministeriale sono:

- Lombardia (Brescia – Edolo);
- Emilia-Romagna / Toscana (Firenze / Pontassieve– Borgo San Lorenzo – Faenza, Lucca – Aulla);
- Umbria / Lazio / Abruzzo: (Terni – Rieti – L'Aquila– Sulmona);
- Puglia (Lecce – Gallipoli – Leuca);
- Calabria (Reggio Calabria – Catanzaro);
- Sicilia (Siracusa – Modica, Modica – Gela, Gela Canicattì, Lentini – Gela);
- Sardegna (intera rete).

In prospettiva, si ritiene che **nel lungo termine possa esservi un certo sviluppo della mobilità ferroviaria a idrogeno**. Naturalmente, anche in questo ambito, sarà importante affrontare il tema dei costi di acquisto e gestione dell'idrogeno, così come verificare la possibilità di retrofit di rotabili diesel esistenti considerando anche la possibile diffusione di rotabili a batteria. In questo contesto si stima una domanda tendenziale di circa 0,3 Mtep al 2050.

### 3.2.3 Trasporto marittimo

Il Regolamento europeo FuelEU Maritime<sup>14</sup> punta ad accrescere la quota di carburanti rinnovabili e a basse emissioni nel trasporto marittimo. Il Regolamento stabilisce limiti massimi per l'intensità media annua dei gas a effetto serra dell'energia utilizzata dalle navi di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate che fanno scalo nei porti europei, indipendentemente dalla loro bandiera. Uno degli obiettivi principali è far diminuire l'intensità di gas serra dei combustibili utilizzati nel settore, iniziando con una diminuzione del 2% entro il 2025 e arrivando fino all'80% entro il 2050; sarà dunque stimolata l'innovazione e lo sviluppo di nuovi combustibili sostenibili e tecnologie di conversione dell'energia, offrendo agli operatori la flessibilità di decidere quali combustibili utilizzare in base alle esigenze specifiche della nave.

Nel comparto marittimo l'idrogeno può essere utilizzato nella sua forma pura, ma con difficoltà in termini di gestione, o attraverso altri vettori, da cui può facilmente essere estratto o che possono essere utilizzati tal quali.

Nel 2023 l'IMO (International Maritime Organization) ha presentato lo studio sulla "prontezza" e disponibilità delle tecnologie e dei combustibili a basse o zero emissioni di carbonio in ambito navale. Tra questi vi sono i combustibili rinnovabili di origine non biologica, i combustibili basati su idrogeno prodotto tramite elettrolisi utilizzando energia da rinnovabili o nucleare, e tra essi anche combustibili senza carbonio come l'ammoniaca, o realizzati mediante cattura diretta del carbonio da fonti biogeniche, come il metanolo sintetico, il metano sintetico o il diesel sintetico. La piena maturità di questi combustibili è prevista tra il 2030 e il 2040.

Potranno contribuire allo sviluppo di tali combustibili il completamento o chiarimento di alcuni aspetti del quadro normativo e certificativo, in primo luogo a livello internazionale e in secondo luogo nazionale, nonché la

<sup>14</sup> Regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo, e che modifica la direttiva 2009/16/CE

discesa dei loro costi di produzione, considerando che i combustibili di sintesi si caratterizzano per un costo almeno ad oggi più elevato di quello di competitor quali i biocombustibili.

In termini di scenari di impiego futuro di ammoniaca verde, uno dei combustibili più promettenti, uno studio IMO ha stimato un fabbisogno di 80 milioni di tonnellate di idrogeno, ossia quasi l'intera produzione attuale di idrogeno per la decarbonizzazione globale del settore dello shipping. Tali considerazioni suggeriscono delle difficoltà nell'immaginare un uso rilevante di tali combustibili nel breve termine, mentre è più probabile una loro diffusione in ottica 2030-2035.

L'uso dell'idrogeno puro nel settore marittimo è in fase di sperimentazione. Potrebbe essere utilizzato in celle a combustibile (al 50-60% di efficienza) o mediante combustione diretta (al 40-50% di efficienza). La maturità per queste tecnologie è attesa tra il 2035 e il 2050; non si prevede tuttavia una diffusione significativa di forme di alimentazione basate su idrogeno gassoso per il comparto nazionale considerando un portafoglio ordini a livello mondiale di circa 30 navi, di entità pressoché costante tra il 2030 e il 2050, e una penetrazione della quota parte italiana dello 0,4%. Occorrerà naturalmente implementare soluzioni per gli aspetti logistici e tecnologici, ad esempio in termini di bunkeraggio e distribuzione di idrogeno, così come descritto dall'IMO. Sia che si utilizzi la tecnologia delle celle a combustibile, sia quella mediante combustione diretta, è richiesto l'uso di materiali speciali per lo stoccaggio; inoltre, l'approvvigionamento di idrogeno sulle navi e nei porti richiede lo sviluppo di infrastrutture e l'individuazione di adeguate norme di sicurezza. Si deve considerare inoltre che buona parte dell'energia consumata dalle navi avviene nei porti, con valori fino al 50% del consumo complessivo. Quindi l'idrogeno ed i suoi derivati saranno utilizzati esclusivamente nella fase di navigazione.

Per le ragioni sopra citate, nel settore marittimo è poco plausibile che si diffonda l'utilizzo dell'idrogeno in forma pura ed il suo contributo è da considerarsi residuale in tale forma all'interno dell'intero comparto. Al contrario, **la decarbonizzazione del settore potrà avvenire mediante altri vettori, basati sull'idrogeno, quali il metanolo o gli e-fuel, in un orizzonte di medio-lungo periodo.**

In sintesi, nel trasporto marittimo sull'orizzonte 2050, a partire da una domanda attualmente assente, ci si può aspettare una domanda fino a 0,2 Mtep, principalmente sotto forma di metanolo, ammoniaca o e-fuel.

### 3.2.4 Trasporto aereo

Il regolamento RefuelEU Aviation<sup>15</sup> promuove un uso progressivo di "carburanti sostenibili per l'aviazione" (SAF)<sup>16</sup>, imponendo che il carburante per l'aviazione messo a disposizione degli operatori aerei in ogni aeroporto dell'Unione ne contenga quote minime crescenti nel tempo. Dal 2025 deve aversi una quota minima del 2% di SAF, che cresce al 6% dal 2030, 20% dal 2035, 34% dal 2040, 42% dal 2045, 70% dal 2050. In tale progressione l'idrogeno riveste un ruolo dichiaratamente importante, sia perché è specificato che le suddette quote minime possono anche essere integralmente soddisfatte da "idrogeno rinnovabile per l'aviazione", sia perché nella suddetta progressione crescente sono definiti dei sotto-target minimi riservati agli RFNBO (1,2% dal 2030, 2% dal 2032, 5% dal 2035, 10% dal 2040, 15% dal 2045, 35% dal 2050).

Un aereo può potenzialmente utilizzare l'idrogeno come combustibile per un motore a reazione o come alimentazione di una cella a combustibile per alimentare un motore elettrico. L'idrogeno come combustibile può anche essere utilizzato in combinazione con altri idrocarburi utilizzando un adeguato sistema di iniezione nella camera di combustione.

In questo ambito l'idrogeno è preferibile alle batterie a causa della sua elevata energia specifica, ma dovrebbe essere utilizzato in forma liquida (-252 °C) per limitare gli spazi occupati sull'aeromobile. D'altra parte, la densità

<sup>15</sup> Regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile

<sup>16</sup> Le definizioni usate nel Regolamento sono presenti all'articolo 3 (ad esempio: carburanti sostenibili per l'aviazione, carburanti sintetici per l'aviazione, carburanti sintetici per l'aviazione a basse emissioni di carbonio, biocarburanti per l'aviazione, carburanti per l'aviazione derivanti da carbonio riciclato, idrogeno rinnovabile per l'aviazione, idrogeno per l'aviazione a basse emissioni di carbonio, carburanti per l'aviazione a basse emissioni di carbonio).

di energia volumetrica dell'idrogeno liquido è un terzo di quella del cherosene e gli aeromobili a idrogeno avrebbero comunque bisogno di un serbatoio di carburante più grande rispetto agli aeromobili esistenti (da cui i costi indiretti associati alla riduzione dei carichi utili). Inoltre, nonostante l'isolamento termico, la conservazione criogenica è inevitabilmente soggetta a perdite, perché la differenza di temperatura tra l'ambiente esterno e il liquido è molto importante sia a terra, sia in volo.

Per le suddette ragioni, nel settore aeronautico è poco plausibile che si diffonda l'utilizzo dell'idrogeno in forma pura, se non eventualmente su tratte regionali o a breve raggio. Al contrario, **la decarbonizzazione del settore avverrà grazie a un sensibile contributo di una pluralità di e-fuel, in particolare kerosene di sintesi.**

Si stima che nel trasporto aereo, sull'orizzonte 2050, ci si può aspettare in Italia una domanda fino a 3,0 Mtep di e-fuel correlabili all'idrogeno.

### 3.3 La possibile domanda di idrogeno nel settore civile

Le normative comunitarie (direttiva sull'efficienza energetica, direttiva sulla performance degli edifici, regolazione del settore non ETS, etc.) concentrano l'attenzione sulla necessità di un efficientamento molto incisivo del parco degli edifici. In Italia, peraltro, più del 70% degli edifici sono stati costruiti prima del 1980. Da tutti i punti di vista, dunque è necessario continuare ed accelerare la strategia di efficientamento energetico degli edifici, sia a livello strutturale che di impianti.

In un quadro in cui non è più possibile incentivare gli impianti a combustibili fossili nemmeno se comportano un miglioramento di efficienza (ad esempio l'installazione di caldaie a condensazione in sostituzione di generatori scarsamente efficienti), le strategie di efficientamento e decarbonizzazione del settore prevedono una molteplicità di azioni, tra cui la promozione degli interventi sugli involucri, degli impianti a fonti rinnovabili, dell'elettrificazione dei consumi.

In un tale contesto molto ambizioso e articolato, anche l'idrogeno potrebbe a medio-lungo termine fornire un contributo alla decarbonizzazione del settore. Già oggi, parte delle apparecchiature a combustione immesse sul mercato è certificata per lavorare con miscele di metano e idrogeno fino al 20%. Nel medio-lungo termine l'impiego di caldaie a idrogeno o sistemi di cogenerazione a idrogeno potrebbe essere una delle opzioni, in particolar modo per edifici non collegati a una rete di teleriscaldamento o per i quali le pompe di calore non possono essere tecnicamente e/o efficientemente utilizzate.

Naturalmente un tale scenario richiede la necessità di approfondire la fattibilità tecnico-economica di varie alternative per la distribuzione di idrogeno all'utenza finale, non senza sottovalutare alcune problematiche se ci si concentra sulle infrastrutture di rete. Ad esempio, linee di trasporto per il solo idrogeno sembrano almeno nel breve-medio termine una ipotesi non troppo probabile per il settore civile, dato che un'infrastruttura dedicata all'idrogeno sarà più efficientemente finalizzata alla fornitura a centri di consumo di significative quantità, per l'industria e i trasporti. Il blending dell'idrogeno in rete potrebbe essere una soluzione più praticabile, e già nel breve termine entro certe percentuali basse di miscelazione, tuttavia occorre avere in mente in tal caso un percorso razionalmente sostenibile e di ampio respiro, poiché, come detto in premessa, nei prossimi anni l'utilizzo del gas naturale nel settore civile sarà sempre più sfavorito (basti citare il fatto emblematico che già dal 2024-2025 le caldaie a condensazione non saranno più incentivabili) e ciò sarà tanto più vero nel lungo termine con il procedere di una decarbonizzazione profonda. È possibile immaginare reti anche locali in cui vengano distribuiti vari gas rinnovabili (biometano, idrogeno), ma sono percorsi da costruire e da valutare opportunamente nel lungo termine.

In definitiva, l'uso dell'idrogeno nel settore civile non è certamente una priorità, ed è anche difficile effettuare stime di penetrazione. Ai fini di non trascurare alcuna possibilità, nella elaborazione di scenario, si ipotizza che il contributo competitivo dell'idrogeno alla decarbonizzazione del settore civile possa valutarsi al massimo in meno dell'1% del gas prelevato attualmente dalle reti di distribuzione.

### 3.4 Il possibile ruolo dell'idrogeno come risorsa di flessibilità per il sistema elettrico

Nell'ambito dell'utilizzo dell'idrogeno sia come materia prima per alimentare i processi industriali (es. processo di riduzione nei cicli integrali delle acciaierie) sia come vettore energetico (es. alimentazione forni di riscaldamento a valle del processo di produzione dell'acciaio), è verosimilmente opportuno attuare uno stoccaggio di breve termine, per ragioni legate al processo stesso (incrementare la flessibilità del processo industriale), e alle modalità di approvvigionamento (che possono essere intermittenti o scarse rispetto alle quantità da utilizzare). D'altra parte, stoccaggi di lungo termine potrebbero rivelarsi utili anche per altre finalità: oltre all'utilizzo di idrogeno nei settori di consumo, comunque prioritario, si tratterebbe infatti di una risorsa potenzialmente preziosa per il sistema elettrico, in primis per offrire servizi di flessibilità in un contesto ad altissima penetrazione rinnovabile.

In tale contesto, infatti, l'elevata variabilità della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, rende molto utile inserire nella rete elettrica diverse tipologie di sistemi di accumulo, anche di durata medio-lunga, in grado di assorbire la produzione nei momenti di *overgeneration* e fornire potenza in quelli in cui si registrasse scarsa generazione. Ad esempio, una sovrapproduzione elettrica da rinnovabili, tipicamente estiva, potrebbe essere conservata, al netto dei rendimenti di processo, attraverso una conversione Power-to-H<sub>2</sub>, per essere destinata ad integrare una più ridotta produzione elettrica da rinnovabile nel periodo invernale, non solo come valorizzazione di un sovraprodotto, ma come risorsa per soddisfare una domanda stagionale differente. Difatti, l'idrogeno, per sua natura, a differenza delle batterie e di quasi tutte le tecnologie attualmente considerate per l'accumulo, è in grado di consentire lo stoccaggio di grandi quantità di energia anche su periodi relativamente lunghi. Questa strada diventerebbe particolarmente percorribile se si dimostrasse la fattibilità e l'accettabilità di un accumulo di idrogeno anche geologico.

Se da un lato l'utilizzo di idrogeno come elemento di flessibilità del sistema elettrico è ragionevole, da un punto di vista pratico vi sono, oltre agli aspetti positivi, aspetti meritori di riflessioni e ottimizzazioni.

Ad esempio, l'idrogeno richiede maggiori volumi di stoccaggio rispetto ai tradizionali combustibili fossili a causa del suo inferiore contenuto energetico per unità di volume. Per ovviare a tale condizione, a fronte di una perdita energetica più o meno consistente, l'idrogeno può essere compresso, liquefatto o incorporato in vettori energetici come l'ammoniaca, il metanolo e altri vettori organici liquidi (cosiddetti LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers), ma la trasformazione di idrogeno nei vettori organici liquidi è soggetta a bassi rendimenti di conversione.

Parlando di rendimenti, inoltre, se si ipotizza una trasformazione da vettore elettrico a idrogeno e viceversa, mediante elettrolizzatori e celle a combustibile, occorre avere presente che il rendimento complessivo della doppia trasformazione è limitato (intorno al 40%). Ciò suggerisce che l'idrogeno prodotto sia prioritariamente utilizzato nei settori elettivi d'uso (ad es. hard-to-abate), ma, come sopra argomentato, può anche essere in parte utilizzato per generare energia elettrica in momenti opportuni e come strumento di stoccaggio dell'energia. Tale generazione elettrica potrebbe altresì avvenire, oltretutto con una cella a combustibile, anche in un processo di combustione in blending con biometano o con gas naturale in accoppiamento alla CCS, in considerazione che negli scenari di lungo termine è prevista una quota residuale di produzione termoelettrica, per finalità di flessibilità.

Secondo alcune valutazioni di scenario, l'idrogeno che potrebbe essere usato per produrre energia elettrica potrebbe aggirarsi sui 0,5 Mtep.

### 3.5 Primi elementi inerenti alla possibile dimensione geografica di parte della domanda

È interessante provare a dare una dimensione geografica a parte della domanda potenziale che si è tentato di stimare.

In ambito industriale, ad esempio, si può partire dalla mappatura dell'ubicazione attuale degli impianti industriali soggetti a Emission Trading System, con una attenzione particolare a quelli che, come descritto nei relativi paragrafi, sembrano offrire maggiori prospettive di utilizzo anche in scenari di lungo termine. Le due mappe seguenti offrono spunti in tal senso.

Figura 2 - Mappa degli impianti soggetti a ETS e inceneritori  
(la grandezza dei cerchi è proporzionale alle emissioni di GHG)

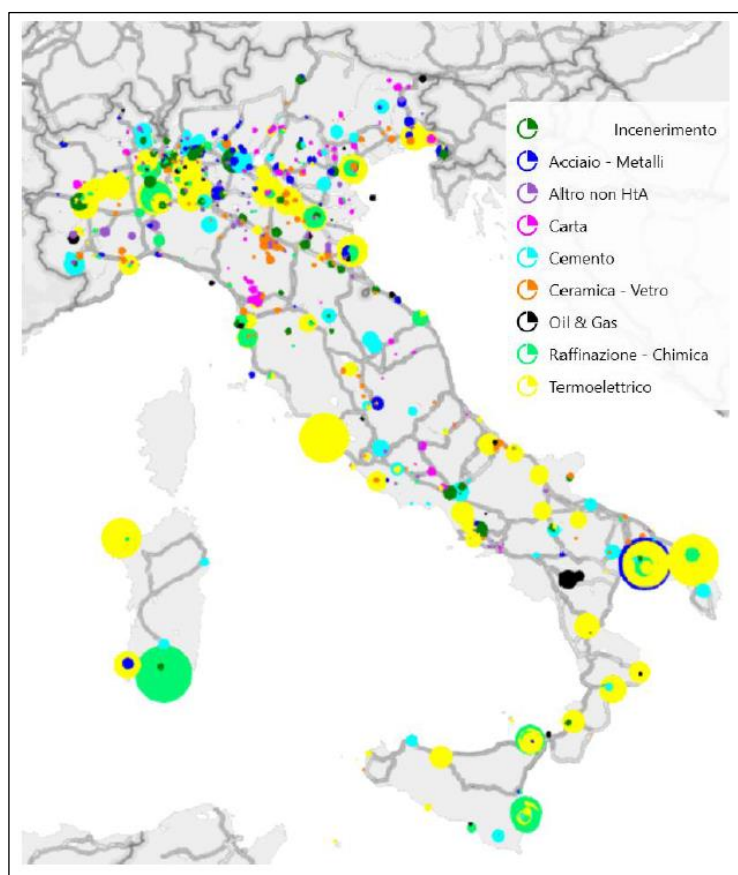
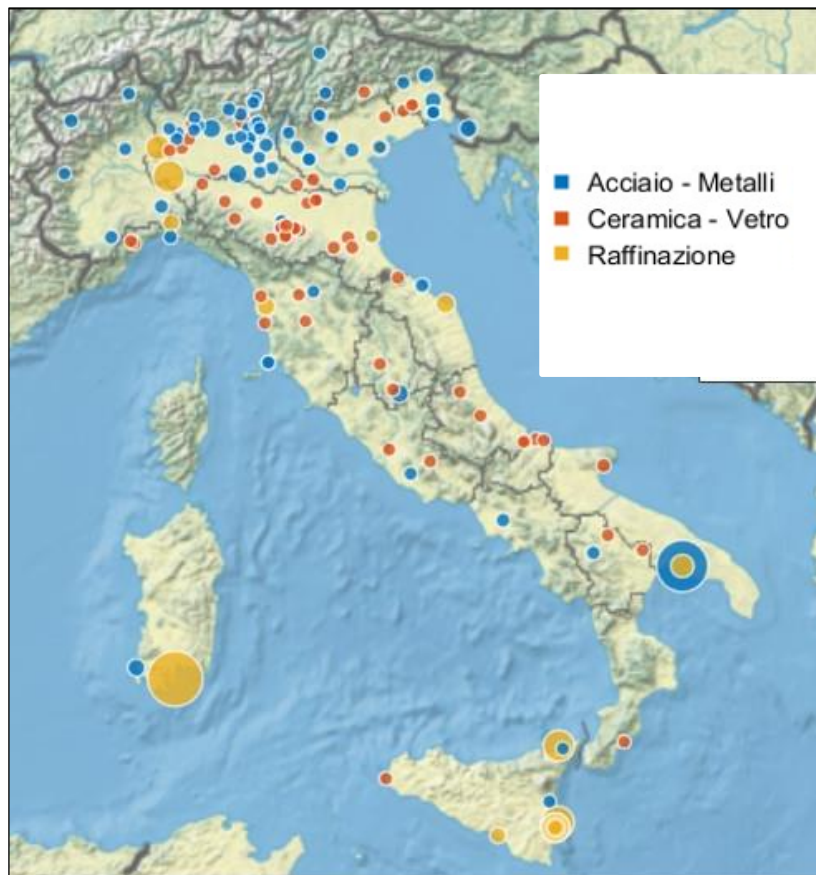




Figura 3 - Mappa degli impianti soggetti a ETS nei settori acciaio, metalli, ceramica, vetro e raffinazione (la grandezza dei cerchi è proporzionale alle emissioni di GHG)



Relativamente all'ambito dei trasporti, in accordo con le iniziative PNRR e con i requisiti del nuovo regolamento AFIR, nuovi impianti di rifornimento potranno essere realizzati sul territorio nazionale entro il secondo trimestre 2026 per giungere ad essere 48. Si delinea una traiettoria di incremento delle stazioni, in grado di garantire una soddisfacente copertura della rete TEN-T, in vista degli obiettivi al 2030. Entro il 2050, inoltre, le stazioni di rifornimento dovrebbero essere circa 100 e c'è da ritenere ragionevole che rimanga come driver prioritario la diffusione capillare lungo la rete TEN-T e solo in secondo luogo lungo la rete viaria statale, provinciale e locale.

