

ABSTRACT

Position Paper



FREE



Il presente documento è stato redatto
dai Gruppi di Lavoro del Coordinamento FREE

Coordinatore

Riccardo Amirante

con il contributo di:



**ELETTRICITÀ
FUTURA**
Imprese elettriche italiane

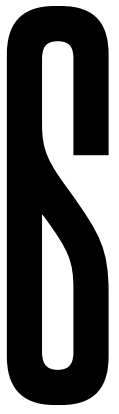
Anev
Associazione Nazionale Energia del vento

MOTUS 

 **FederIdroelettrica**
Federazione Produttori Idroelettrici

 **Kyoto Club**

 **DISTRETTO PRODUTTIVO PUGLIESE
LA NUOVA ENERGIA.**



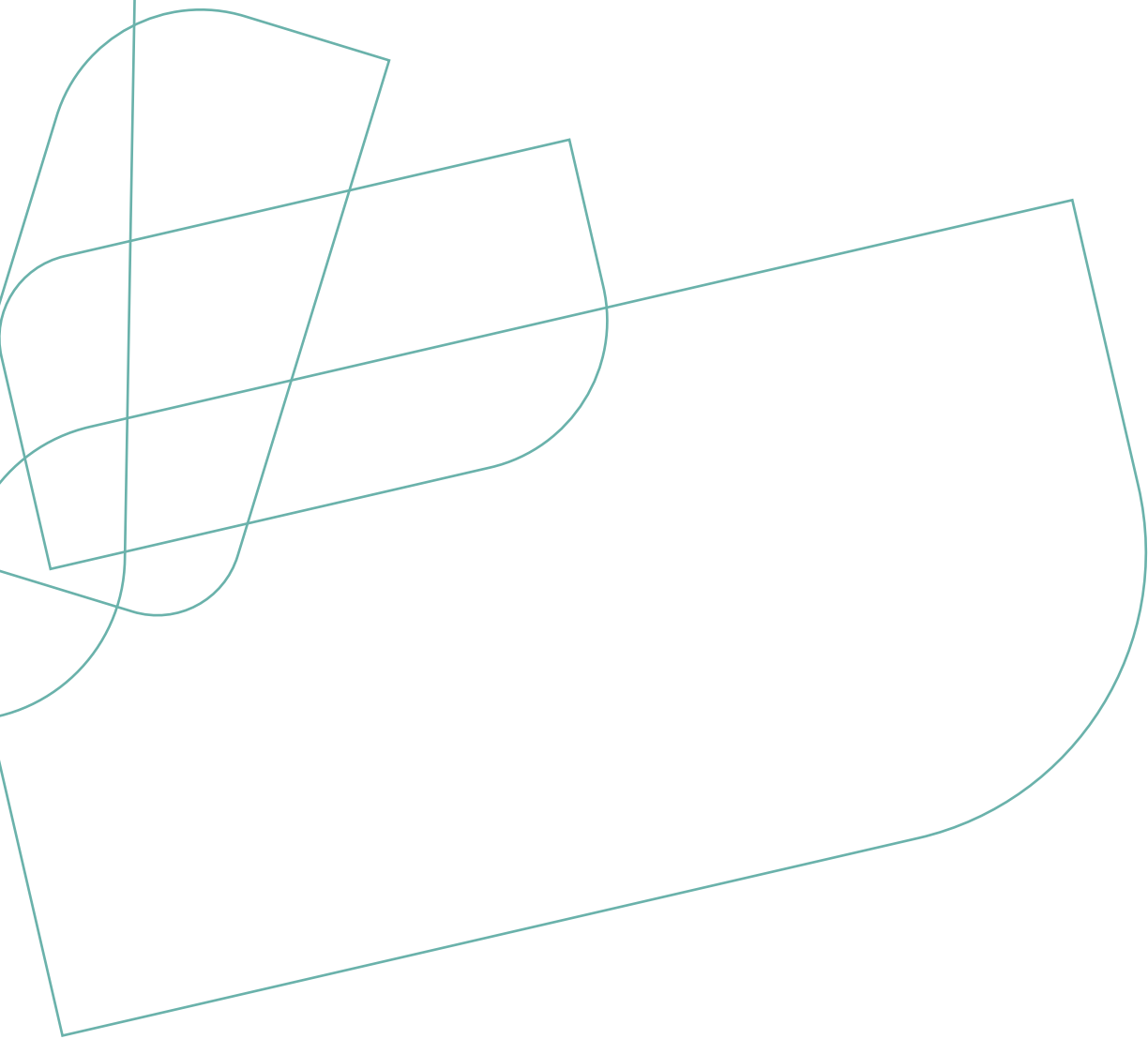
L'ECONOMIA
DELL'IDROGENO
A
IMPATTO
CARBONIOSO
NULLO

ABSTRACT



SOMMARIO

Premessa	7
1. Linee guida europee	8
2. Nuove energie, nuove necessità: lo storage	10
3. Produzione "verde" dell'idrogeno.....	12
3.1 Certificazione e tracciabilità: un processo produttivo "DOC"	13
3.2 Elettrolizzatori e produttori.....	17
3.2.1 Alcalini	19
3.2.2 A membrane	19
3.2.3 Ossidi solidi	19
4. Integrazione dell'idrogeno nella catena energetica.....	20
4.1 Analisi del fabbisogno energetico primario per l'economia dell'idrogeno	21
4.2 Quota destinabile al mercato dell'idrogeno	23
4.3 Trasporto dell'idrogeno	24
5. Le dinamiche di domanda dell'idrogeno	25
5.1 Idrogeno per la richiesta di calore, vapore e grandi quantità di energia	28
5.2 Produzione di acciaio, ceramica e vetro	28
6. Idrogeno per la mobilità	30
6.1 Celle a combustibile.....	30
6.2 Motori alternativi combustione interna	31
6.3 Motori a combustione interna a flusso permanente, microturbine	32
6.4 Le stazioni di rifornimento, hub o distribuite?.....	33
6.5 Trasporto ferroviario	34
6.6 Trasporto navale	35
6.7 Trasporto aereo.....	36
7.1 Risorse destinate a Ricerca e Sviluppo	39
7. Risorse economiche necessarie e incentivazione dei processi..	39
7.2 Incentivazione dei processi innovativi.....	41
8. Considerazioni conclusive.....	43
Note	47



Premessa

La decarbonizzazione del comparto di produzione dell'energia, dell'industria e dei trasporti è uno dei principali obiettivi che la maggior parte dei Paesi del mondo (Italia inclusa) si sono prefissati nel breve e nel lungo termine al fine di ridurre l'impatto ambientale e poter salvaguardare il Pianeta dalle minacce dei cambiamenti climatici. In tale scenario, la sola produzione di energia elettrica attraverso fonti rinnovabili non garantisce una piena e sicura continuità di esercizio, specie se la stessa proviene da elementi naturali non controllabili e che, per questo motivo, risultano non essere programmabili. Lo stoccaggio e il successivo utilizzo dell'energia prodotta nei momenti di picco, che non può essere utilizzata direttamente (*over-capacity*), risulta essere il crocevia per rendere anche le fonti rinnovabili non programmabili un potente mezzo per ridurre le emissioni di agenti serra. Inoltre, la possibilità di utilizzare un vettore energetico come l'idrogeno per lo stoccaggio dell'energia prodotta può diventare decisivo per l'utilizzo dello stesso in numerosi campi di applicazione (trasporti, industria ad alta richiesta di calore, metallurgica, civili), soprattutto con riferimento al cosiddetto idrogeno verde (idrogeno prodotto esclusivamente da fonti rinnovabili) che nei prossimi anni dovrà necessariamente aumentare, per poter riuscire a raggiungere gli obiettivi di riduzione di emissioni prefissati. Fondamentale sarà anche l'apporto di ricerca e sviluppo e soprattutto