Figura 4 - Stazioni di rifornimento a idrogeno previste entro il secondo trimestre 2026<sup>17</sup>

<sup>17</sup> <https://insideevs.it/news/657181/stazioni-rifornimento-idrogeno-italia-mappa>

### 3.6 Quadro sintetico sulle prime stime di domanda di idrogeno a lungo termine

Sulla base delle considerazioni e analisi illustrate nei paragrafi precedenti è possibile tracciare un quadro sintetico della potenziale domanda di idrogeno nel lungo termine, verso l'orizzonte 2050, a partire dagli 0,7 Mtep stimati al 2030 dal PNIEC.

Nel perseguire obiettivi di decarbonizzazione profonda si valuta che gran parte dei fabbisogni energetici venga progressivamente soddisfatta dall'energia elettrica, ma questa linea di azione può incontrare maggiori difficoltà tecniche e costi più elevati in alcuni specifici ambiti, come le industrie che necessitano di particolari materie prime, oggi rappresentate dai combustibili fossili, e/o che utilizzano processi di combustione che fanno parte integrante della tecnologia produttiva, e nel settore dei trasporti pesanti e/o a lunga distanza. In questi ambiti, le risposte possibili sono diverse: l'idrogeno rinnovabile e i suoi derivati hanno indubbi punti di forza, ma esistono importanti alternative come il biometano, i biocarburanti liquidi, la cattura, stoccaggio o utilizzo ("CCUS") dell'anidride carbonica generata dai processi di combustione o comunque di utilizzo dei combustibili fossili, senza tralasciare l'importante possibilità di utilizzo del nucleare quale fonte di energia decarbonizzata. È del tutto plausibile che nei prossimi decenni ognuna delle alternative citate trovi uno spazio applicativo, ed in questo ventaglio di soluzioni il peso assunto da ciascuna dipenderà da diversi fattori, come la maturità tecnologica raggiunta, il costo di investimento e di esercizio per unità di emissioni evitate, la disponibilità della fonte primaria utilizzata (caso tipico: il biometano e gli altri biocarburanti, anche in funzione di scelte politiche sull'uso dei territori), nonché altri fattori come l'accettazione sociale (come ad esempio nel caso della CCUS o del nucleare). Si tratta di fattori non del tutto determinabili con largo anticipo rispetto al momento in cui un ampio dispiegamento delle tecnologie si renderà necessario. Per questo motivo, nel tracciare un percorso di medio-lungo termine sull'impiego dell'idrogeno rinnovabile o a basse emissioni, è parso ragionevole valutare più scenari, di cui quello definito "alta diffusione" attribuisce a questo vettore un ruolo molto importante, pur lasciando in ogni caso spazi molto significativi, differenziati settore per settore, alle altre opzioni. Lo scenario denominato "base" è invece quello che riconosce comunque un contributo significativo all'idrogeno, ma ipotizza un maggiore ritardo nella maturazione e nel raggiungimento della competitività di questo vettore, anche eventualmente in presenza di politiche e di situazioni socioeconomiche che favoriscano maggiormente le altre opzioni. Lo scenario "intermedio" rappresenta una situazione abbastanza equidistante fra le precedenti.

La tabella seguente sintetizza i consumi lordi e finali di idrogeno e combustibili derivati ipotizzati nei diversi scenari di penetrazione, con indicazione dei comparti di consumo.

Tabella 3 – Consumi di idrogeno e combustibili derivati secondo tre scenari di penetrazione (Mtep)

	"Base"	"Intermedio"	"Alta diffusione"
Consumi lordi	6,39	9,08	11,93
Gas to power*	0,30	0,40	0,50
Produzione e-fuel**	3,68 (3,13)	4,75 (4,04)	5,74 (4,88)
Consumi finali	5,54	7,97	10,57
Industria	1,57	2,68	3,71
Acciaio	0,80	0,92	1,11
Fonderie	-	0,05	0,10
Ceramica	0,03	0,17	0,31
Cemento	-	0,10	0,20
Vetro	0,12	0,30	0,49
Feedstock - Raffinerie	0,34	0,34	0,34
Feedstock - Chimica	0,28	0,80	1,16
Trasporti	3,91	5,19	6,71
Auto e moto	-	0,18	0,35
Bus	0,2	0,36	0,53
Camion	0,6	1,50	2,60
Treni	0,01	0,02	0,03
Aerei	3,00	3,00	3,00
Navi e porti	0,10	0,13	0,20
Civile	0,06	0,10	0,15

\* Consumi che danno luogo alla produzione di circa 340 ktep di energia elettrica (scenario "alta diffusione"), non riportati in tabella

\*\* Tra parentesi la quantità di e-fuel prodotti.

Tabella 4 – Confronto tra consumi di idrogeno attesi nello scenario “alta diffusione” e consumi complessivi nel lungo termine

	Consumi finali H2 2050 (Mtep)	Consumi finali complessivi al 2050 (Mtep)	% H2 nei consumi finali complessivi al 2050
Industria HTA	3,71	20,93	17,7%
Acciaio	1,11	7,22	16,8%
Fonderie	0,10		
Ceramica	0,31	3,48	32,0%
Cemento	0,20	5,73	12,0%
Vetro	0,49		
Feedstock – Raffinerie	0,34	0,34*	100%*
Feedstock - Chimica	1,16	1,50*	77,3%*
Trasporti	6,71	21,46	31,3%
Auto e moto	0,35	6,80	5,1%
Bus	0,53	0,96	55,2%
Camion	2,60	8,00	32,5%
Treni	0,03	0,83	3,6%
Aerei	3,00	4,20	71,4%
Navi e porti	0,20	0,67	29,8%
Civile	0,15	20,55	0,7%

\* per il settore raffinerie e chimica si ritiene più adeguato escludere il valore energetico dell’oggetto del processo di raffinazione o l’energia richiesta per il riciclo dei polimeri e considerare la sola quota futura di H2, ottenibile da reforming, sostituita a regime da H2 verde.

Figura 5 – Diagramma di Sankey dello scenario “alta diffusione”  
(Diagramma dei flussi di importazione, produzione e consumo di idrogeno e derivati)

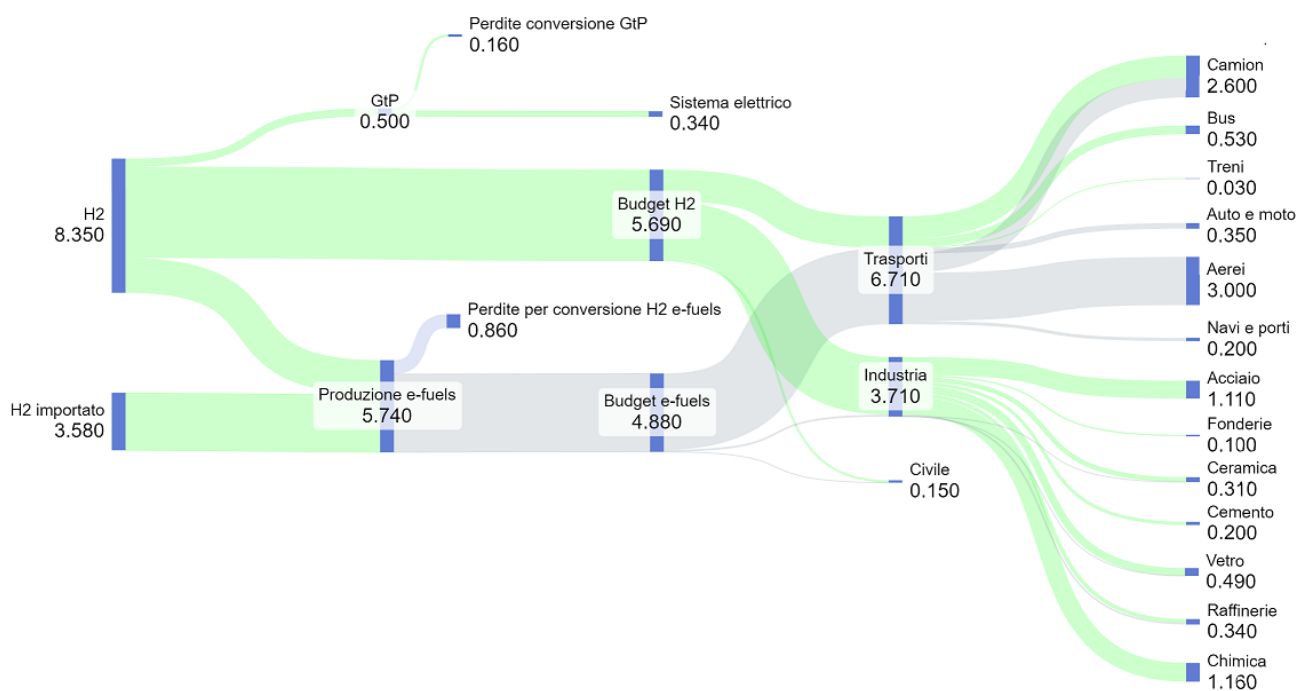


Figura 6 – Diagramma di Sankey dello scenario “base”  
(Diagramma dei flussi di importazione, produzione e consumo di idrogeno e derivati)

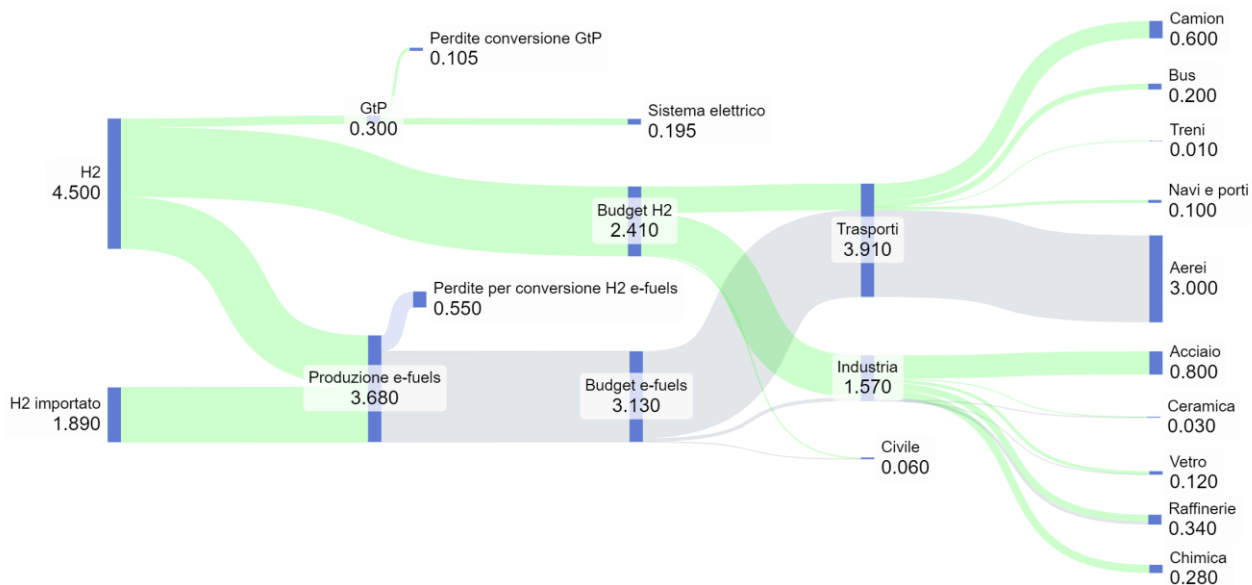
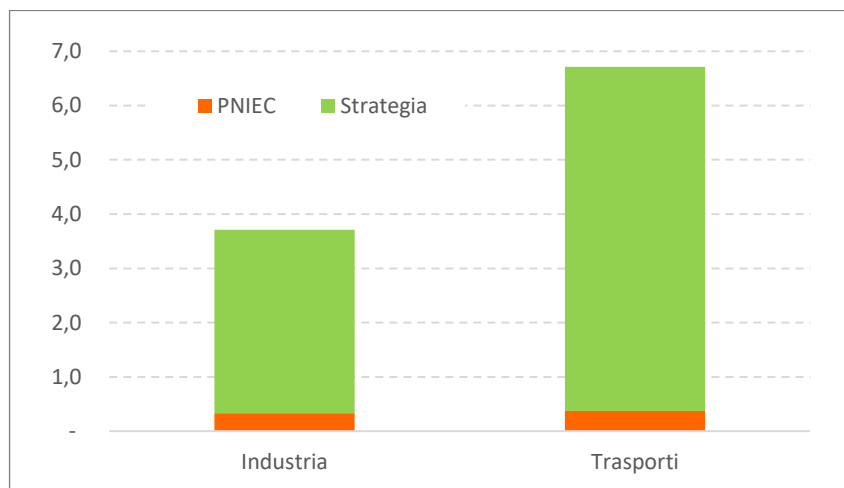




Tabella 5 – Scenario “Alta diffusione” di domanda interna: quantità di idrogeno equivalente in Mtep, TWh, Mton

	Mtep	TWh	Mton
Produzione nazionale	8,35	97,1	2,91
Importazione	3,58	41,6	1,25
Consumi lordi	11,93	138,75	4,16
Consumi finali	10,57	122,93	3,68
Industria	3,71	43,15	1,29
Trasporti	6,71	78,04	2,34
Civile	0,15	1,74	0,05

Figura 7 – Consumi finali di idrogeno (Mtep) in industria e trasporti: scenario PNIEC e scenario “Alta diffusione” strategia idrogeno



Nello scenario più alto tra quelli al momento simulati, i consumi finali di idrogeno nell'industria sarebbero ipotizzati in circa 3,71 Mtep, pari a circa il 70% dei consumi complessivi attuali di gas naturale nei comparti industriali HtA. In alcuni settori, come quello dell'acciaio, la penetrazione ipotizzata giunge a valori molto elevati (86%), mentre nel cemento e nella ceramica si avrebbero percentuali inferiori, rispettivamente intorno al 12% e al 30%. Ciò in virtù delle assunzioni in merito al contributo relativo di altre opzioni utili alla decarbonizzazione in ciascun specifico settore, quali ad esempio vettore elettrico, CCS, biometano, bioenergie e rifiuti anche in cogenerazione.

Una parte minoritaria della domanda di idrogeno è rappresentata dal gas-to-power, ove si ipotizza che, in un sistema elettrico ad altissima penetrazione rinnovabile, l'idrogeno, grazie anche a stoccaggi di lungo termine, possa fornire un contributo al sistema elettrico in termini di flessibilità, sia mediante celle a combustibile sia in processi termoelettrici in blending con biometano o gas naturale in accoppiamento a CCS. Per quanto riguarda i trasporti, nello scenario più alto tra quelli al momento simulati, i consumi finali di idrogeno (considerando sia idrogeno puro sia e-fuels) sarebbero stimati in circa 6,71 Mtep, corrispondenti a una quota superiore al 30% dei consumi finali dei trasporti; tale valore così alto sarebbe trainato soprattutto dal comparto aereo (3,0 Mtep), con valori in tale ambito non lontani dall'70% dei consumi ipotizzati, seguito dal segmento dei camion (2,6 Mtep), con una quota ipotizzata ben inferiore e circa pari al 32%, dovuta all'ipotesi di una maggior competizione con altre soluzioni tecnologiche basate sull'elettrificazione e sull'impiego di biocarburanti. Nei vari scenari di decarbonizzazione a lungo termine avrebbero pesi diversi, oltreché idrogeno e derivati, il vettore elettrico (particolarmente rilevante in primis per auto e moto), i biocarburanti e il biometano.

La produzione di e-fuels dipende dalle assunzioni dello scenario; in quello “alta diffusione” si suppone ad esempio il consumo di 4,88 Mtep di e-fuels (dato un rendimento ipotizzato dell’85% del processo di conversione in e-fuel, l’importazione diretta di e-fuel si tradurrebbe in una lieve riduzione del consumo lordo nazionale). Gli e-fuels rappresentano una quota considerevole dei consumi finali per alcuni settori dei trasporti, soprattutto per i comparti marittimo e dell’aviazione.

L’importazione di idrogeno sarà un’opzione necessaria, e secondo le attuali stime economicamente vantaggiosa, per coprire parte della domanda interna. Le distanze che dovranno essere percorse dai diversi carrier e le quantità importate possono determinare le modalità di trasporto e le forme in cui l’idrogeno verrà trasportato. Per lunghe tratte via mare le navi trasporteranno l’idrogeno principalmente sotto forma di ammoniaca o, in altri derivati. L’idrogeno importato sotto forma di ammoniaca sarà maggiormente conveniente se la si utilizzerà tal quale per la produzione dei fertilizzanti. Il trasporto dell’idrogeno in forma liquida sembra essere meno conveniente e più problematico, e inoltre la liquefazione ha un costo energetico pari a circa un terzo del contenuto energetico dell’idrogeno stesso. Nei casi di distanze relativamente più contenute, ma pur sempre rilevanti, e in presenza di condotte già esistenti utilizzate per il trasporto del gas naturale, è senza dubbio più conveniente il trasporto dell’idrogeno gassoso. A tal proposito, è di rilievo in ambito infrastrutturale la realizzazione di una dorsale italiana di condotte dedicate al trasporto di idrogeno, parte del più ampio corridoio meridionale, *Southern Hydrogen Corridor*. Considerando l’ipotesi adottata preliminarmente nel PNIEC, corrispondente a un import pari circa al 30% dei consumi interni lordi, nei casi analizzati si avrebbe un’importazione minima di idrogeno di circa 3,58 Mtep nello scenario “alta diffusione” (1,92 Mtep nello scenario “base”); tali quantità saranno in parte costituite da idrogeno allo stato gassoso importato attraverso pipeline dedicata e in parte tramite nave. In ragione dell’evoluzione delle disponibilità e dei costi di idrogeno nel contesto internazionale, la quota di import potrebbe significativamente incrementare, previa operatività delle citate infrastrutture di trasporto e della filiera di approvvigionamento via mare, sia per rifornire l’Italia in maniera efficiente, sia per rifornire l’Europa attraverso il corridoio italiano.

La forchetta di consumi ipotizzati nello scenario di lungo termine può consentire di tracciare una traiettoria di sviluppo che, iniziando dalla quantità di idrogeno al 2030 assunta nel PNIEC, punta a un suo ruolo più significativo, nell’ambito di una strategia (che prevede diversi contributi concomitanti di vari vettori e tecnologie) volta al raggiungimento della totale decarbonizzazione dei consumi finali al 2050, che può anche transitare per una riduzione delle emissioni del 80% al 2040, descrivendo i profili esponenziali sotto riportati.

Figura 8 - Ipotetica traiettoria di incremento dei consumi lordi di idrogeno e combustibili derivati in Italia

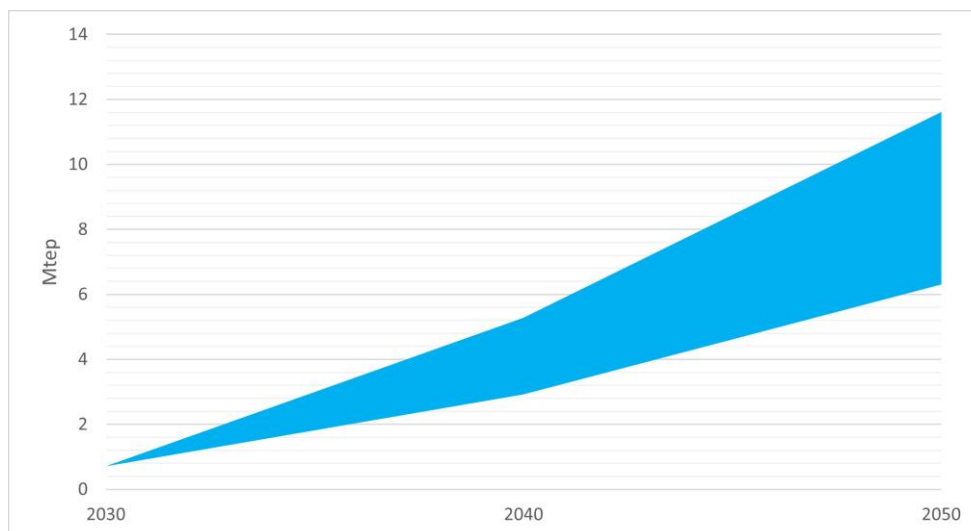
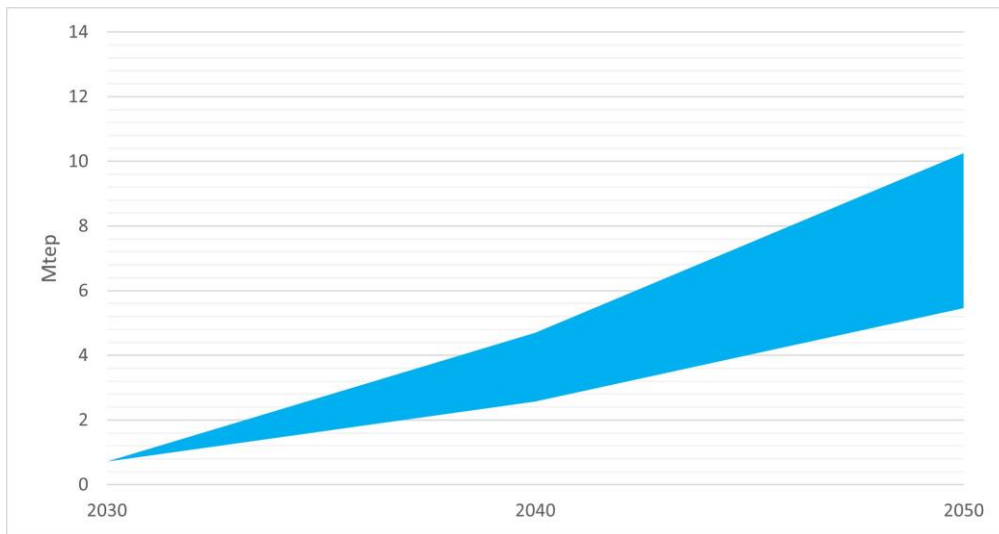


Figura 8 – Ipotetica traiettoria di incremento dei consumi finali di idrogeno e combustibili derivati in Italia



## 4 L'offerta di idrogeno

Come anticipato in chiusura del capitolo 4, la domanda di idrogeno può essere coperta da un'offerta di idrogeno in parte prodotto in Italia e in parte importato. Nell'Appendice sono state illustrate le diverse classificazioni dell'idrogeno e si è chiarito che, soprattutto in una fase iniziale, è opportuno dare spazio a tutte le modalità di produzione di idrogeno decarbonizzato, ovvero sia, l'idrogeno rinnovabile (di cui sono un sottoinsieme l'idrogeno RFNBO e l'idrogeno biogenico) e l'idrogeno low carbon.