economico che il settore pubblico e quello privato potranno offrire in questo campo per la velocizzazione di questa fase di transizione dell'uso dell'idrogeno su larga scala. In tale contesto il Coordinamento FREE (Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica), che raccoglie attualmente 26 Associazioni, oltre a un ampio ventaglio di Enti e Associazioni, vuole promuovere e stimolare lo sviluppo di tutte quelle tecnologie verdi, virtuose ed efficienti nel quadro di un modello sociale ed economico ambientalmente sostenibile, la decarbonizzazione dell'economia e il taglio delle emissioni climalteranti, avviando, anche nel campo dell'economia dell'idrogeno, azioni che ispirino le Istituzioni e i decisori politici.

1. Linee guida europee


Negli ultimi anni l'esigenza di ridurre le emissioni di gas serra ha portato la Comunità Europea (e non solo) a cercare soluzioni che possano rendere ecosostenibile l'approvvigionamento energetico e favorirne la diffusione, abbozzando delle linee guida che hanno portato alla redazione del Green Deal Europeo.

Con l'obiettivo di combattere i cambiamenti climatici e il degrado ambientale, l'Unione Europea ha definito alcune linee guida raccolte nel cosiddetto "Green Deal Europeo" che riassume quello che dovrà essere il percorso da intraprendere per ridurre l'impatto sull'ambiente dell'economia UE.

Il Green Deal propone quindi alcune politiche riguardanti l'ambito energetico e le emissioni:

- garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura;
- stimolare processi industriali con logiche di economia pulita e circolare;
- accelerare la transizione verso una mobilità sostenibile e intelligente;
- obiettivo "inquinamento zero" per un ambiente privo di sostanze tossiche.

La gestione della Commissione Europea guidata da Ursula von der Leyen ha manifestato in diverse occasioni che la priorità sarà quella di promuovere solo le azioni coerenti con il Green Deal europeo, cioè favorire le misure per rendere più sostenibili e meno dannosi per l'ambiente la produzione di energia e lo stile di vita dei cittadini europei. Nelle intenzioni quindi, il Green Deal dovrà mutare tutti gli Stati membri, in società giuste, eque e prospere, con un bilancio di gas serra nullo al 2050. È un progetto ambizioso, che interesserà direttamente decine di milioni di persone, milioni di aziende, ma soprattutto tutti i decisori politici sovranazionali, nazionali e regionali, impegnati ciascuno per la loro parte nella lotta per contrastare il cambiamento climatico.



Come si comprende chiaramente, la decarbonizzazione del sistema energetico dell'UE è uno dei punti cardine del Green Deal Europeo ed essa passa necessariamente dall'aumento dell'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili quali energia eolica, solare termica, fotovoltaica, idroelettrica, proveniente da biomassa o biogas. Non solo, lo storage di energia prodotta da FER ricopre un ruolo fondamentale come equilibratore del sistema energetico e come riduttore di emissioni, per questo la scelta della tipologia di stoccaggio dell'energia rappresenta un importante step nella definizione del percorso verso una società carbon free. Per tale importante obiettivo, l'Unione Europea ha individuato nell'idrogeno il vettore energetico del futuro che dovrà essere prodotto attraverso le FER.