### 4.1 Produzione nazionale di idrogeno: tecnologie e costi

#### 4.1.1 Idrogeno rinnovabile elettrolitico

Il costo finale dell'idrogeno prodotto da elettrolisi dell'acqua è impattato principalmente da due fattori: il costo della tecnologia e il costo dell'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore. Le configurazioni impiantistiche sono molteplici e, nel dettaglio, gli elementi che ne determinano costo e prestazioni sono diversi: taglia impianto di elettrolisi, tipologia di elettrolizzatore, suo fattore di utilizzo, presenza o meno di sistema di compressione e stoccaggio dell'idrogeno, provenienza dell'energia elettrica (se da FER connesse direttamente all'elettrolizzatore o prelevata dalla rete cui possono essere associati eventuali PPA), dimensionamento dell'eventuale impianto FER direttamente connesso, tipologia FER, presenza o meno del sistema di accumulo dell'energia, modalità e settore di utilizzo finale dell'idrogeno. Inoltre, una variante del processo di elettrolisi è costituita dalla cosiddetta *termoelettrolisi*. In presenza di temperature molto elevate, dell'ordine dei 800-1000 °C, viene richiesta una quantità inferiore di energia elettrica per la separazione dell'idrogeno rispetto a quella richiesta a temperature inferiori. Infatti, temperature elevate del sistema accelerano le reazioni e riducono le perdite d'energia, aumentando il rendimento e l'efficienza complessiva del processo. Tale vantaggio può essere concretizzato anche grazie all'utilizzo di specifiche tipologie di reattori nucleari modulari di IV generazione ad alta temperatura (rientranti nella categoria anche definita "AMR – Advanced Modular Reactor").

In merito alla tipologia di elettrolizzatore, le tecnologie alcaline (ALK) e con membrana a scambio protonico (PEM) sono prodotti presenti sul mercato con soluzioni differenziate e consolidate, mentre le tecnologie a ossidi solidi (SOEC) e con membrane a scambio anionico (AEM) sono meno mature.

Tabella 6 – Principali caratteristiche delle tecnologie di produzione di idrogeno per elettrolisi

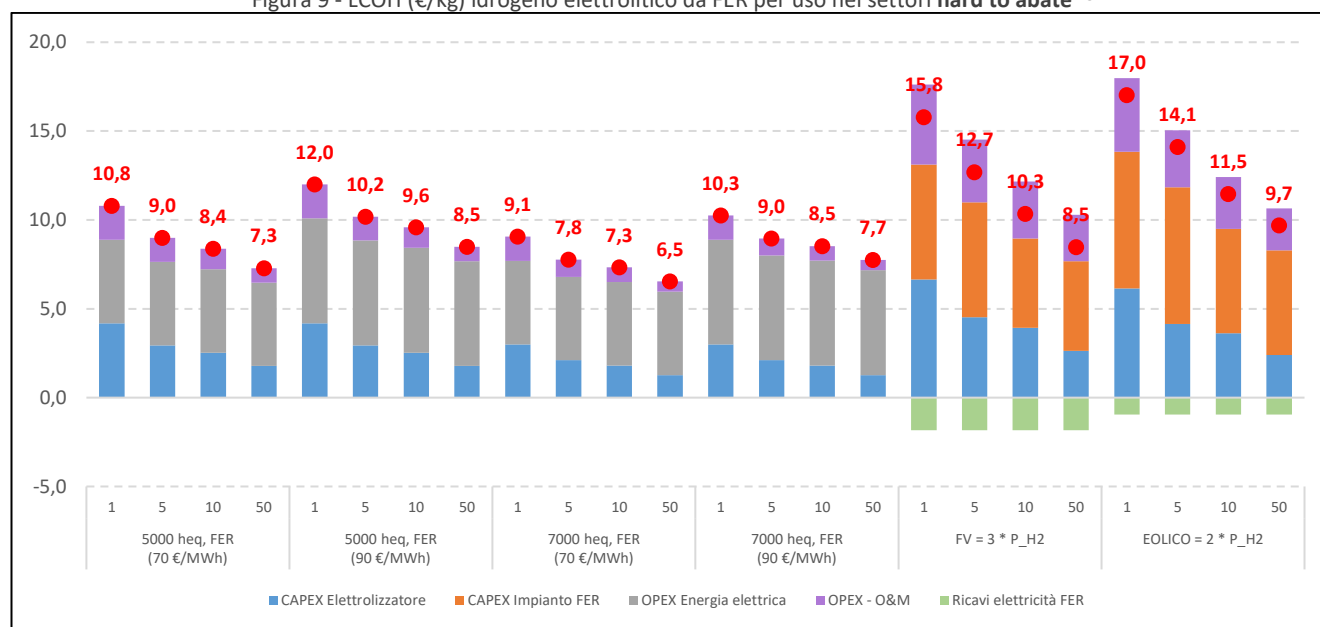
	ALK	PEM	SOEC	AEM
Temperatura [°C]	60-90	50-80	650-1000	50-70
Pressione tipica [bar]	01-10	30-80	1	30-35
Efficienza stack [%, PCI]	63-71	60-79	>90%	61-62,5
Consumo specifico stack [kWh/kg]	47-53	42-55	37	53-54
Efficienza sistema [%, PCI]	51-60	46-63	76-82	61-62,5
Consumo specifico sistema [kWh/kg]	55-65	53-72	41-44	53-54
Flessibilità [% carico nom]	20-100	0-100	-1	3-100
Start-up caldo	1-5 min	< 10 s	15 min	100 s
Start-up freddo	1-2 h	5-10 min	>1 ora	30 min
Vita tecnica sistema [anni]	30	20	Da definire	Da definire
Sostituzione stack [ore]	50-100'000	50-80'000	8-16'000	-
Materiali critici e strategici	Ni, Zr	Ir, Pt, Ti, Pd	Ni, Co, La, Y, Zr	Ni, Co

Grado di maturità	Matura	Commerciale	Pre-commerciale	Pre-commerciale
-------------------	--------	-------------	-----------------	-----------------

Le tecnologie ALK e PEM, utilizzate nelle analisi di dettaglio che seguono, presentano un'efficienza di conversione superiore a 60% e una durata dello stack vicino alle 100.000 ore; presentano inoltre un capex di impianto attualmente compreso tra 3,5 e 2 M€/MW per taglie inferiori a 10 MW, e inferiore a 1 M€/MW per taglie più grandi (>50 MW). Per l'uso finale nel settore dei trasporti la necessità di avere un sistema di compressione e di stoccaggio dell'idrogeno prodotto porta ad un incremento dei capex e degli opex, quantificabile nel range tra 2 e 3 €/kg.

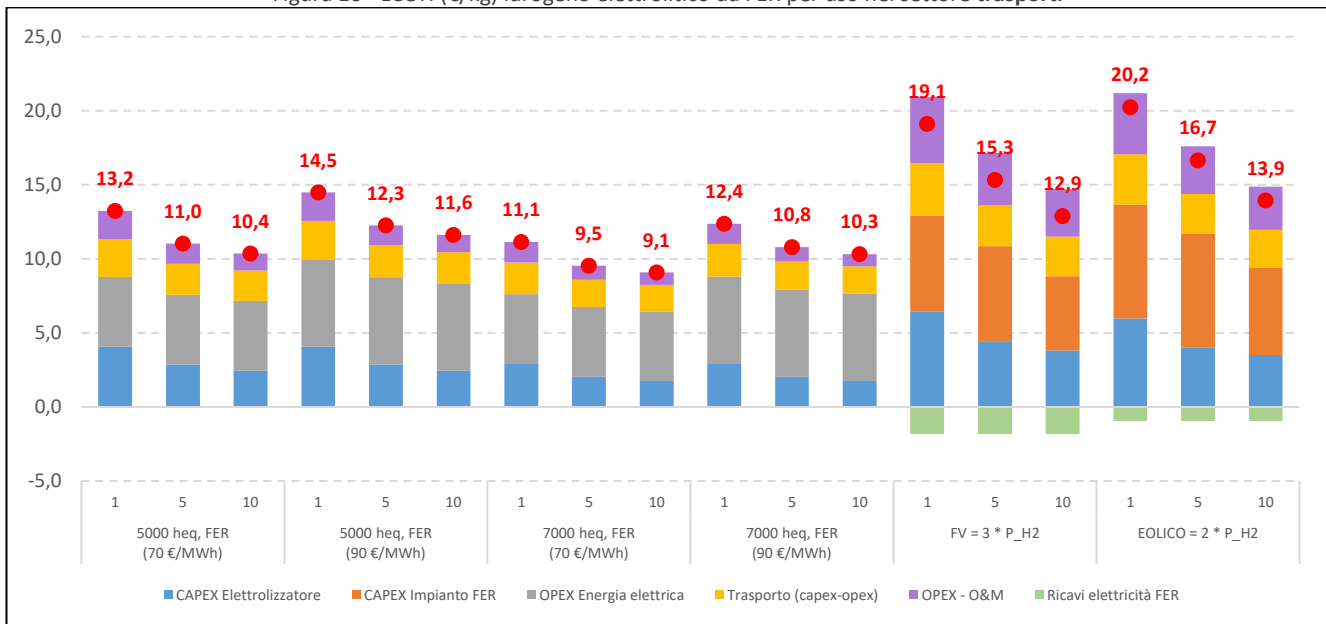
Si riportano di seguito dei diagrammi di sintesi in merito ad analisi e simulazioni svolte sull'attuale costo di generazione dell'idrogeno (LCOH) in Italia, considerando diverse possibili taglie (da 1 a 50 MW) e configurazioni, sia mediante prelievo di elettricità da rete (PPA con diversi prezzi dell'elettricità e ore di esercizio), sia con impianti FER asserviti, in alcune casistiche di riferimento in termini di dimensionamento dell'impianto FER e condizioni di esercizio degli stessi che ne determinano costi di produzione e ricavi.

Figura 9 - LCOH (€/kg) idrogeno elettrolitico da FER per uso nei settori **hard to abate**<sup>18</sup>



<sup>18</sup> Alcune assunzioni: efficienza elettrolisi 60%, WACC 8%, ricavi elettricità FER 70 €/MWh, orizzonte temporale per il calcolo del LCOH 15 anni

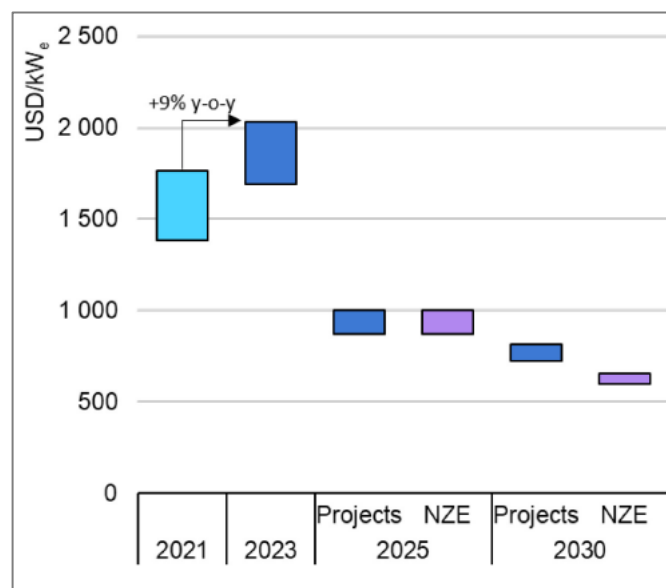
Figura 10 - LCOH (€/kg) idrogeno elettrolitico da FER per uso nel settore trasporti



Le elaborazioni sono basate su valutazioni medie dei valori attuali dei costi di investimento ed esercizio degli elettrolizzatori e degli impianti FER, e sono dunque da intendersi come indicative delle condizioni attuali.

Uno sviluppo del mercato e delle tecnologie porterà benefici in termini di economie di scala e ottimizzazione dei sistemi che condurranno a una riduzione del costo finale di produzione dell'idrogeno. Nel report "Global Hydrogen Review 2023", l'IEA conferma una sostanziale prospettiva di riduzione dei capex degli elettrolizzatori nei prossimi anni, che potrebbe raggiungere anche percentuali di riduzione vicine al 60-70% già al 2030, rispetto al 2023.

Figura 11 - Evoluzione capex elettrolizzatori basata su una diffusione dei progetti annunciati (projects) e nello scenario Net Zero Emissions 2050 (NZE) (IEA - Global Hydrogen Review 2023)



La riduzione attesa dei capex di elettrolizzatori e impianti FER comporta una diminuzione del LCOH che viene analizzata nel paragrafo 5.5.



#### 4.1.2 Idrogeno biogenico da pirolisi e gassificazione

La pirolisi e la gassificazione sono processi di conversione chimica (senza combustione, o con combustione parziale) di matrici solide ad alto contenuto carbonico. La materia in ingresso al processo può essere totalmente o parzialmente biogenica (biomassa, FORSU, rifiuto indifferenziato)<sup>19</sup>. L'impianto di pirolisi o gassificazione include un sistema di generazione di syngas seguito da un sistema di purificazione e separazione dell'idrogeno<sup>20</sup>.

I costi del bioidrogeno così prodotto sono attualmente stimabili in valori di LCOH che partono da circa 7 €/kg<sup>21</sup>, ma comunque fortemente dipendenti dalla quantità di matrice in ingresso e, qualora non integralmente biogenica, dalla sua quota biogenica. Usualmente per questo tipo di processi ci si riferisce con maggior probabilità ad impianti di grande taglia, che richiedono capex considerevoli e quantità importanti di materia in ingresso; sembrano pertanto avere un potenziale limitato rispetto all'idrogeno elettrolitico da fotovoltaico ed eolico, anche in virtù della competizione con altri usi della biomassa sostenibile.

#### 4.1.3 Idrogeno da reforming di fonti fossili e cattura della CO2

Una modalità di produzione dell'idrogeno (usualmente denotato come idrogeno blu) mette insieme la tecnologia del reforming di fonti fossili (comunemente metano, ma anche olii pesanti o carbone) con un sistema di cattura della CO2 dai gas di scarico in atmosfera (Carbon Capture and Storage - CCS).

Le tecnologie di reforming da fonti fossili si distinguono principalmente in:

- Steam Methane Reforming (SMR): tecnologia più diffusa ed economica per produrre idrogeno da metano;
- Ossidazione Parziale (POX): usa l'ossigeno contenuto nell'aria per ossidare il feedstock (comunemente olii pesanti o carbone) ad elevata temperatura;
- Reforming autotermico (ATR): è una combinazione delle due tecnologie precedenti.

Tabella 7 – Principali caratteristiche delle tecnologie di produzione di idrogeno da reforming di metano

	SMR CCS (90%)	POX CCS (90%)	ATR CCS (90%)
Feedstock	Metano		
Temperatura [°C]	700	1300-1500	950-1050
Pressione [Bar]	27-30	30-80	30-50
Efficienza del sistema [PCI %]	63,5-67,6%	50-60%	62,3-70,9%
Consumo specifico sistema [kgFuel/kgH2]	3,75	1,8-2,22	3,52
Emissioni specifiche [kgCO2/kgH2]	0,90-3,00	0,29-0,34	0,90-3,00
Materiali critici e strategici	Ni, Al, Cu	Al, Cu	Ru, Rh, Ni
Grado di maturità	Commerciale	Pre-commerciale	Impianti pilota

Secondo diverse analisi, attualmente, il costo dell'idrogeno da reforming è più basso di quello prodotto da elettrolisi, pur interiorizzando tutta la modellizzazione della filiera della CCS (che comprende le fasi di cattura, trasporto e stoccaggio della CO2), anch'essa nella fase di avvio.

Il sistema della CCS in accoppiamento alla produzione di idrogeno, da sviluppare, potrà verosimilmente intercettare in primis i siti di produzione attuale di idrogeno grigio, presenti in determinati ambiti geografici, e,

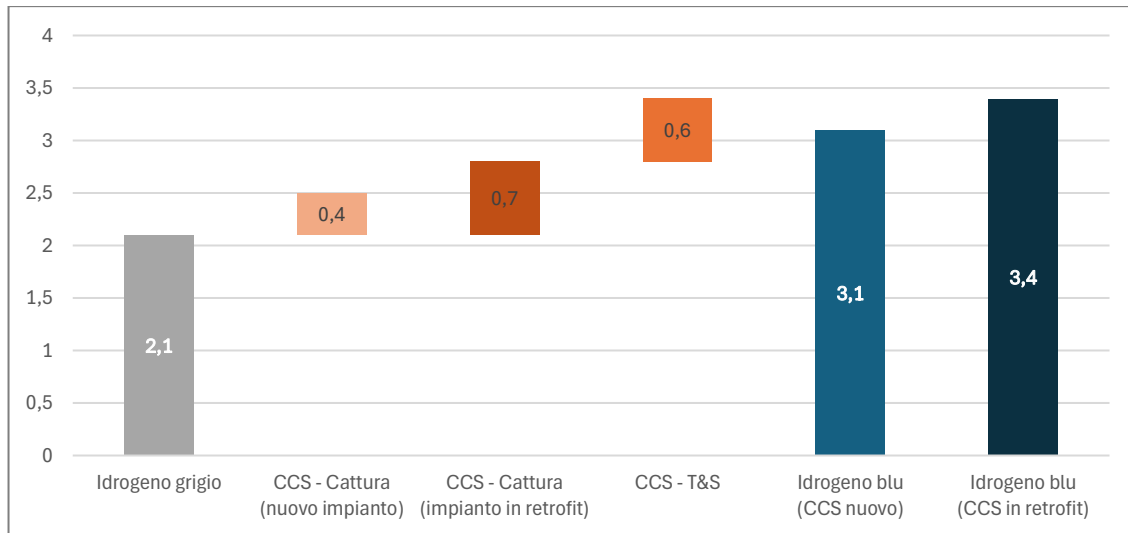
<sup>19</sup> O anche di origine non biogenica (composti polimerici, altri rifiuti), ma non ci interessa per la presente trattazione.

<sup>20</sup> Poiché il processo produce tipicamente anche CO2 (di origine biogenica in questo contesto), all'impianto può anche essere associata una sezione di CCS per raggiungere, laddove ammesso dal punto di vista della contabilità emissiva, emissioni negative.

<sup>21</sup> Alcune assunzioni: efficienza sistema 55-65%, fattore di utilizzo 8.000 h/anno, orizzonte temporale per il calcolo dell'LCOH 15 anni, WACC 8%, costo biomassa 50 €/t.

in tal caso, presenta dunque un potenziale intrinsecamente più limitato (rispetto all'idrogeno rinnovabile), considerando un contesto di decarbonizzazione e anche di riduzione della dipendenza energetica dai combustibili fossili.

Figura 12 - LCOH (€/kg) dell'idrogeno da reforming del metano e CCS



## 4.2 Importazione e mercato internazionale dell'idrogeno

In un capitolo dedicato all'offerta di idrogeno, si ritiene utile fare un riferimento anche al tema dell'import, che peraltro trova spazio anche in altre parti del documento (ad esempio nel capitolo 3 correlato alla domanda di idrogeno e nel capitolo 5 correlato a trasporto e infrastrutture).

Oltreché in questa strategia, il tema del possibile import di idrogeno trova già spazio nella versione definitiva del PNIEC inviato alla Commissione europea il 1° luglio 2024. Difatti, secondo lo scenario di policy del PNIEC, si valuta al 2030 un consumo di idrogeno RFNBO di circa 0,25 Mton/anno e si stima che almeno il 70% della citata domanda sarà prodotta sul territorio nazionale, mentre la restante quota sarà importata. L'import riveste, quindi, già al 2030 un ruolo rilevante per la diffusione dell'idrogeno, confidando dunque nello sviluppo di un mercato internazionale.

In ottica di lungo termine (oltre il 2030) è probabile che sia l'Italia che l'Europa non saranno in grado di produrre localmente abbastanza idrogeno, specialmente idrogeno verde, per coprire l'intera domanda futura. Il Piano REPowerEU, infatti, prevede 20 Mton di idrogeno rinnovabile al 2030, così suddivisi: 10 Mton produzione interna e 10 Mton di import e di questi ultimi 6 Mton via pipeline e 4 Mton via shipping. Non a caso, alcune strategie nazionali di paesi europei, prevedono un ruolo di sensibile rilievo per l'import già a partire dal 2030 (entro tale anno, ad esempio, la Germania punta a coprire dal 50% al 70% della domanda nazionale mediante importazioni).

Grazie alla sua collocazione geografica e alla rete di infrastrutture di collegamento esistenti per il trasporto del gas naturale (da adeguare a trasporto di idrogeno), l'Italia ha l'opportunità di diventare un hub per l'import, la produzione e l'export di idrogeno rinnovabile, mettendo in collegamento il Nord Africa con l'Europa. Questo ruolo è ulteriormente rafforzato: (i) dalla numerosità e distribuzione dei siti di stoccaggio di gas naturale disponibili nel paese, che potrebbero essere riconvertiti a stoccaggio di idrogeno, aumentando la sicurezza e il bilanciamento del sistema; (ii) dalla disponibilità di approdi via mare per importazioni dal Mediterraneo e Medio Oriente di vettori energetici (es. ammoniaca) da convertire in idrogeno.