D'altro canto, l'italianissimo PNRR è volto a favorire la trasformazione dell'economia nazionale italiana attraverso i seguenti punti strategici: Decarbonizzazione; Efficienza energetica; Sicurezza energetica; Ottimizzazione del mercato interno dell'energia; Ricerca, l'innovazione e la competitività.

2. Nuove energie, nuove necessità: lo storage

In base a quanto riportato nei documenti programmatici e nel PNRR (2021), la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili deve necessariamente aumentare, per far fronte alla richiesta di decremento delle emissioni di gas serra ed aumento di energia proveniente da fonti rinnovabili, in una percentuale superiore rispetto a quella prevista in passato (il citato Green Deal e il recente Fit for 55 del Parlamento Europeo fissano tale quota al 40% entro il 2030), appare evidente la necessità di uno stoccaggio dei picchi di energia sviluppata, al fine di usufruire meglio della stessa ed evitare dispersioni. L'Unione europea e l'Italia stessa hanno individuato l'idrogeno come fondamentale vettore energetico che dovrà incamerare l'energia in eccesso prodotta da fonti rinnovabili. Quest'ultima risulta importantissima per ridurre i costi dell'energia necessaria alla produzione di idrogeno, attraverso l'elettrolisi, e al tempo stesso abbattere le emissioni di gas serra. Pertanto, l'accumulo di idrogeno diventa un elemento cardine: questo però deve essere fatto con criterio, valutando in maniera opportuna la soluzione più idonea in base al contesto in cui il vettore energetico viene prodotto. Le caratteristiche più importanti di cui è necessario tener conto in un sistema di accumulo sono numerose e spesso in contrasto tra di loro, per cui in alcuni casi è bene effettuare una ricerca di ottimo delle varie peculiarità di cui esso debba essere dotato. Le proprietà significative in un sistema di accumulo sono: peso e volume, efficienza energetica del processo di stoccaggio, durabilità, che dovrebbe essere garantita per una vita media di circa 1500 cicli di carico e scarico, tempo di ricarica, sicurezza, impatto ambientale, costo di realizzazione.

In base a esse per l'idrogeno, e nel breve termine, l'accumulo tramite serbatoio in pressione rappresenta la soluzione più semplice ed economica tra quelle presenti attualmente, questo perché l'idrogeno prodotto viene messo in pressione in un serbatoio attraverso l'uso di un compressore e la tecnologia da utilizzare è già molto affermata e più facilmente realizzabile rispetto alle altre soluzioni attualmente disponibili. Non si esclude il suo utilizzo nell'ambito dei trasporti, soprattutto nel campo dei mezzi pesanti a percorrenza medio-lunga, che risentirebbero di

meno della presenza di un serbatoio molto ingombrante o di un aumento di peso che, in percentuale nella massa complessiva del mezzo, potrebbe risultare meno rilevante rispetto a mezzi di piccola taglia. Alcune criticità possono essere minimizzate in applicazioni "statiche", nelle quali l'idrogeno viene usato nei pressi del luogo in cui viene prodotto, fermo restando la necessaria disponibilità di serbatoi di grosse capacità che possa permettere uno stoccaggio di elevate quantità di idrogeno. Quindi, una soluzione ideale e immediatamente praticabile sarebbe la produzione e lo stoccaggio di idrogeno nei pressi di grossi stabilimenti industriali (acciaierie, vetrerie...), nei quali il vettore energetico preso in considerazione può essere usato in percentuali elevate per abbattere in maniera drastica le emissioni legate al funzionamento di tali siti industriali, come pure in hub (punti di accumulazione) per quanto concerne la mobilità pesante.

La soluzione di incamerare l'idrogeno allo stato liquido in serbatoi potrebbe essere la più appropriata per ridurre gli ingombri e usufruire di esso come carburante per alcuni mezzi di trasporto, i quali non dovranno essere necessariamente di grosse dimensioni. Attualmente i costi e il bilancio energetico per il mantenimento dell'idrogeno allo stato liquido nel tempo risultano essere decisamente deleteri ed ingiustificabili per essere riprodotti su larga scala, sarebbe opportuno attendere una maturazione di questa tecnologia che allo stato attuale è parecchio acerba, ma che potrebbe fare da spartiacque per l'approvvigionamento di carburante dei mezzi anche di media taglia, qualora dovesse andare incontro a grandi progressi tecnologici.

L'uso degli idruri metallici come recipienti può essere considerato un sistema intermedio tra la compressione e la liquefazione dell'idrogeno. Ciò si evince dalla possibilità di avere volumi di ingombro decisamente più bassi rispetto allo stoccaggio gassoso e dei costi di produzione più bassi di quello liquido. Tuttavia, si tratta di una tecnologia ancora da ottimizzare: l'elevato peso specifico e la presenza di materiali in tali idruri, che spesso vengono estratti con processi molto gravosi a livello di impatto ambientale, fanno da contraltare ai benefici pocanzi elencati e gettano ombre su un effettivo utilizzo su larga scala di questa tecnologia, soprattutto nell'ambito dei trasporti se si pensa alla continua ricerca di alleggerimento dei mezzi al fine di ridurre i consumi di combustibile.