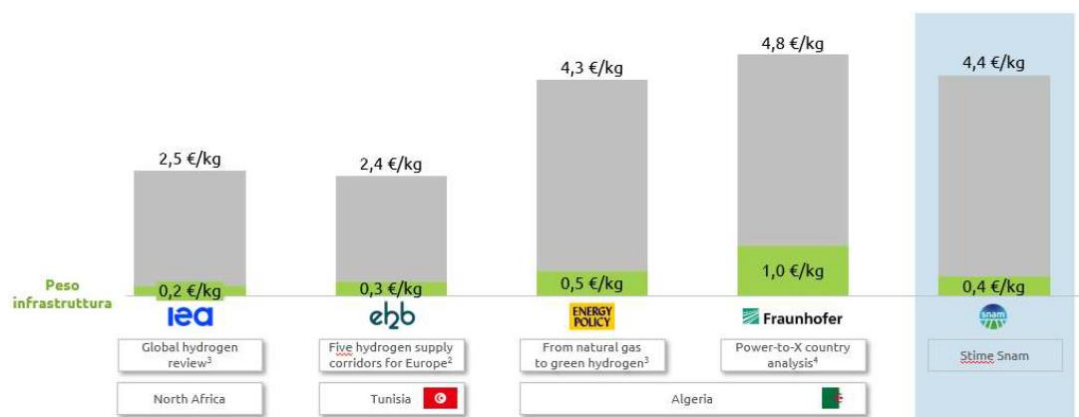
Fondamentali per lo sviluppo dell'import, saranno le infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno programmate sia a livello nazionale, sia europeo di cui si parlerà più diffusamente a seguire.

Un ruolo di rilievo nell'approvvigionamento dell'idrogeno rinnovabile nell'Unione Europea potrà essere svolto dal Corridoio Meridionale Idrogeno ("SouthH2 Corridor") che, attraversando Italia, Austria e Germania, consentirà l'importazione e la fornitura di idrogeno rinnovabile a basso costo, prodotto nei Paesi della sonda sud del Mediterraneo, ai principali cluster di domanda italiani e dell'Europa centrale. Con la pubblicazione del Regolamento Delegato (UE) 2024/1041 della Commissione del 28 novembre 2023, i progetti del Corridoio Meridionale Idrogeno, tra cui l'Italian H2 Backbone (Dorsale Italiana per l'Idrogeno), sono stati inseriti nell'elenco dei Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del nuovo Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E).

Uno dei vari driver che guideranno le scelte inerenti all'import, sul lungo periodo, sarà il costo di produzione dell'idrogeno sul territorio nazionale. Al cospetto degli attuali valori di LCOH prospettati nei paragrafi precedenti, difatti, l'importazione appare avere margini di convenienza, sebbene vada naturalmente tenuto presente, da un lato, che anche in Italia entro certi margini il costo di produzione potrà diminuire e, dall'altro, che i valori in circolazione sul possibile prezzo dell'idrogeno nel nascente mercato internazionale richiedano approfondimenti e conferme.

Alcuni studi di settore, tra cui uno di SNAM, riportano analisi secondo cui l'idrogeno rinnovabile prodotto in Nord Africa possa avere un costo competitivo, inferiore a 5 €/kg. Numerose fonti autorevoli (IEA e varie altre) mostrano che già al 2030 il costo del trasporto in Europa via pipe dell'idrogeno prodotto in Nord Africa possa avere valori tra 0,2 €/kg e 1 €/kg.

Figura 13 - Confronto costo delivered dal Nord Africa e contributo del costo dell'infrastruttura



Affinché l'Italia possa giocare un ruolo nell'import dell'idrogeno verde da aree particolarmente vocate, anche prossime alla penisola come ad esempio il Nord Africa, traendo vantaggio dai costi potenzialmente competitivi del prodotto d'importazione, come riportato negli studi summenzionati, sembra opportuno che il Paese possa dotarsi di strumenti capaci di bilanciare le persistenti incertezze di un mercato globale ancora immaturo, come è quello dell'idrogeno, e le conseguenti opposte esigenze di sicurezza dei produttori e degli off-taker: se da una parte, è opportuno assicurare una maggiore flessibilità ai consumatori dell'idrogeno d'importazione in Italia, attraverso contratti a breve termine, dall'altra parte i produttori dei Paesi esportatori richiedono garanzie di lungo periodo affinché possano investire nello sviluppo di grandi capacità di elettrolisi; le due differenti esigenze possono essere conciliate attraverso l'attività di un soggetto terzo, preposto allo scopo, e opportuni meccanismi di supporto.

Nell'ambito delle attività congiunte per lo sviluppo del Corridoio Meridionale Idrogeno, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica sta lavorando con i Ministeri tedeschi ed austriaci per valutare ipotesi di collaborazione su specifici strumenti a supporto dell'importazione. In particolare, lo strumento messo a punto dalla Fondazione tedesca "H2 Global" è un modello, basato su un *meccanismo a doppia asta*, che sembra avere le potenzialità per rispondere alle necessità di cui sopra. Esso prevede un ente intermediario deputato all'acquisto di quantità di idrogeno e derivati d'importazione, attraverso contratti di lungo termine (*purchase*

*contract*) e alla successiva vendita per rispondere alla domanda interna, attraverso contratti a breve termine (*sale contract*). Sia per i *purchase* che per i *sale contract*, il prezzo viene determinato tramite procedure di gara competitiva: le offerte con il prezzo di fornitura più basso e le domande che assicurano il prezzo di vendita più alto risultano rispettivamente vincenti, così da ridurre al minimo la differenza di prezzo da compensare attraverso contributi pubblici.

Ulteriori considerazioni riguardano l'importazione di vettori energetici rinnovabili come ammoniaca, metanolo, carburanti sostenibili per l'aviazione, che consentirà di rendere disponibili ulteriori quantitativi di RFNBO nel breve-medio termine per abilitare lo sviluppo della domanda, sia mediante un utilizzo tal quale nel settore dei trasporti sia mediante riconversione a idrogeno con processi di cracking. Uno sviluppo di progetti di importazione e rigassificazione di ammoniaca, armonizzati con lo sviluppo dell'Italian Hydrogen Backbone (Dorsale Italiana per l'Idrogeno), favorirebbe anche l'accelerazione dell'adeguamento dell'infrastrutture per il trasporto.

La fornitura di idrogeno da vettori energetici importati avrebbe per l'Italia un impatto positivo in termini di diversificazione degli approvvigionamenti energetici, già a breve/medio termine, e di preparazione all'utilizzo diffuso dell'idrogeno, tramite infrastrutture dedicate contribuendo a fornire idrogeno rinnovabile ad un prezzo più competitivo alle industrie italiane. Inoltre, si valorizzerebbe il ruolo dei porti, convertendoli in nuovi hub per le energie rinnovabili che fungerebbero da catalizzatori per lo sviluppo della domanda, analogamente a quanto sta già avvenendo nel Nord Europa. Ciò, potrebbe avere anche ricadute positive in termini di sviluppo di competenze e di una filiera logistica dedicata all'idrogeno.

### 4.3 Standard, certificazioni di origine e sostenibilità

Correlati ai temi dell'offerta e del mercato dell'idrogeno vi è senza dubbio il tema della sua tracciabilità e della certificazione della sua origine.

Ad oggi, in ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva 2018/2001 è presente un insieme di regole e procedure per certificare e tracciare l'idrogeno rinnovabile e gli RFNBO. È in fase di conclusione il processo di riconoscimento da parte della Commissione europea di alcuni schemi di certificazione. È inoltre in fase di implementazione lo Union database on biofuels, che consentirà di tracciare i flussi di idrogeno rinnovabile e combustibili derivati consumati nel territorio dell'Unione Europea.

A maggio 2024 il Consiglio dell'Unione Europea ha adottato in via definitiva un regolamento ed una direttiva (cosiddetto pacchetto sui mercati dell'idrogeno e del gas) che punta tra l'altro a creare un quadro normativo per infrastrutture e mercati dedicati all'idrogeno e per una pianificazione di rete integrata. In particolare, il pacchetto prevede che siano emanate norme di qualità del gas e suo monitoraggio, anche in seguito alla miscelazione; inoltre prevede sia sviluppato un sistema di certificazione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio. Lo schema di certificazione dovrà essere sviluppato in coerenza con quanto già previsto per l'idrogeno rinnovabile di origine non biologica, andando così a completare il quadro regolatorio per la tracciabilità e certificazione dell'idrogeno e dei combustibili "low-carbon", sia prodotti in UE, sia importati.

Difatti, è di assoluto rilievo il tema del completamento del sistema di certificazioni, in modo da garantire completa tracciabilità dei combustibili e coerenza con le norme sulle Garanzie di Origine, il sistema ETS e la contabilità europea, nazionale e internazionale, in materia di energia rinnovabile ed emissioni climalteranti. Ad esempio, è importante assicurare che non vi siano doppi conteggi della medesima produzione rinnovabile in diversi comparti o in diversi Stati, e che le norme di settore (certificazioni, garanzie di origine o ETS) si riflettano senza distorsioni nei monitoraggi nazionali.

Il tema delle certificazioni e della tracciabilità, infine, non si esaurisce con i vettori energetici, ma si estende anche ai prodotti da essi ottenuti. Va in questo senso quanto previsto dalla direttiva RED III, ovvero la promozione di sistemi di etichettatura volontari per i prodotti industriali ottenuti con l'impiego idrogeno

rinnovabile (tali sistemi potrebbero ad esempio riportare la percentuale di RFNBO usati nelle varie fasi di lavorazione)<sup>22</sup>.

#### 4.4 Modelli territoriali di produzione e consumo dell'idrogeno elettrolitico

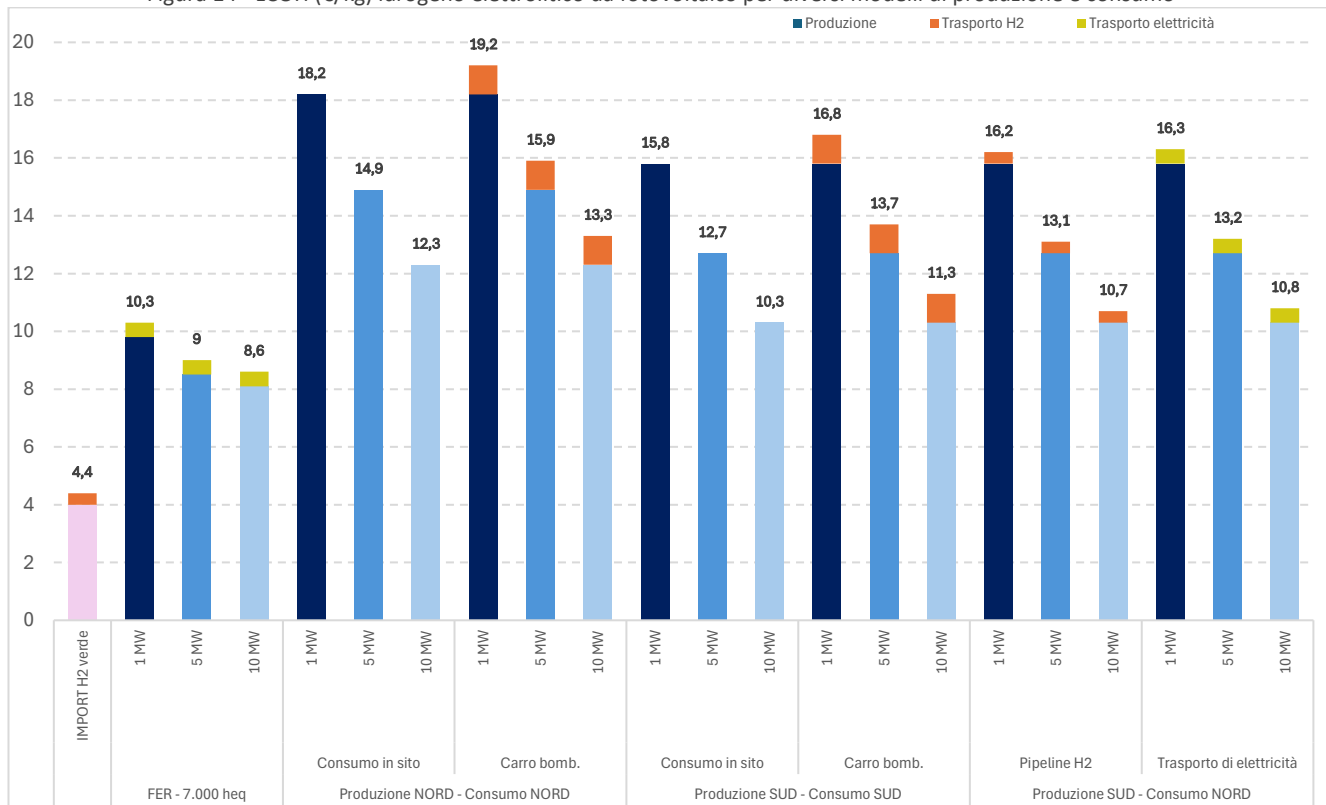
Sebbene le tecnologie e le configurazioni di produzione dell'idrogeno siano molteplici, analisi pur schematiche del potenziale accoppiamento geografico tra domanda e offerta conducono a considerazioni interessanti in relazione alla localizzazione degli impianti a fonte rinnovabile connessi alla produzione elettrolitica di idrogeno, a quella degli elettrolizzatori e alla modalità di trasporto dell'energia.

Per offrire una vista dei principali elementi in merito all'integrazione tra impianti a fonte rinnovabile, elettrolizzatori e infrastrutture, sono stati sviluppati dei modelli semplificati di produzione e consumo dell'idrogeno elettrolitico che tengono in considerazione aspetti quali la producibilità fotovoltaica, differente per impianti localizzati al Nord e al Sud Italia, la modalità di trasporto per le diverse forme di energia, sottoforma di elettricità o di idrogeno, e l'area di consumo dell'idrogeno, Nord o Sud Italia.

---

<sup>22</sup> Cfr. ad esempio: RED III, art 22 bis, comma 2; Raccomandazione (UE) 2021/2279; Norma ISO 14067:2018.

Figura 14 - LCOH (€/kg) idrogeno elettrolitico da fotovoltaico per diversi modelli di produzione e consumo<sup>23</sup>



Naturalmente il costo finale dell'idrogeno dipende dalla variabilità di molti parametri, ad ogni modo le elaborazioni semplificate appaiono indicare, agli attuali livelli di costo stimati, una maggior convenienza nel localizzare gli impianti a fonte rinnovabile lì dove performano meglio per poi trasportare l'energia verso i siti di consumo dell'idrogeno. Il costo del trasporto dell'energia, sia sottoforma di idrogeno prodotto direttamente nel sito FER che sottoforma di elettricità nel caso di idrogeno prodotto presso il sito di consumo, risulta, nei casi schematizzati, più basso del differenziale di produzione tra Nord e Sud Italia.

Meno dipendente dallo schema "produzione al Nord – produzione al Sud" sembra porsi il caso teorico di una produzione di idrogeno, anche nel luogo di consumo, effettuabile con un approvvigionamento FER a maggiori ore di utilizzo dell'elettrolizzatore (a titolo di esempio nelle analisi ne è stato ipotizzato uno con 7.000 ore). Questo caso, ammesso di reperire un siffatto approvvigionamento che potrebbe essere ad esempio composto da un aggregato di impianti di produzione, sembra mostrare una convenienza economica (che diminuisce al diminuire delle ore di produzione). E' bene precisare che tale fattispecie richiede la verifica dei requisiti locazionali previsti per i RFNBO e dipende tra l'altro anche dal continuo sviluppo e dall'efficienza ed efficacia della rete di trasmissione elettrica, condizione essenziale per permettere la crescita e l'integrazione degli impianti FER necessari alla produzione di idrogeno e più in generale alla decarbonizzazione del sistema elettrico a percentuali sempre maggiori di quote rinnovabili. A proposito di percentuali FER, va anche menzionato il caso di produzione di idrogeno RFNBO con prelievo di energia elettrica dalla rete in presenza di un contesto a quasi totale penetrazione FER: come illustrato nell'Appendice, quest'ultima condizione non si è ancora verificata, ma nella zona di mercato Sud potrebbe verificarsi anche nel breve termine.

#### 4.5 Potenziali offerte di idrogeno a confronto

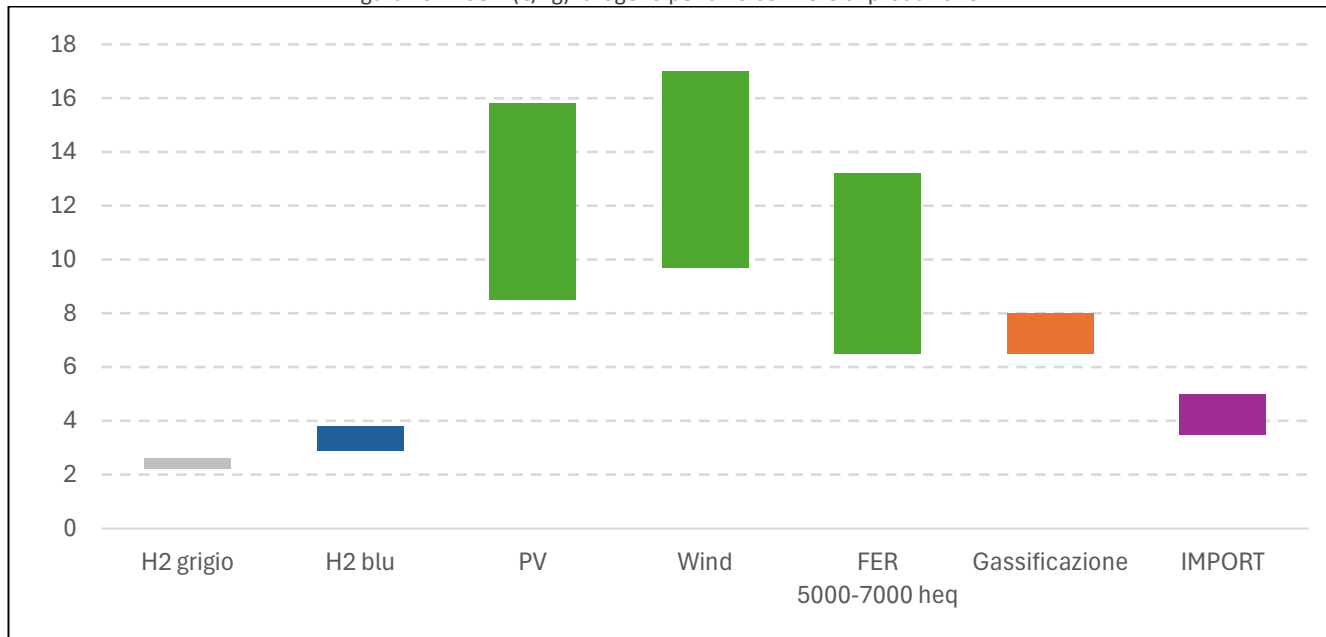
<sup>23</sup> In ascissa al grafico è presente la potenza degli elettrolizzatori (da 1 a 10 MW nei casi analizzati). Per quanto riguarda le ipotesi sul costo dell'import e sul costo del trasporto si veda anche il paragrafo di questo capitolo dedicato all'import. Nel modello di calcolo semplificato utilizzato si è supposto che il costo del trasporto dell'idrogeno possa aggirarsi intorno a 1 €/kg con carro bombolaio, 0,4 €/kg con idrogenodotto.



Come visto, l'offerta potenziale di idrogeno può essere varia: il ventaglio di possibilità di produzione e approvvigionamento che si presentano, con le loro sfumature e i relativi costi, è un indice di una almeno teorica elasticità nel matching con la domanda.

Le valutazioni sui costi attualmente stimabili dell'offerta di idrogeno danno conto di una differenza tra idrogeno rinnovabile e idrogeno blu, apparendo quest'ultimo verosimilmente più economico nel "breve" termine.

Figura 15 - LCOH (€/kg) idrogeno per diverse filiere di produzione<sup>24</sup>



D'altro canto, le stime sul costo dell'idrogeno blu sono da considerare nel quadro di una filiera della CCS che fa riferimento a tecnologie note, ma ancora da sviluppare in Italia, sebbene sul fronte delle analisi regolatorie, tecniche ed economiche, degli obiettivi da raggiungere e degli strumenti da proporre, si stia certamente procedendo<sup>25</sup>.

Riprendendo quanto sopra richiamato i contesti in cui l'idrogeno blu appare avere un più naturale possibile sviluppo prioritario sono in primis i siti di produzione attuale di idrogeno grigio, presenti in determinati ambiti geografici, e con fabbisogni specifici, e pertanto presenta prospettive di sviluppo più limitate rispetto all'idrogeno rinnovabile, considerando anche un contesto tendenziale non solo di decarbonizzazione, ma anche di riduzione della dipendenza energetica dai combustibili fossili.