In base alla maturità della tecnologia, la soluzione dello stoccaggio in pressione allo stato gassoso risulta essere oggi la più pronta tecnologicamente e la più economica. Le tecnologie più mature sono necessarie poter iniziare a dare il giusto slancio a questo settore ricorrendo a tali tecniche e alla loro più semplice utilizzazione, in attesa delle evoluzioni nel campo della tecnologia delle altre soluzioni.

3. Produzione "verde" dell'idrogeno

La quota di produzione di idrogeno indipendente dai combustibili fossili, ossia ottenuta per elettrolisi dell'acqua e dalle biomasse, oggi si attesta rispettivamente al 4% e all'1% del totale [1]. Ovviamente, tale percentuale di idrogeno prodotto in modalità rinnovabile e sostenibile deve trovare il favore delle politiche mondiali ed essere incrementata ed incentivata fino ad azzerare la parte attualmente derivante da meccanismi climalteranti e non più sostenibili. La restante parte di idrogeno prodotto rappresenta una dinamica di domanda tale da giustificare il suo impiego da rinnovabili. Da subito, quindi, grandi e piccoli impianti, possono essere usati per alimentare il mercato di idrogeno da water electrolysis [2] anche con lo scopo di incrementare la resilienza della rete.

L'energia solare può essere proficuamente ed efficacemente utilizzata per la produzione di idrogeno rinnovabile prodotto con quattro diverse tecniche [1], [3]:

- campi fotovoltaici connessi a un quadro in parallelo con l'elettrolizzatore;
- foto-elettrolisi diretta, quale energia (dai fotoni) per scindere i legami dell'acqua;
- solare termico, per sfruttare termo-reazioni chimiche per il processo di termolisi;
- generazione fotobiologica per permettere la decomposizione dell'acqua mediante microalghe e cianobatteri attivati dalla luce solare.

I sistemi realizzati con mix ibridi [4] (eolico-fotovoltaico) sono estremamente utili nei casi in cui sia indispensabile produrre con continuità idrogeno rinnovabile mediante l'elettrolisi dell'acqua. Gli impianti rinnovabili con mix ibridi, coadiuvati dallo storage con idrogeno e batterie, possono rappresentare una soluzione interessante anche nei sistemi elettrici in isola e garantire, con una

efficace gestione dell'energia (EMS), una ottima continuità del servizio [5]an optimal scheduling of storage devices is carried out to maximize the benefits of available renewable resources by operating the photovoltaic systems and the wind turbine at their maximum power points and by minimizing the overall utilization costs. Unlike conventional EMS based on the state-of-charge (SOC. I sistemi EMS possono tenere in conto dell'incertezza dovuta alla natura irregolare delle risorse rinnovabili, oltre che della richiesta di carico elettrico, basandosi sulle previsioni meteorologiche, col fine di ridurre i costi di investimento e massimizzare l'efficienza.

Ispirati ai processi di produzione dell'idrogeno da combustibili fossili che devono essere sostituiti, sono promettenti le tecniche che utilizzano come fonte primaria le biomasse, basandosi su reazioni termochimiche o biologiche [1], [6]–[8]and today almost 95% is produced from raw materials based on fossil fuels, such as methane (CH₄). Anche le microalghe, coltivate ad-hoc, sono una promettente alternativa per effetto del loro buon indice di crescita e riproduzione [1], [7]. L'idrogeno può anche essere prodotto da bio-olio. Il processo si basa sull'assorbimento dell'acido acetico con Steam Reforming (SESR) e sull'utilizzo della dolomite come assorbente di CO₂. L'H₂ prodotto da questo processo ha una purezza del 99.8% ed è adatto per l'applicazione cellulare senza ulteriori processi di upgrading [8].

3.1 Certificazione e tracciabilità: un processo produttivo "DOC"

In questa pletora di soluzioni per produrre idrogeno, alcune di esse più mature, altre in via di definizione tecnologica, è pensiero fermo degli scriventi che sia strettamente necessario definire regole certe per attivare un sistema di certificazione dell'origine e quindi anche di ogni singolo componente del processo produttivo. Spesso, infatti, la mancanza di una visione di insieme dei vari step di produzione porta a una fuorviante definizione di "processo a impatto zero" o "carbon neutral", che illude circa una possibile ecosostenibilità dello stesso e induce valutazioni affrettate ed errate dell'opinione pubblica, in positivo o in negativo, in base alle omissioni, volontarie o involontarie, che vengono perpetrate nella descrizione dei vari metodi usati. È fondamentale prendere in considerazione tutti i fattori, diretti e indiretti nella valutazione di un processo produttivo e che possano essere a esso legati.