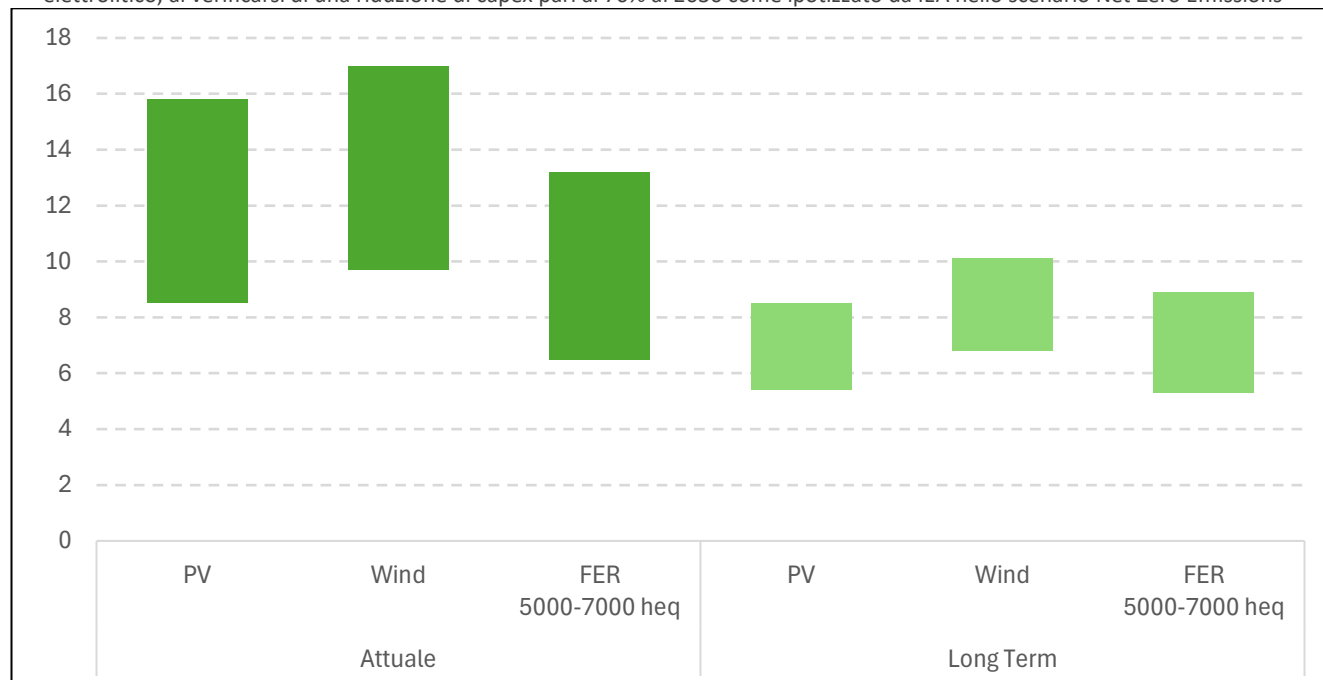
L'idrogeno rinnovabile elettrolitico sconta, ad oggi, una maturità tecnologica ed economie di scala ancora da raggiungere, nonché in taluni casi prezzi mediamente elevati dell'energia elettrica. Tuttavia, la continua diffusione degli elettrolizzatori e l'attesa riduzione dei costi della tecnologia (cfr. ad esempio le stime IEA illustrate al paragrafo 4.1.1) nonché l'incremento di efficienza degli elettrolizzatori stessi, condurranno progressivamente a costi finali dell'idrogeno elettrolitico alimentato da FER più vicini al costo stimato per la produzione di idrogeno blu. Concorreranno a ciò anche le ulteriori riduzioni attese per i costi della generazione elettrica da fotovoltaico ed eolico. L'idrogeno rinnovabile, peraltro, è certamente quello su cui si concentra la massima attenzione, considerando gli obiettivi di sviluppo di una assoluta centralità per le rinnovabili in tutti gli

<sup>24</sup> Alcune assunzioni: potenza elettrolizzatore 1-50 MW; potenza PV pari a 3 volte la potenza dell'elettrolizzatore; potenza Wind pari a 2 volte la potenza dell'elettrolizzatore; PPA variabile tra 5.000 e 7.000 h, prezzo PPA variabile tra 70 e 110 €/MWh

<sup>25</sup> Vedasi ad esempio il contributo previsto per la CCS nel PNIEC, e lo studio previsto dal D.L. Energia 181/2023 volto "a delineare un quadro di riferimento normativo per promuovere l'effettivo sviluppo della filiera; a elaborare schemi di regolazione tecnico-economica dei servizi di trasporto e stoccaggio della CO2 e schemi di regole tecniche per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle infrastrutture e dei servizi di trasporto, comprese le reti per il trasporto della CO2; a individuare, nei settori energivori e termoelettrico, i potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio della CO2; nonché a definire le modalità per la remunerazione ed eventuali meccanismi di supporto per le diverse fasi della filiera della cattura trasporto utilizzo e stoccaggio della CO2".

ambiti, gli obiettivi di decarbonizzazione e quelli di sicurezza energetica e riduzione dell'import di combustibili fossili.

Figura 16 – Effetto della riduzione dei capex degli elettrolizzatori sul costo di produzione: stima evoluzione LCOH (€/kg) idrogeno elettrolitico, al verificarsi di una riduzione di capex pari al 70% al 2030 come ipotizzato da IEA nello scenario Net Zero Emissions<sup>26</sup>



Con lo sviluppo e il potenziamento delle infrastrutture di rete, il costo prospettico dell'idrogeno elettrolitico, che già in alcuni casi il solo effetto della riduzione dei capex degli elettrolizzatori porterà a valori inferiori ai 6 €/kg (senza considerare la normale evoluzione tecnologica, con incremento dell'efficienza dei vari sistemi di elettrolisi), potrà godere di modelli ottimizzati di produzione e consumo tali da renderlo ancor più competitivo rispetto alle alternative, agevolati dal forte incremento atteso della quota rinnovabile del mix energetico cui potrà corrispondere un uso più efficiente degli elettrolizzatori connessi alla rete. La rilevazione di tali costi di generazione e delle relative evoluzioni prospettiche sarà d'ausilio per la calibrazione del supporto di alcune delle misure identificate dalla strategia, in primis quella relativa al contributo in conto esercizio per la produzione di idrogeno (c.d. "DM Opex"). Il monitoraggio periodico dei costi di generazione, che la normativa chiede al GSE di attuare per tutte le tecnologie incentivate, consentirà di attuare un tempestivo adeguamento delle tariffe di supporto, garantendo la proporzionalità dell'aiuto nel corso del tempo.

Non si riportano in questo capitolo stime per la produzione di idrogeno rosa, dato che la fonte nucleare (in particolare tramite le nuove tecnologie dei piccoli reattori modulari) non è al momento completamente abilitata in Italia. Cionondimeno, rileva sottolineare che la produzione di idrogeno è tra le più promettenti applicazioni delle tecnologie nucleari di ultima generazione. Pertanto, dal momento che il costo di produzione è strettamente connesso al costo di generazione dell'energia elettrica, sarà determinante valutare anche la possibilità di produzione di idrogeno da fonte nucleare, tenendo altresì presente la relativa ipotesi di scenario introdotta nell'aggiornamento del PNIEC, inviato alla Commissione a luglio 2024. Il modello utilizzato dalla *Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS)* ha infatti ritenuto le tecnologie nucleari sia economicamente che energeticamente convenienti nell'ottica della decarbonizzazione al 2050, dunque in grado di fornire un importante contributo anche alla produzione di idrogeno.

<sup>26</sup> Alcune assunzioni: potenza elettrolizzatore 1-50 MW; potenza PV pari a 3 volte la potenza dell'elettrolizzatore; potenza Wind pari a 2 volte la potenza dell'elettrolizzatore; approvvigionamento FER variabile tra 5.000 e 7.000 h con prezzo elettricità tra 70 e 110 €/MWh

## 4.6 Prime stime sul potenziale di investimenti

Per avere un primo ordine di grandezza del volume di investimenti legati alla produzione e al consumo di idrogeno, si ritiene utile analizzare due differenti **casi limite** che potrebbero verificarsi al variare della quota di produzione nazionale e di importazione.

Il primo caso si basa sullo scenario descritto in precedenza che incorpora volumi di produzione nazionale molto elevati (che replica l'ipotesi del PNIEC di giugno 2024, cioè un 70% di produzione nazionale e un 30% di importazione), e pertanto si ipotizza una produzione nazionale tra circa 4,47 Mtep e 8,35 Mtep (rispettivamente nello scenario "base" e in quello "alta diffusione"). Si può stimare che tali quantitativi possano essere in larga parte ascrivibili all'idrogeno elettrolitico rinnovabile e in misura minore, ma non irrisoria, come idrogeno blu e idrogeno biogenico.

In questo caso, ai circa 15 - 30 GW di elettrolizzatori, (a cui è necessario garantire il contemporaneo sviluppo di impianti FER addizionali in un rapporto 1 a 3), corrisponderebbe una prima stima di investimenti cumulati tra 8 e 16 miliardi di euro per i soli sistemi di elettrolisi. Considerando il contributo di altre tecnologie di produzione di idrogeno, quali quelle che impiegano SMR con CCS e processi termochimici da biomassa, si potrebbe giungere complessivamente a 13- 24 miliardi di euro. Qualora la riduzione dei costi fosse più graduale l'ammontare degli investimenti sarebbe maggiore.

Agli ipotetici 8 -16 miliardi di investimenti nei soli elettrolizzatori (senza quindi considerare né gli impianti FER, né reti e trasporto) potrebbero corrispondere oltre 4.700 - 9.000 occupati permanenti diretti e indiretti (in termini di ULA, Unità di lavoro annuali), e un numero anche maggiore di occupati temporanei impiegati nelle fasi di investimento: le ULA cumulate durante tutto il periodo pluriennale di dispiegamento dei suddetti investimenti sarebbero stimabili in circa 52.000 - 100.000.

La produzione nazionale di idrogeno comporta ad oggi e nel futuro prossimo costi totali molto più alti rispetto a quelli relativi ai volumi importati, dovuti in particolar modo ai prezzi elevati della produzione elettrica rinnovabile utilizzata dagli elettrolizzatori. Inoltre, l'obiettivo connesso di realizzare circa 90 GW di impianti FER dedicati alla produzione di idrogeno - e quindi aggiuntivi rispetto a quelli necessari per decarbonizzare gli altri consumi elettrici (destinati ad aumentare per la sempre maggior elettrificazione dei consumi finali) – appare estremamente sfidante. Tale situazione potrebbe tuttavia cambiare nel caso in cui si avviasse una produzione nazionale da fonte nucleare di nuova generazione a prezzi più bassi della controparte rinnovabile.

Il secondo caso limite che si ritiene utile descrivere è quello che si potrebbe realizzare qualora si optasse per una quota di produzione nazionale di idrogeno minoritaria, da determinarsi in funzione dei costi marginali di produzione interna rapportati a quelli dei volumi importati, che a loro volta dipendono dai costi di produzione esteri e dai costi e vincoli della logistica di adduzione in Italia (pipelines e navi che trasportano ammoniaca). Una simile equivalenza potrebbe ad esempio raggiungersi qualora si importasse circa l'80% del fabbisogno nazionale e si producesse in Italia il restante 20% avendo tenuto conto dei limiti fisici infrastrutturali previsti dalle iniziative citate e nell'ipotesi che il costo marginale dell'idrogeno importato si mantenga inferiore per l'intero periodo considerato.

Lato consumi, si possono in prima approssimazione stimare circa 16- 33 miliardi di euro di investimenti cumulati relativi ad ammodernamento, sostituzione e installazione di nuove tecnologie, componenti e impianti. Nel settore dell'industria potrebbero attivarsi quasi 2 - 4 miliardi di investimenti, di cui quasi l'80% nel settore dell'acciaio. Nel settore dei trasporti, gli investimenti relativi a mezzi, componentistica di utilizzo e a impianti di produzione di e-fuels ammonterebbero a circa 14 - 29 miliardi di euro, con i principali contributi ascrivibili ai camion (in primis) e bus.

## 5 Trasporto e infrastrutture

In considerazione degli scenari attesi di domanda e offerta, le infrastrutture di trasporto e di distribuzione rivestiranno un ruolo di fondamentale importanza nella programmazione e implementazione della filiera dell'idrogeno, in quanto permetteranno di collegare i centri di produzione di idrogeno con i poli di consumo, sia a livello italiano che europeo.

L'Italia possiede già numerosi asset strategici infrastrutturali che potranno fungere da supporto allo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto e distribuzione capillare dell'idrogeno.

Le diverse modalità di trasporto e distribuzione dell'idrogeno potranno essere implementate secondo una logica di ottimizzazione economica delle opzioni che, in funzione delle distanze coperte, dei volumi trasportati, delle caratteristiche del territorio e delle infrastrutture già presenti, possa contribuire a minimizzare il costo dell'idrogeno per gli utilizzatori finale.

Lo sviluppo, la gestione, l'uso ottimale delle reti energetiche sarà funzionale a una crescita della filiera idrogeno e potrà contribuire a un sistema energetico nazionale resiliente, affidabile, e volto a garantire sia lo sviluppo dell'offerta interna sia la sicurezza degli approvvigionamenti esteri.

### 5.1 Modalità di trasporto dell'idrogeno

I modelli di produzione e consumo di idrogeno possono essere molteplici, ad esempio: piccola taglia localizzata presso l'utilizzatore finale, media taglia sulla base di hub industriali, produzioni centralizzate di grande taglia collocate in aree strategiche per disponibilità e producibilità delle rinnovabili (ad es. sud Italia) o per presenza di altri abilitatori come il nascente sistema CCS (ad es. pianura Padana). Le infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dovranno essere pianificate e realizzate in modo coordinato, per accompagnare la crescita della domanda, minimizzando i costi e garantendo la sicurezza.

Sul lungo periodo lo sviluppo di una fornitura centralizzata "*large-scale*" permetterebbe di abbattere i costi di produzione sfruttando economie di scala e massimizzando i volumi prodotti e importati, mentre una logistica su gomma può essere di supporto in una prima fase di sviluppo del mercato e sul medio periodo, laddove la rete non raggiunga l'utilizzatore finale.

È possibile classificare le varie modalità di trasporto nei seguenti modi:

- **Trasporto su brevi-medie distanze**

La filiera della distribuzione dell'idrogeno oggi è limitata ai produttori di gas tecnici e prevede prevalentemente la logistica stradale per distribuire l'idrogeno ai clienti attraverso carri bombolai. Questa logistica è funzionale alle prime fasi di sviluppo della filiera dell'idrogeno ed adeguata per il trasporto di volumi ridotti (< 10 ton/giorno per punto di consumo) per distanze brevi (circa 100-150 km)<sup>27</sup>. Tale modalità può sostenere la filiera dell'idrogeno rinnovabile nelle prime fasi di sviluppo, poiché soluzione flessibile e consolidata. In una seconda fase con maggiori quantità di idrogeno da trasportare sarà necessario abilitare soluzioni di trasporto dell'idrogeno su gomma ad alte pressioni (e.g., 600 Bar, con 1 ton/carico) o sottoforma di idrogeno liquido, con una logistica ancora più efficiente che consentirebbe di aumentare ulteriormente il quantitativo di idrogeno trasportato con un singolo viaggio e conseguente ridotta impronta carbonica. Questo tipo di distribuzione, più adatta a brevi e medie distanze, costituisce una rete pronta sin da subito a sostenere il settore (anche se naturalmente anch'essa soggetta sviluppi e miglioramenti).

- **Trasporto su medie-lunghe distanze**

Nel medio-lungo termine potranno esser messi a terra gli investimenti riguardanti infrastrutture dedicate per il trasporto di idrogeno puro via pipeline, sfruttando la presenza di numerosi asset di trasporto che

<sup>27</sup> BNEF, Hydrogen Economy Outlook, March 2020

possono essere riconvertiti all'idrogeno, e via nave attraverso derivati dell'idrogeno (idrogeno liquido, ammoniaca e LOHC -Liquid Organic Hydrogen Carriers).

## 5.2 Infrastrutture nazionali per il trasporto dell'idrogeno

- **Trasporto su gomma tramite carro bombolaio**

Per l'utilizzo di idrogeno puro nella mobilità e nell'industria, garantendo la sicurezza di approvvigionamento, una soluzione già oggi disponibile è fornita dai sistemi di compressione e caricamento presso gli impianti produttivi e dalla distribuzione tramite flotte di carri bombolai, che con una vasta rete già attiva possono raggiungere il cliente finale. In un secondo momento sarà necessario lo sviluppo di carri bombolai che consentano il trasporto di quantità di idrogeno allo stato gassoso, a pressioni più elevate rispetto allo standard attuale, o allo stato liquido.

- **Trasporto via pipeline**

Al crescere della domanda di idrogeno, uno sviluppo della rete di trasporto dedicata sarà funzionale alle esigenze di connessione tra centri di produzione ed import e centri di consumo nazionali ed europei, consentendo all'Italia di giocare un ruolo chiave nello sviluppo del mercato. A tal fine, Snam ha definito un importante progetto per lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata al trasporto di idrogeno, **Italian Hydrogen Backbone**, che si inserisce nel progetto europeo **Southern Hydrogen Corridor** (meglio descritto nel proseguo), che, oltre a contribuire alla copertura della domanda italiana, renderà l'Italia un hub Europeo dell'idrogeno, favorendo i flussi di importazione (da nord Africa via pipeline e da altre zone anche via nave). Questo progetto prevede circa 2.300 km di dorsale principale, oltre a 530 km di tratti di collegamento, estendendosi da Mazara del Vallo a Tarvisio e Passo Gries. Lo sviluppo dell'infrastruttura potrà essere strategicamente gestito in modo "modulare", avviando in primo luogo lo sviluppo dei tratti dove è già presente una consistente domanda di idrogeno rinnovabile (cluster industriali come le l'Hydrogen Valley, quali ad esempio il progetto approvato in Puglia ricadente nel programma IPCEI, la cui fase operativa è attesa nel 2028), e procedendo per fasi successive la connessione di tutti i nodi, con la progressiva integrazione dei vari centri di produzione.

- **I porti come asset strategici**

Gli investimenti previsti dalle iniziative nazionali sui green ports mirano, tra l'altro, a diffondere tecnologie e combustibili a basso impatto ambientale a bordo delle imbarcazioni (LNG, idrogeno, ammoniaca), all'elettificazione delle banchine (cold ironing), all'utilizzo di mezzi green per la movimentazione interna in porti e interporti, alla realizzazione di infrastrutture anche tramite la progettazione e la realizzazione di rigassificatori di LNG, alla realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno per veicoli e imbarcazioni a fuel-cell.

Gran parte della produzione e dell'attuale consumo industriale di idrogeno (grigio) avviene nelle immediate vicinanze dei porti e sono numerose le aree portuali che dispongono di strutture industriali relative ai cosiddetti settori hard-to-abate, come ad esempio l'industria siderurgica. La presenza di grandi agglomerati di domanda di idrogeno nei pressi dei principali porti facilita lo sviluppo di una catena di approvvigionamento di idrogeno pulito, potendo includere le tecnologie di importazione di idrogeno allo stato liquido o sotto forma di ammoniaca, che ne consentono la trasformazione in idrogeno gassoso e il successivo trasporto verso i clienti finali o la rete gasdotti dedicata. I porti giocheranno un ruolo chiave nell'importazione ed esportazione di idrogeno, in quanto luogo logisticamente strategico per la conversione di idrogeno gassoso da e in ammoniaca o LOHC e, in certi casi, per la conversione in idrogeno gassoso.

## 5.3 Infrastruttura elettrica

Lo sviluppo delle infrastrutture elettriche segue ovviamente le logiche tipiche del settore, e sempre più potrà tenere conto, laddove opportuno, degli obiettivi di produzione e consumo di idrogeno e di un parco impianti a fonti rinnovabili molto imponente, anche in parte funzionale alla filiera dell'idrogeno. Sarà anche importante valutare uno sviluppo coordinato della rete elettrica e dei progetti infrastrutturali per il trasporto dell'idrogeno. Con una penetrazione di rinnovabili sempre in aumento il Sector Coupling e lo stoccaggio dell'energia potranno offrire un contributo nel garantire flessibilità e sicurezza del sistema energetico.

Per quanto attiene a possibili scenari di produzione di idrogeno in presenza di over-generation rinnovabile e più in generale di ruolo come possibile risorsa aggiuntiva per lo stoccaggio anche a medio termine in ottica di un eventuale contributo alla flessibilità del sistema elettrico, si veda il paragrafo 3.4.

A prescindere dai diversi modelli di produzione/trasporto/uso finale, è evidente che l'introduzione del vettore idrogeno tenderà a incrementare la domanda elettrica e quindi gli investimenti in impianti di generazione da FER, in qualche misura incrementando le necessità di potenziamento delle reti elettriche.

## 5.4 Infrastrutture europee

Nell'ottica di sviluppare un sistema integrato di trasporto di idrogeno in Europa, 32 operatori di trasporto gas da 28 Paesi stanno conducendo lo studio **European Hydrogen Backbone** (EHB).

La rete proposta potrà essere realizzata attraverso upgrade alle infrastrutture esistenti e nuove pipeline. L'esercizio ha mappato i principali corridoi, considerando:

- riutilizzo asset gas esistenti, i.e. "repurposed asset" con un impatto positivo sul costo di sviluppo dell'infrastruttura;
- vicinanza a siti di stoccaggio di energia (e.g. giacimenti di gas esauriti, caverne saline) per supportare le esigenze di flessibilità stagionale e giornaliera del corridoio a beneficio dei punti di consumo;
- vicinanza a siti di produzione e consumo lungo il corridoio.

Il **SouthH2 Corridor**, di cui l'**Italian Hydrogen Backbone** è parte integrante, ha ottenuto l'approvazione dal Parlamento Europeo quale progetto di interesse comune e fa parte di uno dei cinque corridoi prioritari per rilevanza strategica di approvvigionamento dell'idrogeno riconosciuti a livello europeo, poiché permetterà di sfruttare l'importazione via gasdotto di idrogeno prodotto in impianti large-scale e a costi inferiori in Nord Africa verso i principali mercati di destinazione in sud e centro Europa. Questi progetti beneficeranno di procedure semplificate per ottenere le necessarie autorizzazioni, comprese quelle ambientali, al fine di accelerarne sviluppo e implementazione.

Figura 17 – European Hydrogen Backbone



## 5.5 Infrastrutture per le importazioni da paesi terzi

È indispensabile considerare il ruolo strategico dell'Italia nel mercato europeo ed internazionale dell'idrogeno e creare una infrastruttura di importazione in Italia e in Europa. Grazie alla sua posizione nel Mediterraneo e la disponibilità di asset infrastrutturali estesi e di importanti snodi logistici (es. porti), l'Italia può svolgere un ruolo fondamentale considerato che gli Stati Membri dell'Unione Europea non saranno in grado di soddisfare interamente la domanda di idrogeno tramite la produzione domestica, per cui parte della domanda sarà garantita con l'importazione di idrogeno dal Nord Africa tramite gasdotti, sia nuovi che repurposed. Il SouthH2Corridor, con il collegamento con la sponda sud del Mediterraneo, potrà rappresentare un'importante rotta di import a supporto della *security of supply* energetica europea e potrà servire da volano anche ad altre iniziative infrastrutturali transfrontaliere di trasporto dell'idrogeno man mano che le condizioni di mercato le rendessero percorribili.

Lo sviluppo complementare dei terminali portuali potrà integrare la produzione di idrogeno con ulteriori volumi da riconversione di ammoniaca, sia dal Mediterraneo che dal Medio Oriente. Uno sviluppo di progetti di importazione e rigassificazione di ammoniaca, armonizzati con lo sviluppo dell'Italian Hydrogen Backbone, favorirebbe anche l'accelerazione dell'adeguamento infrastrutturale per il trasporto a lunghe distanze di idrogeno puro, miscele/derivati.