La produzione di idrogeno viene catalogata in macrocategorie basate su una classificazione "cromatica":

- *idrogeno nero*, prodotto con l'utilizzo di carbone fossile o di petrolio, con ovvi risvolti sulla produzione di emissioni anche climalteranti. Può essere prodotto sia attraverso la gassificazione del combustibile fossile sia attraverso un processo di elettrolisi che utilizzi energia elettrica derivante da centrali alimentate da carbone o petrolio. Nel caso l'energia elettrica derivi invece da centrali nucleari si parla di *idrogeno viola*;
- *idrogeno grigio*, prodotto attraverso un processo di steam reforming del gas naturale. In questo caso il processo di conversione termochimica necessario alla produzione di idrogeno produce anche CO₂. Il processo di steam reforming è attualmente quello più utilizzato, ma l'idrogeno può essere ottenuto anche da processi di pirolisi, in questo caso il carbonio che ne deriva ha forma solida. Circa il 95% dell'idrogeno prodotto a livello mondiale è grigio;
- *idrogeno blu*, si ottiene con gli stessi processi previsti per l'idrogeno grigio, quindi con la produzione di CO₂, o comunque di carbonio, che però deve essere catturata e stoccata, ad esempio attraverso il processo di carbon capture and storage (CCS), per evitarne l'immediata emissione in atmosfera;
- *idrogeno verde*, prodotto utilizzando come fonte energetica esclusivamente fonti rinnovabili attraverso un processo di elettrolisi, in cui le molecole d'acqua ricevono energia elettrica, che spezza i legami ottenendo idrogeno e ossigeno, ovvero utilizzando come materiale di base per il processo di *steam reforming* il biometano derivante da processi di digestione anaerobica. L'utilizzo combinato di biometano e energia, entrambi rinnovabili, può consentire livelli di emissioni negative (*idrogeno climate positive*).

Attualmente, le principali direttive nazionali e internazionali stanno indirizzando le comunità verso la scelta della produzione di "*idrogeno verde*", poiché proveniente da FER e per questo motivo a impronta carboniosa rigorosamente nulla. Tuttavia, tale definizione, se limitata alla semplice certificazione della provenienza dell'energia necessaria all'elettrolisi, è incompleta per definire il processo realmente a impatto carbonioso nullo. Altrettanto fallace risulta essere la definizione di "*idrogeno blu*" che si differenzia dal grigio per il semplice stoccaggio della CO₂ prodotta nel processo. Infatti, l'anidride carbonica stoccata risulterà essere comunque uno scarto da dover gestire in qualche modo e totalmente inutile qualora dovesse essere accantonata in appositi giac-

cimenti. Da queste evidenze appare chiaro come sia necessaria e indispensabile una certificazione non generica di tutti i processi come quella attualmente in uso, che in maniera chiara ed univoca definisca più specificatamente il grado di purezza dell'idrogeno prodotto, la carbon footprint dell'intera filiera e dell'intero ciclo di vita di ogni componente, così da poter abbandonare l'attuale classificazione dei processi che risulta riduttiva.

Altro aspetto importante da sottolineare riguardo alla certificazione di origine è la tutela dei prodotti della filiera provenienti dal mercato europeo: un esempio lampante è l'attuale forbice che si è creata tra la produzione di elettrolizzatori del mercato asiatico e quello europeo [9]. Questo divario rischia di creare una dipendenza per il nostro Paese da quelli orientali (India, Cina) rispetto a tale produzione. I Paesi orientali garantiscono un costo di produzione decisamente più basso rispetto ai prodotti europei, tutto ciò potrebbe provocare una soppressione del mercato locale a causa di una concorrenza schiacciante, con una logica simile alla produzione degli acciai. Inoltre, spesso, i prodotti di importazione, provenienti da mercati extra-europei, rispondono a normative totalmente differenti rispetto a quelle vigenti negli stati dell'UE e raramente garantiscono i medesimi standard di produzione, riferiti in particolare alla carbon footprint dei vari componenti. È quindi opportuno evitare di trovarsi nella medesima situazione creatasi nel mercato delle celle fotovoltaiche, ormai monopolizzato dai produttori dell'estremo oriente, i quali hanno quasi totalmente soppiantato le concorrenti europee grazie a manodopera a basso prezzo, produzione senza stringenti regole sulla provenienza delle materie prime e la realizzazione dei componenti.

Una certificazione dettagliata di tutta la filiera di produzione serve per garantire al consumatore sia l'effettiva riduzione di emissioni dell'intero sistema, attraverso la verifica della ecosostenibilità del processo (senza distinzioni tra metodologia con cui l'idrogeno viene ricavato) sia per tutelare il mercato interno ed evitare una dipendenza di approvvigionamento di componenti provenienti da stati extra-europei, con il solo scopo di ridurre i costi senza badare alle conseguenti emissioni anche legate all'importazione e alla non chiara certificazione dei processi di produzione. Giacché l'obiettivo finale deve essere la decarbonizzazione della produzione di energia, la trasparenza e la chiarezza di tutta la filiera sono imprescindibili. Una rinuncia a tali principi rischia di creare un circolo vizioso pieno di escamotage ai soli fini di ottenere certificazioni e riconoscimenti non del tutto reali.

La tracciabilità della produzione dell'idrogeno attraverso uno schema di garanzie d'origine può essere un certificato di "qualità", sia per gli operatori

commerciali sia per i consumatori a valle della filiera dell'idrogeno [10]. È necessario partire dall'origine della fonte di energia primaria usata, rinnovabile o non rinnovabile, dalla tecnologia di produzione, dallo schema di incentivazione riconosciuto, dall'infrastruttura di distribuzione usata, permettendo a fornitori e consumatori una scelta consapevole del prodotto presente in mercato. Infine, la certificazione della garanzia d'origine può rappresentare un vincolo per accedere a ulteriori finanziamenti per la realizzazione di impianti produttivi di idrogeno.

Sorge la questione di come dimostrare al cliente finale che la consegna effettuata di idrogeno corrisponda a idrogeno rinnovabile. Da questo punto di vista esistono due metodologie principali:

- la prima, corrispondente al metodo delle catene di custodia, che tendono alla preservazione delle caratteristiche delle materie prime e del vettore energetico lungo tutta la catena di produzione, approvvigionamento e utilizzo;
- la seconda, corrispondente al metodo delle garanzie di origine, in cui il sistema tende a garantire il fatto che l'insieme delle attribuzioni di consegna commerciale di idrogeno rinnovabile trovino effettiva corrispondenza di produzione di idrogeno rinnovabile prodotto e immesso in rete, in misura complessivamente non superiore a quanto effettivamente disponibile a livello di sistema.

Per la prima metodologia, l'operatore economico deve agire garantendo il rispetto dei requisiti sopra indicati, pur avendo la libertà di gestire contabilmente le partite di prodotto in modo conforme al proprio processo produttivo. A tal fine deve gestire un bilancio di massa, applicando anche i criteri di rintracciabilità, che comprenda tutti i prodotti che ricadono o che possono ricadere nell'ambito di applicazione dal quadro legislativo europeo e nazionale in materia. Per quanto concerne il sistema di garanzie di origine di idrogeno rinnovabile di origine biologica, serve concentrare l'attenzione, dapprima, sulle metodologie di produzione di idrogeno che vanno dalla produzione di idrogeno rinnovabile tal quale, alla produzione di idrogeno mediante normali processi di steam reforming di biometano. Nel primo caso si è nella condizione di produzione di idrogeno rinnovabile prima dell'immissione del vettore all'interno del sistema energetico, mentre nel secondo caso si è tipicamente nella condizione di utilizzatori di biometano per la produzione di idrogeno che a questo punto potrebbe divenire idrogeno rinnovabile. Nel primo caso il sistema di garanzie di origine riguarderà l'idrogeno tal quale, nel secondo caso

è il sistema di garanzie di origine della produzione di biometano a rivestire maggior interesse: sarà poi cura del cliente finale dimostrare che l'utilizzo del biometano sia stato destinato alla produzione di idrogeno rinnovabile. Infine, una via sicura per la tracciabilità di una filiera risulta essere anche quella della blockchain.

3.2 Elettrolizzatori e produttori

Attualmente, ottenere idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua, utilizzando energia elettrica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili, viene considerato come il metodo di produzione con minore emissione di CO₂. La spiegazione risiede nell'assenza intrinseca di emissioni di CO₂ derivanti dall'energia usata (se ovviamente questa è di tipo rinnovabile) per attuare il processo di elettrolisi che, tuttavia, risulta essere particolarmente energivoro. Si è già riferito in merito alla trasparenza del ciclo di produzione dell'idrogeno e, quindi, dell'importanza di analizzare l'intero sistema adibito al processo in tutte le sue componenti. Nel caso di generazione da elettrolisi dell'acqua, generalmente, si parla di elettrolizzatori in senso lato, senza collegare alla loro figura un insieme molto vasto di strumenti e componenti a esso legati. Anche la natura di questi ultimi fa sì che siano in alcuni casi difficilmente reperibili in determinate zone del mondo, oppure difficili da trattare e, quindi, particolarmente costosi. Ne è un chiaro esempio la composizione degli elettrodi che, come detto in precedenza, possono essere composti da metalli nobili come il platino o da ossidi di titanio, che rendono la loro fabbricazione molto onerosa per varie ragioni. Non in ultima battuta, è necessario tener presente che il processo di elettrolisi necessita di notevoli quantità di acqua da processare e che, il dimensionamento degli elettrolizzatori diventa importantissimo in base al livello di produzione che si vuole ottenere, poiché essi hanno sì un'efficienza molto alta ed una capacità di produrre idrogeno di elevata purezza, ma al tempo stesso devono lavorare con una bassa intensità di corrente per evitare eccessive perdite durante le fasi di scissione delle molecole di idrogeno da quelle di ossigeno presenti nell'acqua. Quest'ultima deve essere raccolta, opportunamente trattata prima di essere introdotta all'interno della cella elettrolitica per far sì che il processo sia efficace, ed immessa nel sistema: nelle celle alcaline, per rendere l'acqua il più adatta possibile all'elettrolisi, essa deve essere addizionata con un sale elettrolita, generalmente idrossido di sodio (NaOH) oppure idrossido di potassio (KOH), che favorisce il passaggio di corrente nella soluzione; l'elettrolita, inoltre, deve essere rilasciato in opportune quantità per favorire il passaggio di corrente poiché, oltre un determinato dosaggio, risulta essere un ostacolo al fenomeno dell'elettrolisi.

L'intera catena di produzione, che può contare su differenti soluzioni nella scelta della tipologia di elettrolizzatore (stack), si avvale di un insieme di sottosistemi, che devono essere opportunamente dimensionati in base alla grandezza dell'elettrolizzatore e che risultano indispensabili per ottimizzare la produzione di idrogeno. Indipendentemente dalla tipologia di elettrolizzatore, è possibile identificare cinque principali sottosistemi fondamentali che insieme concorrono alla creazione del vettore energetico:

- sistema di trattamento dell'acqua nel quale essa viene opportunamente stoccata in un serbatoio e trattata per poter essere immessa all'interno dell'elettrolizzatore;
- cella elettrolitica nella quale avviene il processo di separazione della molecola di acqua in idrogeno e ossigeno molecolare (stack);
- sistema di raffreddamento dell'idrogeno prodotto per permettere una successiva purificazione;
- sistema di purificazione dell'idrogeno prodotto per poter essere opportunamente compresso;
- sistema di compressione dell'idrogeno e dell'ossigeno che rappresenta l'ultimo step prima dello stoccaggio dei due gas prodotti [11].