La produzione di idrogeno rinnovabile tramite dissociazione di ammoniaca rinnovabile importata avviene tramite un processo termochimico, che comporta la scissione dell'ammoniaca nei suoi elementi di base, azoto ed idrogeno, in presenza di specifici catalizzatori ad elevate temperature. Serve sviluppare quindi gli hub di import con opportune tecnologie, come ammonia crackers, già previste peraltro dalla Direttiva Europea "Hydrogen and Decarbonised Gas package". Il fatto che l'ammoniaca stia emergendo nelle varie strategie sull'idrogeno come una delle opzioni promettenti nel medio termine è dovuto alla stimata competitività in termini di costi, e alla presenza di una catena del valore nota.



## 5.6 Il ruolo degli stoccaggi

Al crescere dei volumi di idrogeno trasportati in Europa si rende necessario sviluppare stoccaggi di idrogeno a costi competitivi nel lungo termine. La conversione dei siti di stoccaggio da gas naturale ad idrogeno rappresenta un potenziale elemento per la sicurezza degli approvvigionamenti e le esigenze di flessibilità del sistema energetico europeo. Gli stoccaggi sotterranei potranno offrire dei vantaggi al sistema energetico da diversi punti di vista, potendo garantire la flessibilità della rete e la modularità di domanda e offerta.

Ad oggi, in termini di stoccaggi, sono previsti sviluppi in Europa per 9 TWh ed in Italia per 0,3 TWh al 2030, verosimilmente insufficienti rispetto alle necessità di flessibilità espresse dalla domanda e dal sistema energetico europeo e italiano.

Il costo e la potenziale ubicazione degli impianti di stoccaggio di idrogeno in Italia per supportare l'aumento della domanda prevista è oggetto di analisi. Grazie ai suoi asset esistenti l'Italia può ricoprire un ruolo chiave nel futuro sistema di stoccaggio dell'idrogeno. Rimane necessario continuare ad investire anche attraverso programmi sperimentali per facilitare e migliorare la tecnologia di conversione ad idrogeno dei giacimenti di gas esauriti o in cavità geologiche, soluzione che ha un costo inferiore rispetto ad altre alternative di stoccaggio<sup>28</sup>.

## 5.7 Infrastrutture per la mobilità

Una distribuzione adeguata dell'idrogeno per soddisfare la domanda proveniente dal settore della mobilità sarà necessariamente garantita dallo sviluppo di una rete capillare di stazioni di rifornimento (Hydrogen Refuelling Stations-HRS). Il 27 marzo 2023 le istituzioni dell'UE hanno raggiunto un accordo sul regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFIR<sup>29</sup>), adottato formalmente nel settembre 2023, ove sono stati posti i vincoli di una stazione ogni 200 km sulla rete centrale TEN-T, una HRS per ciascun nodo urbano, una capacità giornaliera cumulata (1 t H<sub>2</sub>/giorno), l'obbligo di Piani di sviluppo nei Paesi membri entro il 2027.

Un primo insieme di stazioni di rifornimento è stato finanziato con i fondi PNRR. Nei prossimi anni proseguirà lo sviluppo per arrivare alla realizzazione di almeno 100 stazioni entro il 2030 conformi al Regolamento AFIR (si veda anche il paragrafo 3.5).

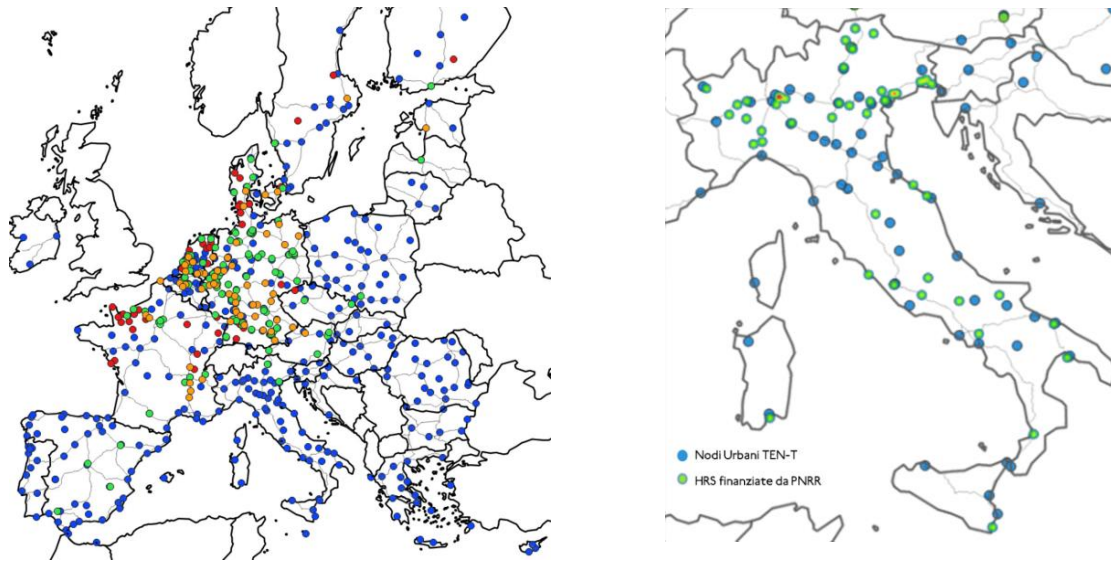
Figura 18 – Stazioni di rifornimento stradale e ferroviario approvate nell'ambito del PNRR



<sup>28</sup> Fonte: "Hydrogen storage for a net-zero carbon future" - OIES 2023

<sup>29</sup> Regulation (EU) 2023/1804 on the deployment of alternative fuels infrastructure (AFIR)

Figura 19 – Stazioni di rifornimento nei nodi TEN-T



## 6 Azioni strategiche, politiche e misure di supporto

Di seguito, per ciascun ambito di interesse, si fornisce una vista sintetica delle principali misure in vigore, nonché delle barriere esistenti e delle azioni strategiche individuate come prioritarie.

### 6.1 Domanda

#### ❖ Industria

##### • Principali linee di azione per sostenere e sviluppare la domanda di idrogeno nell'industria

Per stimolare la domanda di idrogeno nei diversi settori industriali identificati è necessario mettere in campo una serie di azioni volte a supportare l'utilizzatore finale nello shift verso un vettore energetico pulito, seppur ad oggi ancora costoso. In parallelo è importante supportare l'industria della componentistica per l'utilizzo di idrogeno in purezza e in blending, sostenendo gli investimenti nello sviluppo di prodotti da impiegare lungo l'intera filiera: tubazioni, valvole, forni, turbine, caldaie, CHP industriali, bruciatori e componentistica connessa. Occorre sostenere la creazione di filiere strategiche nazionali competitive nei mercati internazionali.

Per il sostegno alla domanda di idrogeno nell'industria si ritengono necessarie le seguenti azioni:

- creare una domanda vincolata di idrogeno rinnovabile e low carbon, a fronte della quale possono essere implementati meccanismi competitivi di approvvigionamento, ove potrebbero competere varie tipologie di offerta (produzioni nazionali incentivate e non, import, etc.); tale vincolo sarebbe un'opportunità, giacché a valle del processo competitivo potrebbe comunque essere prevista una quota residuale variabile del prezzo coperta da tariffe, e comunque il settore industriale avrebbe una modalità per ridurre le proprie emissioni GHG (si pensi ai benefici per il settore ETS);
- introdurre un meccanismo "competition based" per l'importazione di idrogeno verde e dei suoi derivati sul modello del meccanismo H2 Global. Si tratta di un meccanismo a doppia asta, in base al quale sia per l'acquisto dell'idrogeno verde e derivati, sia per la vendita, il prezzo viene determinato tramite procedure di gara competitiva: le offerte con il prezzo di fornitura più basso e le domande che assicurano il prezzo di vendita più alto si aggiudicheranno rispettivamente il contratto di acquisto (purchase contract) e quello di vendita (sale contract), al fine di ridurre al minimo la differenza di prezzo. Quest'ultima viene compensata mediante contributi pubblici;
- applicare policy specifiche sui prodotti finali di filiere industriali (e.g. acciai, vetri, ceramica, cemento) realizzati con bassa produzione di emissioni di CO<sub>2</sub>, applicando una metodologia di certificazione d'origine sui feedstock industriali;
- sostenere lo sviluppo di progetti pilota volti allo scaling up. I processi esistenti a basse emissioni (es. cementifici con cattura CO<sub>2</sub>, uso H<sub>2</sub> nei processi e/o nella produzione di calore) sono a uno stadio di sviluppo non consolidato in termini di implementazione su larga scala e vanno per questo rafforzati;
- sostenere e guidare il cambiamento dei processi industriali mediante un supporto ai costi di investimento per l'installazione di apparecchiature/asset nei processi produttivi (es. forni H<sub>2</sub> ready, bruciatori H<sub>2</sub> ready etc).
- consentire l'utilizzo in blending dell'idrogeno con gas naturale, con la possibilità di trattare anche percentuali crescenti di H<sub>2</sub>, in base all'evoluzione del mercato, per esser pronti a convertire progressivamente l'alimentazione fino al 100% ;
- nell'ambito dell'implementazione delle disposizioni normative europee di più recente introduzione (Electricity Market Design), introdurre misure di politica energetica volti alla creazione di un mercato liquido di HPA e alla riduzione dei costi di approvvigionamento elettrico per l'idrogeno prodotto da elettrolisi;

- incentivare e sostenere i processi di standardizzazione e industrializzazione delle tecnologie e della supply chain per la riduzione dei costi complessivi e per lo scaling up delle taglie da fornire sul mercato;
- sviluppare test bed in cui dimostrare la capacità tecnica delle soluzioni tecnologiche;
- sviluppare normative di omologazione dei componenti e tecnologie a idrogeno, agendo anche a livello comunitario.

Industria

Termine

1	Meccanismo competition based per import di idrogeno e suoi derivati	Breve
2	Sostegno a progetti pilota per lo scaling up	Breve
3	Sostegno alla filiera per transizione industriale	Breve
4	Sostegno all’acquisto di apparecchiature H2 ready nei processi produttivi	Breve
6	Implementazione meccanismi competitivi di approvvigionamento/ schemi di supporto per acquisto	Medio
7	Creazione di una domanda strutturale per H2 rinnovabile e Low carbon	Medio/lungo

❖ **Trasporti**

La domanda di idrogeno nel settore dei trasporti in Italia è in una fase di avvio e l’utilizzo in questo settore è residuale rispetto a quello industriale. Ma l’Italia intende sviluppare la domanda di idrogeno nel settore dei trasporti in particolare nel trasporto merci, nel settore ferroviario, marittimo e dell’aviazione.

Per realizzare un tale obiettivo verranno messe in campo politiche per stimolare la domanda e diffondere le infrastrutture di rifornimento. In aggiunta vanno sostenute le iniziative industriali di ingegnerizzazione e deployment di primi prototipi di mezzi di trasporto (auto, navi, treni, aerei) che permettano di accelerare l’adozione di standard settoriali, sviluppare modularità dei sistemi di conversione di potenza, aumentare la potenza installata delle Fuel Cell a bordo dei mezzi, ridurre i costi CAPEX e OPEX dei mezzi, contenere pesi e volumi; in altre parole, sostenere la filiera industriale al fine di far evolvere l’innovazione tecnologica verso soluzioni industriali caratterizzate da migliori performance di costo e di efficienza.

● **Principali linee di azione per sostenere e sviluppare la domanda di idrogeno nel settore dei trasporti**

Per il sostegno alla domanda di idrogeno nel settore dei trasporti si ritengono necessarie le seguenti azioni:

- Gli sforzi di adeguamento dell’infrastruttura di produzione, stoccaggio e distribuzione dell’idrogeno dovranno proseguire anche oltre il 2026, orizzonte temporale dei fondi PNRR, innanzitutto mediante la creazione di un piano di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento per l’idrogeno in linea con le previsioni della direttiva AFIR. Inoltre, come anche annunciato nel PNIEC, si intende supportare il ricambio delle flotte di trasporto merci mediante incentivi all’acquisto di veicoli alimentati da carburanti low carbon, quali appunto l’idrogeno. Il PNIEC prevede anche la predisposizione di una misura per la PA, volta a supportare l’utilizzo di low carbon fuels (biocarburanti in purezza/elettrica) nelle proprie flotte. Tali misure contribuiranno alla sostenibilità degli investimenti per le stazioni di rifornimento stradali. Nel settore del trasporto stradale, supportare lo sviluppo della domanda attraverso incentivi specifici per l’acquisto dei mezzi, essenziale per garantire lo sviluppo della domanda e sostenere l’implementazione delle stazioni di rifornimento, a partire da quelle finanziate dal PNRR
- Sarà necessario favorire il miglioramento della logistica di distribuzione dell’idrogeno puro, dai sistemi di compressione e caricamento presso gli impianti produttivi alle flotte di carri bombolai, soprattutto quelli innovativi a pressioni più elevate rispetto allo standard attuale di 200 bar

- Risulta anche fondamentale sostenere la filiera industriale per la realizzazione delle tecnologie ad idrogeno e dei mezzi di trasporto in virtù del fatto che la competitività EU e mondiale della filiera industriale italiana dipenderà dalla capacità di riuscire ad industrializzare per primi le soluzioni per un mercato di massa.
- Nel settore marittimo si intende supportare i costi infrastrutturali legati ai processi di bunkeraggio, a stazioni di rifornimento in porto e ad altre soluzioni per il bunkering di combustibili alternativi, sia in banchina che a mare, o la ricarica di navi mediante idrogeno e derivati. I terminal portuali possono essere una perfetta dimostrazione di “Hydrogen Valleys”, dove testare e validare ecosistemi basati sul vettore idrogeno
- Per quanto riguarda il settore dell’aviazione, il primo passo per la decarbonizzazione si individua nella transizione a idrogeno della logistica intra-aeroportuale, favorendo così lo sviluppo di una filiera dell’idrogeno negli aeroporti, propedeutica al successivo utilizzo negli aeromobili. In tale ambito, si stanno sviluppando progetti di produzione e distribuzione di idrogeno presso gli aeroporti (es. Malpensa, finanziata come small scale hydrogen valley dalla commissione europea (Clean Hydrogen Partnership) in sinergia con OLGA (hOlistic Green Airport), altro programma finanziato dalla Commissione europea).

Trasporti

Termine

1	Infrastrutturazione dei porti	Breve
2	Sviluppare logistica intra-aeroportuale	Breve
3	Sostegno alla filiera industriale per la realizzazione delle tecnologie ad idrogeno e dei mezzi di trasporto	Breve/Medio
4	Piano di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento per l’idrogeno in linea con le previsioni della direttiva AFIR	Medio/lungo
5	Aviazione	Medio/Lungo

## 6.2 Produzione nazionale

### • Principali linee di azione per sostenere e sviluppare la produzione nazionale di idrogeno

Per il sostegno alla produzione nazionale di idrogeno sono dunque da ritenersi prioritarie le linee di azione che vanno in continuità con quanto sopra richiamato:

- incentivare la produzione di idrogeno rinnovabile di origine non biologica (RFNBO) e biologica;
- favorire a livello nazionale lo scale-up del settore favorendo lo sviluppo industriale e l’abbattimento del costo della tecnologia, promuovendo le configurazioni che evidenziano le migliori performance economiche, quali ad esempio le produzioni vicino ai luoghi di consumo abilitate da PPA rinnovabili a maggior numero di ore di produzione, e/o anche, valutandole opportunamente, le produzioni di idrogeno su larga scala collocate in aree strategiche, ferma restando la valutazione dell’impatto sulle infrastrutture di rete (anche elettrica);
- valorizzare la strategicità delle Hydrogen Valleys, anche in aree portuali e aeroportuali, affinché possano creare indotto sul territorio e siano sede potenziale di ulteriore capacità produttiva;
- continuare a efficientare i procedimenti autorizzativi e assicurarne la compatibilità con i tempi di sviluppo dei progetti previsti dal PNRR e con gli obiettivi PNIEC;
- promuovere iniziative di sector coupling, considerando che gli elettrolizzatori connessi alla rete elettrica possono giocare un ruolo nel supportare l’integrazione di nuova capacità rinnovabile e nel fornire flessibilità, e di conseguenza supportare l’avvio di progetti pilota power-to-gas, e valutare gli opportuni adattamenti di regole di mercato e di bilanciamento, in collaborazione con ARERA e TERNA;

- creare un ecosistema favorevole allo sviluppo degli e-fuels, che nel medio-lungo termine potranno costituire una parte importante del consumo di idrogeno a livello nazionale.

	Produzione	Termine
1	Incentivare la produzione di idrogeno rinnovabile di origine non biologica (RFNBO) e biologica	Breve
2	Valorizzazione e rafforzamento delle Hydrogen valleys anche in aree portuale e aeroportuali	Breve
3	Favorire a livello nazionale lo scale-up delle iniziative	Medio
4	Promuovere iniziative di sector coupling	Medio
5	Sviluppare un ecosistema favorevole allo sviluppo degli e-fuels	Medio

### 6.3 Importazione, trasporto, infrastrutture

L'Italia intende interpretare un ruolo di primo piano nel mercato europeo ed internazionale dell'idrogeno, data la sua posizione strategica nel Mediterraneo e grazie agli asset infrastrutturali e agli snodi logistici esistenti.

#### • Principali linee di azione per sostenere trasporto, infrastrutture, import sostenibile

Si ritiene che le azioni prioritarie siano le seguenti:

- introdurre un meccanismo “competition based” per l'importazione di idrogeno verde e dei suoi derivati sul modello del meccanismo H2 Global. Si tratta di un meccanismo a doppia asta, in base al quale sia per l'acquisto dell'idrogeno verde e derivati, sia per la vendita, il prezzo viene determinato tramite procedure di gara competitiva: le offerte con il prezzo di fornitura più basso e le domande che assicurano il prezzo di vendita più alto si aggiudicheranno rispettivamente il contratto di acquisto (purchase contract) e quello di vendita (sale contract), al fine di ridurre al minimo la differenza di prezzo. Quest'ultima viene compensata mediante contributi pubblici;
- sostenere lo sviluppo di progetti di importazione e rigassificazione di ammoniaca;
- valorizzare il ruolo dei porti convertendoli a nuovi hub per le energie rinnovabili
- sviluppare un sistema di certificazione adeguato, che consenta di garantire l'origine, la tracciabilità e la sostenibilità dell'idrogeno prodotto sia in Europa sia in Paesi Terzi, abilitandone l'uso da parte degli utenti industriali, anche in blending e in modo che sia utilizzabile per il conteggio delle emissioni GHG;
- lavorare all'implementazione del contesto giuridico e regolatorio entro cui possa svilupparsi il Corridoio Meridionale Idrogeno, di concerto con gli Stati che oltre all'Italia sono coinvolti nell'iniziativa;
- supportare lo sviluppo del Southern Hydrogen Corridor anche mediante il ricorso ai finanziamenti disponibili a livello europeo e internazionale per il sostegno a progetti di realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde nell'area del Nord Africa e di realizzazione delle infrastrutture di rete;
- sviluppare test pre-normativi sulla filiera dei componenti e sistemi per l'immissione, la gestione e la fornitura dell'idrogeno;
- sviluppare una normativa specifica per l'idrogeno liquido;
- sviluppare un quadro normativo chiaro per le reti private di idrogeno costruite come reti business-to-business, come quelli nell'ambito di Hydrogen Valleys affinché non vengano imposti vincoli normativi a livello europeo che ne blocchino lo sviluppo;
- regolamentare e promuovere l'uso di idrogeno in hub logistici, porti, interporti e aeroporti;

- omogeneizzare le normative esistenti riferite a tutti gli ambiti tecnologici per lo stoccaggio di idrogeno;
- adeguare gli standard di sicurezza per lo stoccaggio di idrogeno, in particolare nelle stazioni di rifornimento;
- sostenerne lo sviluppo di impianti di compressione, liquefazione, riempimento ad alta pressione di carri bombolai, e sviluppo di cisterne criogeniche;
- supportare la distribuzione di idrogeno puro, a partire dai sistemi di compressione e caricamento presso gli impianti produttivi alle flotte di carri bombolai, soprattutto quelli innovativi a pressioni più elevate rispetto allo standard attuale;
- supportare i costi infrastrutturali legati ai processi di bunkeraggio, a stazioni di rifornimento in porto e ad altre soluzioni per i combustibili alternativi, sia in banchina che a mare, e l'alimentazione delle navi con idrogeno e combustibili derivati;
- definire priorità di azione per lo stoccaggio geologico, al fine di poter considerare le diverse opzioni disponibili sul territorio nazionale.

#### Importazione trasporto e Infrastrutture

#### Termine

1	Introdurre un meccanismo "competition based" per l'importazione di idrogeno verde e dei suoi derivati	Breve
2	Sviluppare un sistema di certificazione adeguato	Breve
3	Sostenere lo sviluppo del Southern Hydrogen Corridor	Breve/medio
4	Valorizzare il ruolo dei porti convertendoli a nuovi hub per le energie rinnovabili	Medio
5	Regolamentare e promuovere l'uso di idrogeno in hub logistici, porti, interporti e aeroporti	Medio

## 6.4 Regolazione, procedure autorizzative, certificazione e garanzia di origine

Si intende favorire lo sviluppo di un sistema normativo/autorizzativo chiaro e armonizzato a livello nazionale e comunitario e di una semplificazione delle norme e delle procedure amministrative per consentire alle aziende coinvolte nell'intera filiera di operare in condizioni favorevoli per gli investimenti.

Per favorire la semplificazione normativa e autorizzativa e la competitività del vettore idrogeno il PNRR ha previsto due specifiche riforme di cui si è già detto: Riforma 3.1 - Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno; Riforma 3.2 - Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno.