Quindi, per poter offrire una produzione sostenibile di idrogeno nel territorio italiano, in modo da garantire un'autosufficienza e un ruolo centrale nell'economia dell'idrogeno a basso impatto carbonioso continentale e internazionale, è opportuno tenere in considerazione tutti questi aspetti dei quali spesso si fa menzione limitata nella descrizione del processo di produzione di questo vettore energetico.

Sul territorio italiano al momento esistono diverse aziende produttrici di elettrolizzatori che possono aiutare la crescita del mercato dell'idrogeno, fornendo un ampio ventaglio di soluzioni con taglie di elettrolizzatori compatibili con le esigenze dei vari siti, che saranno adibiti alla produzione di energia elettrica primaria da fonte rinnovabile. Infatti, ogni tecnologia usata all'interno degli elettrolizzatori risulta essere più o meno efficace in base alla loro composizione, alla loro taglia e alle oscillazioni dei carichi nelle fasi di lavoro. Esistono tre principali tipologie di soluzioni tecniche per la realizzazione dello stack più utilizzate per l'elettrolisi dell'acqua e vengono tutte realizzate a temperature basse:

- elettrolizzatori *alcalini*;
- elettrolizzatori a *membrane* (PEM e AEM);
- elettrolizzatori a *ossidi solidi*.

3.2.1 Alcalini

Gli elettrolizzatori alcalini rappresentano attualmente la soluzione più diffusa nel mercato, poiché essi sono i più economici da realizzare.

3.2.2 A membrane

Gli elettrolizzatori a membrana (cosiddetti PEM, Proton Exchange Membrane) sono più compatti rispetto agli alcalini grazie all'utilizzo diretto di acqua come soluzione introdotta all'interno della cella di elettrolisi e non di una soluzione alcalina che, deve ovviamente prevedere un componente aggiuntivo per il trattamento della soluzione stessa. Rispetto alle celle elettrolitiche alcaline, quelle polimeriche evidenziano una superiore efficienza, una maggiore affidabilità e sicurezza ma i costi di realizzazione sono decisamente più alti rispetto agli alcalini.

3.2.3 Ossidi solidi

Gli elettrolizzatori Solid Oxide hanno la capacità di poter lavorare a carichi molto variabili e possono essere utilizzati sia da elettrolizzatori che da celle a combustibile; tuttavia, questo genere di cella viene ottimizzato per l'uso specifico in una delle due modalità in modo da ottenere i risultati più soddisfacenti. Queste celle hanno un rendimento elevatissimo, dei costi operativi piuttosto contenuti, operano a pressioni e temperature molto elevate, che permettono di produrre idrogeno con una maggiore velocità rispetto alle attuali tecnologie presenti sul mercato. Questa tipologia di elettrolizzatore soffre le temperature elevate che si devono raggiungere durante il processo. I costi attuali di produzione sono ancora molto elevati.

4. Integrazione dell'idrogeno nella catena energetica

L'economia dell'idrogeno verde non determina emissioni di CO₂, questo è uno degli aspetti più interessanti nella valutazione dell'uso dell'idrogeno nel sistema produttivo. Da questo punto di vista serve ipotizzare due diversi concetti evolutivi: *Fuel change type* e *Technology change type*. Nel primo caso, l'idrogeno verde va a sostituire combustibili fossili o idrogeno non rinnovabile in processi dove già è utilizzato, ad esempio, raffinerie, industria chimica (produzione di ammoniaca), acciaierie. Nel secondo caso, non solo si utilizza idrogeno rinnovabile, ma lo si utilizza attraverso uno shift tecnologico in applicazioni consumer per la produzione di calore e di elettricità. Gli scriventi sono convinti dell'opportunità di percorrere le due strade evolutive contemporaneamente, sia pur privilegiando cronologicamente (e quindi nell'immediato) quelle più attuabili.

L'interesse per l'integrazione dell'idrogeno nella catena energetica riguarda il rapporto che intercorre tra produzione e consumo: il focus in questo caso è sulla movimentazione di tale vettore energetico al fine che esso sia disponibile per gli usi finali. L'uso di idrogeno rinnovabile dovrebbe evitare il massiccio ricorso al trasporto e, ove necessario, in prima istanza, potrebbe venire accolto nelle reti esistenti (entro un certo limite tecnico). Meno promettente potrebbe essere la creazione di reti dedicate o anche di mezzi di trasporto dedicati. A ogni buon conto, la movimentazione dell'idrogeno costituisce uno degli elementi di principale criticità perché questi possa divenire un vettore energetico di largo consumo.

In linea di principio, il semplice steam reforming sembra essere la principale fonte di produzione dell'idrogeno a livello mondiale, essendo un processo estremamente industrializzato, relativamente più semplice e decisamente meno costoso da realizzare rispetto agli altri metodi di produzione. Ragion per cui, la possibilità di un'evoluzione "green" di questo metodo di produzione, attraverso l'eventuale utilizzo (e non lo stoccaggio) dell'anidride carbonica

prodotta nell'arco dell'attività, potrebbe essere verificata in una prima espansione del mercato dell'idrogeno.