Si intende procedere nella semplificazione, anche considerando le seguenti linee di azione:

- definire un quadro normativo chiaro, completo e aggiornato inerente all'idrogeno rinnovabile su due fronti principali - sicurezza e sostenibilità - anche agendo a livello europeo per armonizzare le norme nazionali e quelle comunitarie;
- garantire la piena applicabilità delle procedure autorizzative semplificate previste dell'art.38 del Dlgs 199/2021;
- garantire tempi di connessione alla rete elettrica degli elettrolizzatori compatibili con i tempi di realizzazione previsti dal PNRR;
- sviluppare linee guida e circolari esplicative a supporto degli enti territoriali e degli altri enti preposti alle autorizzazioni, per velocizzarne l'iter anche in ottica del rispetto delle tempistiche PNRR;



- predisporre insieme ai Vigili del Fuoco linee guida per l'autorizzazione di impianti di produzione di idrogeno, sulla base della regola tecnica del 7 luglio 2023 e chiarimenti sugli stoccaggi a bassa pressione, per supportare gli enti di riferimento nella pratica di approvazione;
- assegnare ad ARERA il ruolo di autorità competente in materia di regolazione del settore idrogeno;
- attuare le disposizioni regolatorie previste in merito alla possibilità di ampliare il blending in rete dal 2% al 10% ;
- rimuovere le criticità sia regolatorie per l'implementazione di una logistica ad idrogeno liquido per via dell'assenza di normativa di riferimento, sia per l'utilizzo dell'idrogeno da parte di settori industriali come ad esempio carta, cemento, ceramiche, vetro, per l'assenza dell'idrogeno dall'Allegato X alla Parte V del d.lgs. 152/2006, che reca la Disciplina dei combustibili ed in particolare dalla Parte I, Sezione 1, dell'Allegato X, recante l'elenco dei combustibili di cui è consentito l'utilizzo negli impianti di cui al titolo I della Parte V del d.lgs. 152/2006.

Per quanto riguarda le Garanzie di Origine (GO) è stato emanato il DM 14 luglio 2023 che prevede l'emissione, il riconoscimento e l'annullamento di garanzie di origine per la produzione di energia da fonti rinnovabili, di biometano e di idrogeno, anche in attuazione delle misure previste nel PNRR. È inoltre in fase conclusiva la revisione della disciplina sulla sostenibilità dei biocarburanti e del biometano, dei RNFBO e dei Recycled Carbon Fuels (RCF), che integra le disposizioni vigenti con i nuovi requisiti comunitari. Sul tema della certificazione si è detto anche in altri punti, ma si ribadisce anche qui l'esigenza di lavorare su questo fronte, per esempio in virtù delle seguenti linee di azione:

- stabilire, in collaborazione con le istituzioni europee, un sistema di Garanzie di Origine per l'idrogeno rinnovabile che permetta di fornire adeguati segnali di prezzo ai consumatori;
- introdurre criteri per la certificazione dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio (ad es. idrogeno blu) in linea con le indicazioni europee;
- istituire un sistema di tracciabilità e certificazione dell'idrogeno che tenga conto dell'interazione tra i diversi sistemi di certificazione dei vettori energetici e della conseguente conversione delle garanzie d'origine;

## Regolazione

## Termine

	Regolazione	Termine
1	Armonizzare le norme nazionali e quelle comunitarie	Breve
2	Linee guida per autorizzazione impianti	Breve
3	Individuazione Autorità competente	Breve
4	Semplificazioni e supporto agli enti territoriali	Breve/medio
5	certificazione dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio	Medio

## 6.5 Ricerca e Innovazione

Il ruolo fondamentale della ricerca nello sviluppo del settore idrogeno in Italia è supportato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza mediante tre specifici investimenti: Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale; Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario; Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno.

In particolare, l'Investimento 3.5 "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno" è finalizzato a sostenere le attività di ricerca e sviluppo incentrate sull'idrogeno in quattro filoni: (1) produzione di idrogeno verde (ivi compresa la produzione di idrogeno rosa da fonte nucleare); (2) tecnologie innovative per l'idrogeno finalizzate allo stoccaggio, trasporto, trasformazione in derivati ed e-fuel; (3) celle a combustibile per applicazioni stazionarie e di mobilità;

(4) sistemi intelligenti di gestione integrata per migliorare la resilienza e l'affidabilità delle infrastrutture intelligenti basate sull'idrogeno. L'attuazione generale della misura è avvenuta con il DM 545 del 23 dicembre 2021, con il quale:

- è stato stipulato un Accordo con ENEA (110M€) affinché quest'ultima svolga le attività di ricerca dettagliate nel "Piano Operativo di Ricerca" (POR), nelle annualità 2022-2025;
- sono stati pubblicati due bandi (Avvisi pubblici n. 4 e 5 del 23 marzo 2022) rispettivamente per la selezione di progetti su attività di ricerca fondamentale svolta da enti di ricerca ed università (20M€) e su attività di ricerca e sviluppo nel settore dell'idrogeno svolta da soggetti privati (30M€).

La predisposizione ed approvazione del POR è avvenuta nel 2022. Il Piano è articolato in quattro macroaree, in linea con i filoni sopra indicati, sviluppati come di seguito riportato.

- Produzione di idrogeno. Le attività di ricerca sono volte al miglioramento prestazionale delle tecnologie elettrolitiche attualmente disponibili e a favorire lo sviluppo di tecnologie emergenti (processi di reforming integrati con biomasse e fonte solare, la gassificazione delle biomasse, i processi biologici, la scissione fotoelettrochimica dell'acqua).
- Tecnologie innovative per l'idrogeno. Le attività di ricerca sono orientate all'ottimizzazione delle tecnologie esistenti e allo sviluppo di soluzioni innovative nei seguenti filoni: i) iniezione di idrogeno nella rete del gas; ii) stazioni di rifornimento di idrogeno; iii) stoccaggio di idrogeno a pressioni elevate; iv) accumulo sotto forma di altri combustibili.
- Celle a Combustibile. Le attività di ricerca sono finalizzate allo sviluppo e ottimizzazione di nuovi materiali, componenti e architetture di stack per ridurre il costo e aumentarne durata, efficienza e affidabilità.
- Sistemi intelligenti. Le attività sono incentrate allo sviluppo di strategie di controllo e algoritmi di gestione finalizzati a migliorare l'interoperabilità delle tecnologie per la generazione, l'accumulo e l'utilizzo del vettore idrogeno, nonché la sua integrazione nel sistema energetico nel suo complesso.
- Rispetto ai bandi sopra richiamati, conclusi a giugno 2022, il MASE ha ricevuto 39 proposte (116M€) di ricerca fondamentale per il bando rivolto agli enti di ricerca e alle università e 56 progetti di ricerca industriale (126M€).

L'investimento è incrementato con risorse aggiuntive, pari a € 140 milioni di euro, dal REPowerEU, con l'obiettivo di realizzare i progetti già selezionati nell'ambito della misura in questione ma non finanziati per esaurimento della dotazione finanziaria.

Inoltre, nell'ambito della nuova programmazione di Mission Innovation (MI 2.0), il DM n. 386 del 17 novembre 2023 ha individuato i programmi, i progetti e le attività ammissibili nell'ambito dell'iniziativa, ripartito le risorse a disposizione, pari ad oltre 500 M€, tra specifiche attività e definito le modalità generali di attuazione della misura. In particolare, per quanto riguarda l'idrogeno, la programmazione MI 2.0 assegna al programma Clean Hydrogen Mission 118 mln€ (circa 23% del totale).

Per quanto riguarda l'ambito della ricerca e innovazione si individuano le seguenti linee di azione:

- promuovere la ricerca fondamentale ed applicata per sviluppare innovazioni al fine di affrontare le sfide scientifiche e tecnologiche del settore e sviluppare nuove tecnologie a supporto della competitività tecnologica dell'Italia in Europa e nel Mondo;
- ridurre i costi delle tecnologie includendo quelle relative alla loro gestione, aumentare l'affidabilità, l'efficienza, la durata e la sicurezza, sviluppare nuovi materiali e processi per favorire l'aumento delle prestazioni, valutare gli effetti di scala;
- integrare la produzione di idrogeno nel sistema energetico, garantendo così un efficace sector coupling con la generazione da FER e gli utilizzi finali;
- incrementare il ruolo dell'idrogeno in un contesto di economia circolare;
- implementare aspetti normativi (inclusi regolamenti, codici e standard - RCS) a livello Nazionale e contribuire agli stessi a livello Europeo;

- aumentare la resilienza del sistema energetico creando economie decentralizzate basate sull'idrogeno (in particolare quello verde);
- promuovere la collaborazione tra ricerca e industria applicando approcci innovativi e di supporto a TRL bassi e alti;
- sostenere lo sviluppo di elettrolizzatori e di celle a combustibile per accrescere l'efficienza e ridurre i costi delle tecnologie.

Si prevede nell'ambito del RepowerEU la definizione di una specifica misura che recepisca le linee di azione precedentemente indicate.

	Ricerca e innovazione	Termine
1	promuovere la ricerca fondamentale ed applicata	Breve
2	aumentare la resilienza del sistema energetico creando economie decentralizzate basate sull'idrogeno (in particolare quello verde);	Breve
3	sostenere lo sviluppo di elettrolizzatori e di celle a combustibile per accrescere l'efficienza e ridurre i costi delle tecnologie.	Breve/medio

## 6.6 Sviluppo della filiera nazionale dell'idrogeno

L'Italia può posizionarsi strategicamente in tutti i segmenti di riferimento del settore dell'idrogeno. La filiera comprende imprese che si occupano di produzione, logistica, trasporto, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno, aziende che sviluppano le tecnologie e la componentistica per il settore e diverse altre in grado di supportare il settore trasversalmente fornendo servizi di testing, certificazione, modellazione e ingegneria.

Per supportare e sviluppare la filiera nazionale dell'idrogeno, oltre ovviamente a tutto quanto detto nei punti precedenti, sarà utile:

- Sostenere, anche con il ricorso a fondi europei come ad es: il Fondo IPCEI, lo scale-up dell'industria nazionale degli elettrolizzatori valorizzando anche le realtà già esistenti;
- sostenere l'industria nazionale degli stoccaggi anche di grandi dimensioni per migliorare efficienza ed efficacia di utilizzo dell'idrogeno e rafforzare la filiera della logistica;
- Fornire alla comunità di sviluppatori di tecnologie strumenti utili per gestire l'ingresso nel mercato dell'idrogeno (linee guida, focus settoriali ecc.) e per favorirne una penetrazione omogenea e diffusa;
- Sostenere il ricorso a tecnologie che abilitino la gestione avanzata delle infrastrutture ad idrogeno e ne garantiscano l'interoperabilità con gli altri sistemi e reti per favorire il raggiungimento di un sistema energetico integrato;
- facilitare l'adozione delle tecnologie idrogeno sostenendo la ricerca industriale nel campo dell'integrazione di tali tecnologie in applicazioni dedicate ai settori Hard-to-Abate, come ad esempio il settore della mobilità;
- Favorire la creazione di ecosistemi idrogeno come nucleo iniziale per lo sviluppo ed estensione della filiera, ad es. supportando hydrogen valleys in porti e aeroporti.

	Sviluppo della filiera	Termine
1	Sostenere, lo scale-up dell'industria nazionale degli elettrolizzatori valorizzando anche le realtà già esistenti	Breve

2	sostenere l'industria nazionale degli stoccaggi	Breve/medio
3	ricerca industriale nel campo dell'integrazione di tali tecnologie in applicazioni dedicate ai settori Hard-to-Abate, come ad esempio il settore della mobilità	medio

## 6.7 Partnership internazionali nei diversi ambiti

Si ritiene essenziale investire in partnership con gli altri Paesi Membri dell'UE e con i Paesi terzi per sviluppare un mercato europeo e internazionale dell'idrogeno e per promuovere il ruolo dell'Italia come hub per i mercati esteri. Alcune delle linee di azione sono le seguenti:

- Rafforzare e consolidare i partenariati esistenti e avviare nuove cooperazioni strategiche internazionali sia in materia di investimenti sia di ricerca e sviluppo
- Utilizzare le partnership per rafforzare il ruolo dell'Italia nel campo dell'import e dell'export
- Sostenere i progetti faro internazionali, con l'obiettivo di realizzare iniziative su larga scala, economicamente fattibili per la produzione e l'uso dell'idrogeno verde in paesi con un alto potenziale di fonti energetiche rinnovabili.

## 6.8 Formazione, informazione, consultazione, partecipazione

Per supportare e sviluppare i programmi di formazione e informazione nel campo dell'idrogeno si individuano le seguenti linee di azione:

- avviare nuovi programmi di formazione, a livello di istituti di formazione tecnica e di Università, per lo sviluppo delle competenze necessarie a sostenere la crescita del settore industriale;
- Supportare programmi formativi e informativi anche attraverso forme di collaborazione con il settore privato;
- Rafforzare i centri di competenza nazionali, i centri di ricerca e le Università;
- Promuovere la formazione orientata allo sviluppo della domanda e la formazione di lavoratori qualificati nel campo dell'idrogeno.

Per assicurare la partecipazione pubblica si individuano risulta opportuno:

- Rendere strutturale il tavolo di consultazione tra il MASE e gli stakeholders di settore avviato per la predisposizione della presente Strategia;
- Promuovere la partecipazione del pubblico nell'implementazione di progetti di siti di produzione e stoccaggio di idrogeno;
- Sostenere azioni ed eventi divulgativi e formativi al fine di promuovere l'accettazione sociale delle tecnologie basate sull'idrogeno;
- Fornire all'opinione pubblica informazioni chiare e trasparenti sulle condizioni di sicurezza nelle quali avviene lo stoccaggio di idrogeno, con specifico riferimento alle diverse tecnologie;
- Promuovere una disseminazione dei temi legati alla sicurezza in collaborazione con il Corpo dei Vigili del fuoco.

## Appendice 1 – Tipologie di idrogeno per la strategia

L'idrogeno può essere impiegato in purezza, in miscela con altri combustibili, oppure previa conversione in un combustibile sintetico derivato<sup>30</sup>. Inoltre, si distinguono gli utilizzi energetici (combustione) dagli utilizzi non-energetici (impiego come materia prima in processi quali ad esempio la produzione di fertilizzanti, oppure la produzione di acciaio, in cui l'idrogeno può esser impiegato come agente riducente). Nelle valutazioni della presente strategia ci si riferisce al complesso delle destinazioni d'uso (energetiche e non energetiche) e delle forme di impiego (idrogeno puro, in miscela con altri gas, o precursore di combustibili sintetici).

L'idrogeno viene spesso classificato in base alla filiera produttiva impiegata e può ancora capitare di imbattersi in una terminologia, non ufficiale, che fa riferimento ai colori, ad esempio:

- **idrogeno grigio**: prodotto a partire da fonti fossili senza cattura della CO<sub>2</sub> prodotta;
- **idrogeno blu**: prodotto a partire da fonti fossili ma catturando la CO<sub>2</sub> prodotta;
- **idrogeno verde\***<sup>31</sup>: prodotto da fonti rinnovabili;
- **idrogeno rosa**: prodotto da fonte nucleare;
- **idrogeno bianco**: di origine geologica.

Tuttavia, tale classificazione non è stata codificata nella normativa Comunitaria e non è impiegata da Eurostat. La classificazione Europea si è evoluta utilizzando altre classificazioni.

La Strategia Europea dell'idrogeno (COM/2020/301) faceva riferimento a differenti tipologie di idrogeno:

- **idrogeno elettrolitico**: prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore alimentato ad energia elettrica, a prescindere dalla fonte di quest'ultima;
- **idrogeno rinnovabile (o pulito)**: prodotto da fonti rinnovabili, ad esempio attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore alimentato ad energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, oppure mediante reforming di biogas o conversione biochimica della biomassa, se conforme ai requisiti di sostenibilità<sup>32</sup>;
- **idrogeno di origine fossile**: prodotto attraverso vari processi le cui materie prime sono combustibili fossili, in particolare il reforming del gas naturale o la gassificazione del carbone;
- **idrogeno di origine fossile con cattura del carbonio**: è una sottocategoria dell'idrogeno di origine fossile caratterizzata dalla cattura dei gas serra emessi durante il processo di produzione; questo tipo di produzione con cattura dei gas serra genera meno emissioni rispetto all'idrogeno di origine fossile, ma occorre tener conto dell'efficacia variabile della cattura dei gas serra;
- **idrogeno a basse emissioni di carbonio ("low carbon") \***: include l'idrogeno di origine fossile con cattura del carbonio e l'idrogeno elettrolitico, che nell'intero ciclo di vita determinano emissioni di gas serra notevolmente inferiori rispetto alla produzione di idrogeno esistente.

Alle suddette definizioni, richiamate dalla Strategia Europea sull'Idrogeno, si è affiancata un'altra perimetrazione di rilievo, adottata nell'ambito della tassonomia europea sugli investimenti "verdi" (in

<sup>30</sup> Al tema dei combustibili derivati dall'idrogeno sono spesso accostati due acronimi: RFNBO ed e-fuel. **RFNBO** è un acronimo introdotto dalla RED3 per indicare i combustibili rinnovabili di origine non biologica (quindi differenti dai biocombustibili). L'acronimo **e-fuel** (o i termini simili Electrofuel o Power-to-X fuel) non è univocamente codificato nella normativa, ma frequentemente si usa per indicare i combustibili prodotti per sintesi chimica tra l'idrogeno ottenuto per elettrolisi dell'acqua effettuata con energia elettrica prodotta senza emissioni (alcuni riferimenti citano solo energia rinnovabile, altri riferimenti includono anche altre modalità di generazione elettrica purché GHG free) e la CO<sub>2</sub> catturata da varie fonti. Molteplici combustibili possono essere contemporaneamente sia RFNBO sia e-fuel. Tutti questi combustibili, una volta prodotti, possono essere chimicamente analoghi ai loro omologhi di derivazione fossile (ad. es. metanolo, etc.).

<sup>31</sup> La terminologia "Idrogeno verde" può in realtà avere differenti accezioni, quella più colloquiale qui richiamata che fa riferimento al suo essere "di colore verde" in quanto prodotto da fonti rinnovabili, e un'altra accezione con significato leggermente diverso (più avanti nel testo); a questo primo richiamo all'idrogeno verde si è attribuito un asterisco \* al fine di distinguerlo appunto dal successivo richiamo (questo espediente di utilizzare uno o due asterischi per espressioni omologhe ma con significati differenti viene usato più avanti nel testo anche per l'idrogeno "low carbon").

<sup>32</sup> Un particolare sottoinsieme dell'idrogeno rinnovabile è quello che viene denotato come **bioidrogeno** o idrogeno biogenico (che si distingue dunque dagli RFNBO), ovvero sia l'idrogeno rinnovabile di origine biologica, ottenuto dalle bioenergie attraverso vari processi di sintesi. Secondo alcune fonti il termine si riferirebbe prevalentemente a processi biologici, termochimici, bioelettrochimici (es. EBA); in altri ambiti il termine è usato più estensivamente, anche includendo l'idrogeno ottenuto per elettrolisi dell'acqua alimentata con elettricità prodotta da bioenergie (es. consultazione regolamentazione degli incentivi tariffari alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di cui all' articolo 11, comma 2 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199).

particolare, Regolamento (UE) 2021/2139<sup>33</sup>. A tale definizione fa anche riferimento il PNRR e la normativa italiana che ha regolato le modalità di accesso alle varie linee di finanziamento del PNRR:

- **idrogeno verde \*\***: prodotto da rinnovabili e che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4 % rispetto ai 94 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di un combustibile fossile di riferimento, che si traduce in emissioni di gas serra nel ciclo di vita inferiori a 3 tCO<sub>2</sub>eq/tH<sub>2</sub>.

Recentemente il novero delle classificazioni dell'idrogeno è stato ulteriormente rivisto, poiché la Direttiva 2024/1788 relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, fornisce una nuova definizione di idrogeno a basse emissioni:

- **idrogeno a basse emissioni di carbonio ("low carbon") \*\***: idrogeno il cui contenuto energetico deriva da fonti non rinnovabili e che rispetta la soglia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari al 70 % rispetto al carburante fossile di riferimento per i combustibili rinnovabili di origine non biologica.

Nel rispetto dei requisiti di riduzione delle emissioni di gas serra sopra esposti, tali specifiche permettono anche all'idrogeno ottenuto da fonte nucleare di essere potenzialmente classificato come idrogeno a basse emissioni di carbonio.

Naturalmente, in tema di energie rinnovabili, la regolazione europea è imperniata sulle Direttive ad esse dedicate. In tale ambito, la Direttiva sulle energie rinnovabili 2018/2001 e la Direttiva che la aggiorna 2023/2413, introduce il concetto di **combustibili rinnovabili di origine non biologica (Renewable Fuels of Non biological Origin - RFNBO)**, costituito dai carburanti liquidi o gassosi, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa. A tale definizione è stata data concreta applicazione attraverso la pubblicazione di due atti delegati<sup>34</sup> che disciplinano i requisiti che tali combustibili devono rispettare e i criteri di calcolo dei risparmi emissivi. A questa stessa definizione si riferiscono inoltre gli obiettivi europei di consumo di idrogeno rinnovabile al 2030 (e dunque anche le relative traiettorie descritte nel PNIEC italiano presentato alla Commissione Europea il 1 luglio 2024). Inoltre, ci si riferisce alla definizione di combustibili rinnovabili di origine non biologica anche nel Regolamento ReFuelEU Aviation<sup>35</sup> e nel Regolamento FuelEU Maritime<sup>36</sup> che tracciano percorsi di decarbonizzazione per i settori rispettivamente dell'aviazione e della navigazione. Dato che agli RFNBO sono assegnati dalla disciplina comunitaria obiettivi settoriali di consumo, e quindi un certo rilievo, si descrivono di seguito i principali criteri stabiliti dai due citati atti delegati.

- Il Regolamento delegato 2023/1184 definisce criteri specifici da rispettare per poter considerare **interamente rinnovabile l'energia elettrica utilizzata dagli elettrolizzatori**, in deroga al principio generale stabilito dalla RED III, secondo il quale si considera rinnovabile una quota dell'energia elettrica utilizzata per la produzione di RFNBO pari alla media della quota rinnovabile del sistema elettrico nazionale misurata nei due anni precedenti. E' stabilito che si possa considerare interamente rinnovabile l'elettricità impiegata in alcuni casi.
  - Collegamento diretto tra impianto di produzione di energia elettrica rinnovabile ed elettrolizzatore. In questo caso si devono rispettare alcune specifiche condizioni che consentano di dimostrare che

<sup>33</sup> Regolamento delegato (UE) 2021/2139 della Commissione del 4 giugno 2021 (che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio fissando i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale). Per la precisione, il punto 3.10 stabilisce che l'attività di produzione di idrogeno e combustibili sintetici a base di idrogeno "soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4 % per l'idrogeno [che si traduce in emissioni di gas serra nel ciclo di vita inferiori a 3 tCO<sub>2</sub>e/tH<sub>2</sub>] e del 70 % per i combustibili sintetici a base di idrogeno rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO<sub>2</sub>e/MJ in linea con l'approccio stabilito dall'articolo 25, paragrafo 2, e dall'allegato V della direttiva (UE) 2018/2001".

<sup>34</sup> Regolamento delegato (UE) 2023/1184 che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto, e Regolamento delegato (UE) 2023/1185 che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato.

<sup>35</sup> Regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile.

<sup>36</sup> Regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 del 13 settembre 2023 sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo.



l'energia utilizzata per la produzione di RFNBO non proviene dalla rete e l'impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili deve essere entrato in funzione non più di 36 mesi prima dell'impianto di produzione di RFNBO.

- Utilizzo da parte dell'elettrolizzatore di energia elettrica di rete, conteggiabile come integralmente rinnovabile, se l'impianto di produzione di RFNBO è ubicato in una zona di offerta nella quale la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato il 90% nell'anno civile precedente. In Italia, ad esempio, stando alle statistiche regionali pubblicate da Terna opportunamente elaborate per rispondere ai criteri della direttiva 2018/2001, la zona di mercato Sud risulta avesse nel 2022 una quota rinnovabile del 60%-67% (variazione dipendente da alcune scelte metodologiche di calcolo non ancora chiarite dalla Commissione); ci si attende comunque che nei prossimi anni potrà essere raggiunta la soglia del 90%. In caso non sia raggiunta la soglia del 90%, è comunque possibile conteggiare come interamente rinnovabile l'energia elettrica se si rispettano i seguenti requisiti:
  - requisito dell'addizionalità, per garantire che l'aumento della produzione di idrogeno vada di pari passo con l'incremento della generazione di elettricità rinnovabile. A tal fine, le norme impongono ai produttori di idrogeno di concludere accordi di acquisto di energia (PPA) con capacità di generazione di elettricità rinnovabile nuova (impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili entrato in funzione non più di 36 mesi prima dell'impianto di produzione di RFNBO) e non incentivata. Tuttavia, per sostenere il rapido sviluppo di elettrolizzatori, per la capacità di produzione di idrogeno rinnovabile entrata in esercizio prima del 1° gennaio 2028 non sarà richiesto il rispetto del requisito di addizionalità (impianti nuovi e non incentivati) fino al 2037;
  - criteri di correlazione temporale e geografica<sup>37</sup>, volti a garantire che l'idrogeno venga prodotto quando e dove è disponibile elettricità rinnovabile. Tali criteri mirano a evitare che la domanda di elettricità rinnovabile utilizzata per la produzione di idrogeno comporti anche una produzione di elettricità da fonti fossili. Sarà consentito fino a gennaio 2030 abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'associata produzione di idrogeno rinnovabile su base mensile.
- Il secondo atto delegato (Regolamento 2023/1185) stabilisce una soglia minima (-70% rispetto ad un combustibile fossile con emissioni di 94 gCO<sub>2</sub> eq/MJ) per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili derivanti da carbonio riciclato, e fornisce una metodologia per il calcolo delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita per i RFNBO. Si considerano le emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita dei combustibili, comprese le emissioni upstream, le emissioni associate all'elettricità prelevata dalla rete, alle varie lavorazioni e quelle associate al trasporto di questi combustibili al consumatore finale.

**Il tema dei criteri da rispettare affinché l'idrogeno e i combustibili da esso derivati possano essere considerati RFNBO è importante poiché per essi la RED 3 individua obiettivi specifici; sarebbe però a rigore scorretto ritenere che il ruolo dell'idrogeno come vettore di decarbonizzazione (e dunque il suo posto in una strategia nazionale sull'idrogeno) coincida esattamente con il ruolo dei RFNBO a breve, medio e lungo termine. Difatti, tutto il consumo di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili (idrogeno rinnovabile) concorre agli obiettivi di consumo di energie rinnovabili, mentre solo i RFNBO che rispettano i criteri degli atti delegati concorrono agli**

<sup>37</sup> Dal 2030 la condizione di correlazione temporale è considerata soddisfatta se i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto sono prodotti nello stesso periodo di un'ora dell'energia elettrica da fonti rinnovabili generata nel quadro dell'accordo di compravendita ad essa relativo, o se sono prodotti a partire da energia elettrica rinnovabile proveniente da una nuova opera di stoccaggio, ubicata dietro lo stesso punto di connessione alla rete dell'elettrolizzatore o dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, caricata nello stesso periodo di un'ora in cui è stata generata l'energia elettrica contemplata dall'accordo di compravendita.

La condizione di correlazione geografica è considerata soddisfatta se è rispettato almeno uno dei seguenti criteri relativi all'ubicazione dell'elettrolizzatore: a) l'impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili contemplato dall'accordo di compravendita ad essa relativo è ubicato nella stessa zona di offerta dell'elettrolizzatore, o lo era quando è entrato in funzione; b) l'impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili è ubicato in una zona di offerta interconnessa, anche in un altro Stato membro, nella quale i prezzi dell'energia elettrica nel periodo d'interesse sul mercato del giorno prima sono uguali o superiori a quelli nella zona di offerta in cui sono prodotti i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto; c) l'impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili contemplato dall'accordo di compravendita ad essa relativo è ubicato in una zona di offerta offshore interconnessa con la zona di offerta dell'elettrolizzatore.



**obiettivi settoriali ad essi riferiti (nell'industria, nei settori marittimo e aviazione). Inoltre, sia l'idrogeno rinnovabile, sia l'idrogeno a basse emissioni\*\*, concorrono agli obiettivi di riduzione dei gas serra. L'idrogeno rinnovabile concorre anche agli obiettivi di riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili e derivati, e dunque agli obiettivi di sicurezza energetica. Nel breve termine, comunque, anche ai fini della decarbonizzazione dei settori che già utilizzano idrogeno grigio, un ruolo può essere altresì svolto dall'idrogeno a basse emissioni\*\*, anche considerandone l'attuale minore costo di produzione; naturalmente, comunque, anche nel breve termine va subito sostenuto e diffuso l'utilizzo di idrogeno rinnovabile, che è il vettore energetico principale su cui concentrare le strategie di medio e lungo periodo.**

Da un punto di vista di monitoraggio statistico, infine, i consumi di idrogeno vengono rilevati in ottemperanza a quanto previsto dal Regolamento (UE) 2022/132, che ha modificato il Regolamento sulle statistiche energetiche (Regolamento 1099/2008). A partire dal 2024 è previsto l'invio ad Eurostat di un set di informazioni armonizzato per tutti gli Stati Membri tale da rilevare, con criteri e definizioni comuni<sup>38</sup>:

- Produzione: suddivisa per fonte energetica ed eventuale presenza di CCS;
- Scambi con l'estero ed eventuale trasformazione in combustibili derivati;
- Consumo: settore di consumo e tipologia di utilizzo (energetico o non energetico).

Nel testo di questo documento, laddove si cita l'idrogeno, ove non espressamente specificato o non chiaramente desumibile dal contesto, si utilizzeranno per comodità editoriale prevalentemente alcuni dei significati richiamati in questo paragrafo, e in particolare:

- Idrogeno grigio: prodotto a partire da fonti fossili senza cattura della CO<sub>2</sub>;
- Idrogeno blu: prodotto a partire da fonti fossili con cattura della CO<sub>2</sub>;
- Idrogeno a basse emissioni o low carbon: quello che in questo paragrafo è stato denotato come "idrogeno a basse emissioni o low carbon", ovvero sia prodotto da fonti fossili ma rispettando la soglia di riduzione delle emissioni del 70%, compreso l'idrogeno blu se rispetta la suddetta soglia di riduzione ;
- Idrogeno rosa: prodotto da fonte nucleare;
- Idrogeno rinnovabile: prodotto da fonti rinnovabili e che rispetta la soglia di riduzione delle emissioni del 70%;
- Idrogeno: laddove nel prosieguo del documento si parli genericamente di decarbonizzazione e di idrogeno senza chiarire espressamente di quale tipo di idrogeno si stia trattando, si deve intendere l'insieme tra idrogeno rinnovabile e idrogeno a basse emissioni di cui sopra.

## Appendice 2 - Ricerca e Innovazione

L'attività di ricerca e innovazione rappresenta un importante fattore abilitante e un acceleratore della diffusione dell'idrogeno. L'obiettivo è stabilire una rete nazionale in grado di validare diverse tecnologie e strategie operative e fornire servizi di ricerca, sviluppo e sperimentazione per gli operatori industriali che necessitano di una convalida dei loro sistemi. Ciò generando e mantenendo il sostegno da parte di tutti gli stakeholder interessati anche attraverso la promozione e l'educazione scientifica e con la condivisione delle conoscenze mediante attività di sensibilizzazione pubblica.

Lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie afferenti alla catena del valore dell'idrogeno (dalla generazione allo stoccaggio, dal trasporto alla distribuzione fino agli utilizzi finali) devono soddisfare i criteri di sostenibilità, competitività economica, protezione dell'ambiente e sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

La ricerca dovrà supportare lo sviluppo dell'intera filiera tecnologica, individuando alcune aree prioritarie e strategiche che concorrono al raggiungimento degli obiettivi di produzione e di penetrazione dell'idrogeno sulla

<sup>38</sup> <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/16135593/Hydrogen+-+Reporting+instructions.pdf>

base di orizzonti temporali di breve, medio e lungo termine, considerando la maturità delle tecnologie, la disponibilità delle rinnovabili, la prontezza dei settori che rappresentano la domanda di idrogeno.

Le sfide tecnologiche da affrontare per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno si declinano su differenti ambiti ed esigenze:

- promuovere la ricerca fondamentale ed applicata per sviluppare innovazioni;
- sviluppare nuovi materiali e processi per favorire l'aumento delle prestazioni, valutando gli effetti di scala;
- aumentare l'affidabilità, l'efficienza, la durata e la sicurezza;
- ridurre i costi delle tecnologie;
- sviluppare nuove tecnologie a supporto della competitività tecnologica dell'Italia in Europa e nel Mondo;
- integrare la produzione di idrogeno nel sistema energetico, garantendo un efficace sector coupling con la generazione da FER e gli utilizzi finali in ambito elettrico, termico e trasporti;
- incrementare il ruolo dell'idrogeno in un contesto di economia circolare;
- implementare aspetti normativi (inclusi regolamenti, codici e standard) a livello nazionale e contribuire agli stessi a livello Europeo e internazionale;
- aumentare la resilienza del sistema energetico creando economie decentralizzate basate sull'idrogeno, in particolare quello verde;
- promuovere la collaborazione tra ricerca e industria, applicando approcci innovativi e di supporto ai diversi livelli di maturità tecnologica.

Particolare attenzione deve essere posta ai grandi progetti di innovazione che, con un'adeguata strategia di sostegno, possono consentire il consolidamento dei risultati tecnologici entro il 2030 e la loro applicazione generalizzata entro il 2050.

Nel periodo 2020-2030 i principali settori di maturità su cui è opportuno concentrare la ricerca saranno quelli relativi alle applicazioni nei settori cosiddetti "hard to abate". In particolare, per l'industria, i settori chimico, petrolchimico, siderurgico, vetro, cemento e carta. Per il settore mobilità, il trasporto su rotaia laddove non è possibile l'elettrificazione delle linee, il trasporto aereo, il trasporto navale e su gomma in particolare per i veicoli pesanti per lunghe distanze.

È necessario sostenere tutte quelle applicazioni che sono già in fase di validazione quali le applicazioni degli elettrolizzatori per il bilanciamento della rete, il power-to-gas, l'immissione di H<sub>2</sub> nella rete gas e l'accumulo su base giornaliera e stagionale (in particolare, di tipo geologico) del surplus di energia rinnovabile. Parimenti importanti le tecnologie riguardanti le infrastrutture destinate al trasporto, alla rigassificazione e al cracking di derivati dell'idrogeno.

Altri campi importanti di validazione riguardano l'utilizzo delle fuel-cell in sistemi CHP e micro CHP, e la produzione di idrogeno anche da gassificazione delle biomasse e dei rifiuti solidi urbani.

Fondamentale sarà il sostegno allo sviluppo di elettrolizzatori e di celle a combustibile per accrescere l'efficienza e ridurre i costi delle tecnologie.

Tutte le strategie internazionali sull'idrogeno hanno in comune tre obiettivi di ricerca e sviluppo a cui dedicare il massimo impegno:

- sviluppo di catalizzatori, oggi principalmente basati su metalli del gruppo del platino (PGM), con basse quantità o liberi da materie prime critiche per elettrolizzatori e celle a combustibile;
- semiconduttori per la produzione diretta di idrogeno da radiazione solare;
- ricerca di materiali avanzati per lo stoccaggio dell'idrogeno (es. nanofibre di carbonio, vettori H<sub>2</sub>);
- studio per la comprensione avanzata dei meccanismi delle prestazioni e della durata degli elettrolizzatori e delle celle a combustibile.

La Ricerca e Innovazione (R&I) in Italia per lo sviluppo delle tecnologie della filiera dell'idrogeno è attualmente sostenuta da diversi programmi in ambito Nazionale ed Europeo, di seguito richiamati.

## Ricerca e innovazione in Italia

- **R&I nell'ambito della Missione M2C2.3.5 del PNRR**

La R&I in ambito nazionale viene attualmente e in primo luogo implementata attraverso l'Investimento 3.5 "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno" nell'ambito della Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica" - Componente 2 (M2C2) - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile del PNRR (l'investimento specifico per la ricerca sull'idrogeno è di 160 mln€).

L'obiettivo generale è di migliorare le tecnologie e verificare la fase di industrializzazione dei processi innovativi, ridurre sia i capex che i costi di esercizio e manutenzione e promuovere la sperimentazione delle tecnologie nei principali settori di applicazione. I temi di maggiore rilevanza riguardano la dimostrazione delle diverse tecnologie per la produzione di idrogeno da fonti energetiche rinnovabili, il suo trasporto in gasdotti, la distribuzione in miscela con il gas naturale e l'utilizzo nei vari settori applicativi, in particolare quelli hard-to-abate relativi a energia, industria, mobilità sostenibile e processi di trasformazione in prodotti sintetici (gas/liquidi) da utilizzare come combustibili rinnovabili o carrier di idrogeno.

- **La Ricerca di Sistema per il Settore Elettrico**

Attività di ricerca applicata che coinvolgono il vettore idrogeno vengono svolte con il supporto del Fondo per la Ricerca di Sistema, in particolare per quanto riguarda lo sviluppo di materiali e processi di produzione, trasporto e utilizzo, anche in miscela con il gas naturale, inclusa la produzione di combustibili rinnovabili a partire da idrogeno. Particolare rilevanza sono gli studi e le esperienze sulla pianificazione e gestione di reti multienergetiche, che rappresentano un aspetto cruciale del sector coupling.

- **Strategia italiana ricerca idrogeno (SIRI)**

La Strategia Italiana Ricerca Idrogeno (SIRI) è stata adottata dal Ministero dell'Università e della Ricerca (MUR) nell'ottobre 2020; tale strategia precede quindi il PNRR e rappresenta un primo approccio organico a livello ministeriale per delineare un programma di ricerca nazionale sull'idrogeno in modo strutturato attraverso una strategia ampia e concreta. I temi affrontati sono quelli della produzione di idrogeno pulito, elettrolisi e processi termochimici, trasporto, stoccaggio e distribuzione, mobilità a idrogeno pulita e competitiva, formazione, e ricerca pre-normativa. Nel programma della SIRI, la produzione e l'impiego dell'idrogeno rappresentano una risorsa importante per il sistema energetico nazionale in linea con il Green Deal Europeo e il Programma Quadro per la Ricerca e l'Innovazione - Horizon Europe.

## Ricerca e innovazione nelle partnership internazionali

- **Mission Innovation**

**Mission Innovation 1.0** è un'iniziativa globale a cui aderiscono 24 Paesi e la Commissione Europea (in rappresentanza dell'UE), che ha come obiettivo l'accelerazione dell'innovazione delle tecnologie per la decarbonizzazione. Nell'ambito di Mission Innovation, il MASE ha finanziato con 35,8 mln€ un programma triennale di R&D&I che vede la partecipazione di ENEA, CNR e RSE. In tale contesto sono stati previsti la realizzazione di una "Hydrogen demo Valley" (con l'obiettivo di dimostrare su scala reale la fattibilità, la funzionalità, la sostenibilità, la resilienza e la sicurezza di un ecosistema basato sull'idrogeno), di una microrete multi-vettore (che prevede l'integrazione di alcune delle tecnologie afferenti alla filiera idrogeno) e di applicazioni nel settore della mobilità a idrogeno verde prodotto da fotovoltaico (destinati a minibus e biciclette a pedalata assistita alimentate ad idrogeno).

A luglio 2021 è stata lanciata la nuova fase denominata "**Mission Innovation 2.0**", a cui l'Italia ha aderito con la creazione di nuove 6 Mission tra cui la Clean Hydrogen Mission nella quale ENEA, CNR e RSE svolgono un ruolo

di supporto nei confronti del MASE per: la definizione del programma di ricerca, il coinvolgimento delle filiere industriali e manifatturiere di settore e indotto, la realizzazione di almeno 100 hydrogen valley integrate su larga scala in tutto il mondo.

- **IPCEI – Important Project of Common European Interest**

L'iniziativa IPCEI "Important Projects of Common European Interest" sull'idrogeno è stata avviata a livello nazionale nei primi mesi del 2019, attraverso l'invito, promosso dal MiSE (oggi MIMIT) rivolto alle aziende nazionali, a manifestare interesse alla partecipazione.

Il primo progetto IPCEI sull'idrogeno, denominato, "**Hy2Tech**", è stato approvato dalla Commissione Europea il 15 luglio 2022 per sostenere la ricerca, l'innovazione ed il primo sviluppo industriale delle tecnologie afferenti alla catena del valore dell'idrogeno. L'Italia partecipa con 6 progetti industriali (Alstom, Ansaldo, De Nora/Snam, Enel, Fincantieri, Iveco) e 2 progetti di R&D presentati da organismi di ricerca (ENEA e FBK). La partecipazione dei partner italiani al progetto IPCEI Hy2Tech consentirà all'Italia di sviluppare e implementare a livello pre-industriale (impianti pilota o di first industrial deployment) tecnologie abilitanti della filiera dell'idrogeno (elettrolizzatori, celle a combustibile, sistemi di stoccaggio, trasporto e distribuzione, etc.).

Il 21 settembre 2022 la Commissione Europea ha annunciato l'approvazione del secondo IPCEI sull'idrogeno "**Hy2Use**". Questa seconda lista di progetti IPCEI prevede la costruzione di infrastrutture su larga scala per la produzione, stoccaggio e trasporto di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio e lo sviluppo di prodotti innovativi e tecnologie più sostenibili per l'integrazione di idrogeno nei processi industriali di molteplici settori "Hard to Abate". Quattro sono le imprese italiane coinvolte: Next Chem-Maire Tecnimont, Rina-CSM, SardHy, South Italy Green Hydrogen.

Nel 2024 sono state approvate dalla Commissione Europea le progettualità afferenti ad altre due *Waves* IPCEI denominate Hy2Infra e Hy2Move, rispettivamente relative alle infrastrutture e ai trasporti, nelle quali sono presenti complessivamente quattro iniziative italiane.

- **Altre iniziative in ambito Europeo**

A livello europeo, progetti R&I che vedono la partecipazione attiva di partner italiani sono principalmente finanziati attraverso la **Clean Hydrogen Partnership**. Dal 2008 al 2024 la Partnership ha assegnato ai partner italiani circa 172,5 milioni di euro di finanziamenti per supportare per oltre 214 progetti, che coinvolgono 170 beneficiari diversi.

Un ulteriore strumento per il finanziamento di progetti dimostrativi in Italia è l'**Innovation Fund**. Il Fondo attualmente supporta 4 progetti localizzati in Italia, che prevedono il risparmio di circa 25,2 Mton di CO2 equivalente nei primi 10 anni di esercizio.

L'Italia partecipa attivamente anche a diverse iniziative della Commissione Europea per la definizione delle priorità e progetti R&D sull'idrogeno tra cui *Hydrogen Europe*, *Hydrogen Public Funding Compass*, *Hydrogen Council*, *Joint Programme on Fuel Cells and Hydrogen della European Energy Research Alliance (ERA JP FCH)*, *European Clean Hydrogen Alliance (ECHA)*.

- **Altre iniziative in ambito Internazionale**

Diversi attori italiani (università, centri di ricerca, aziende) partecipano attivamente ai gruppo di lavoro e task definiti nell'ambito dei Technology Collaboration Programmes (TCP) dell'International Energy Agency - IEA. Ad esempio, ENEA rappresenta l'Italia nei Comitati Esecutivi (ExCo) dei due TCP della tematica idrogeno: IEA Hydrogen TCP e IEA Advanced Fuel Cells TCP. Nella TCP IEA-Hydrogen da Luglio 2023 l'ENEA è anche coordinatore della Task 45 "Renewable Hydrogen Production". Sul fronte delle rinnovabili poi l'impegno dell'Italia è molto ampio in varie iniziative e gruppi di lavoro, ad esempio il GSE rappresenta l'Italia nel Renewable Energy Working Party, sotto la cui supervisione si dipanano i lavori dei vari TCP specialistici (tra cui quello su fotovoltaico che vede coinvolti, tra gli altri, RSE, GSE, ENEA).