Molte industrie, infatti, potrebbero utilizzare la CO₂ per i loro processi:

- industria edile, per la produzione di materiale inerte;
- industria della plastica, per la produzione di polimeri, in particolare policarbonato;
- industria agricola e ortofrutticola, per la realizzazione di fertilizzanti e per il miglioramento dei rendimenti dei processi biologici;
- industria petrolifera, per la tecnica dell'Enhanced Oil Recovery[12];
- industria chimica, per la produzione di metanolo [13].

4.1 Analisi del fabbisogno energetico primario per l'economia dell'idrogeno

Anche con il più efficiente elettrolizzatore, per produrre un chilogrammo di idrogeno, saranno necessari almeno 41,7 kWh di l'elettricità. Di conseguenza, per produrre la stessa quantità di idrogeno "verde" in sostituzione di quello che oggi utilizzano le raffinerie italiane (circa 500 mila ton/anno), sarebbero annualmente necessari grossomodo 28 TWh di energia. Per avere un'idea dell'entità dell'energia richiesta si pensi che nel 2019 la produzione fotovoltaica italiana è stata pari a 23,7 TW.

È indubbio che tra un decennio la produzione attuale delle raffinerie sarà minore di oggi, perché l'accresciuta produzione di energia con fonti rinnovabili ridurrà la domanda di prodotti petroliferi, soprattutto di benzina e gasolio. Crescerà però la produzione da parte delle bioraffinerie. Quella in via di realizzazione presso Marsiglia, pur avendo una capacità produttiva molto ridotta rispetto alle raffinerie tradizionali (circa un decimo), consumerà 5 tonnellate di idrogeno verde al giorno (1825 ton/anno), che sarebbero prodotte da più di 100 MW fotovoltaici.

Oltre ai settori industriali per cui l'idrogeno è già un consumo obbligato, ne esistono altri (siderurgia, cementifici, vetrerie) che, utilizzando carbone, emettono elevate quantità di anidride carbonica. L'unico modo per "decarbonizzarli" è modificare il loro processo produttivo, in modo da sostituire il carbone con l'idrogeno.

Gli impianti fotovoltaici richiesti per produrre l'energia elettrica necessaria a fornire l'idrogeno che, a sua volta sarebbe in grado di sostituire, ad esempio,

nel processo dell'acciaieria Ilva di Taranto, il carbone nell'eliminazione dell'ossigeno dal semilavorato, prima di immetterlo nell'altoforno, occuperebbero circa 140 chilometri quadrati. In questo caso, però, dovrebbero essere tutti concentrati nei dintorni dell'impianto siderurgico, perché l'idrogeno presenta un altro limite legato al trasporto. Infatti, la quantità di energia contenuta in un suo metro cubo è grosso modo un terzo di quella del gas naturale, rendendo quindi più costoso il trasporto a distanza della medesima quantità di energia. Non a caso, finora l'85% dell'idrogeno è stato prodotto in prossimità del suo utilizzo. L'impatto ambientale di un simile insediamento fotovoltaico nell'area di Taranto ne renderebbe assai ardua la realizzazione, ma l'alternativa, una produzione eolica off-shore richiederebbe comunque un notevolissimo numero di piattaforme, con conseguenti complicazioni. Di conseguenza, l'elevata domanda di energia elettrica richiesta per produrre idrogeno verde è inevitabilmente destinata a farne un prodotto "scarso", da gestire quindi in modo oculato.

Inoltre il problema del costo elevato dell'idrogeno deriva anche dalla sua scarsa, e finora onerosa e poco sostenibile produzione: nel 2019, l'International Energy Agency (IEA) stima che su scala globale sono state prodotte 70 Mton di idrogeno consumando 275 Mtoe di energia, il 2% della domanda primaria globale di energia [14]. Circa due terzi dell'idrogeno è stato prodotto con processi di reforming utilizzando gas naturale e quindi con impatti considerevoli in termini di emissioni di CO₂.

L'idrogeno verde prodotto tramite elettrolizzatori, con l'utilizzo di elettricità proveniente da impianti FER, è la soluzione a più basso impatto emissivo tra le varie tipologie di idrogeno, ma è ancora lontana dall'essere economicamente sostenibile, nonostante il crescente costo della CO₂. Sempre secondo le stime IEA, rispetto al totale di 70 Mton, la quota di idrogeno verde prodotto con elettrolizzatori alimentati con elettricità proveniente da FER è solamente dello 0,1%. Considerati gli attuali valori di efficienza degli elettrolizzatori (tra il 60 e l'80 %, sulla base della tecnologia e del fattore di carico impiegato), la produzione di 70 Mton di idrogeno verde richiederebbe 3600 TWh (più dell'intera produzione di elettricità dell'UE per il 2019) e 617 mln di m³ di acqua. Il prezzo dell'idrogeno verde è dovuto soprattutto al costo ancora molto alto delle apparecchiature necessarie per la sua produzione e stoccaggio che, non essendo ancora prodotte su grande scala, portano a CAPEX elevati per la loro installazione. A ciò vanno aggiunti i costi per la realizzazione dell'infrastruttura di trasporto e di distribuzione dell'idrogeno, o l'aggiornamento di quella esistente, dal punto di produzione alle utenze finali.

4.2 Quota destinabile al mercato dell'idrogeno

Secondo il Green Deal Europeo, il PNIEC ed il PNRR, l'idrogeno dovrà rappresentare il vettore energetico della svolta, nella transizione energetica verso una produzione di energia con impatto carbonioso nullo, per far fronte alle esigenze di progressiva decarbonizzazione di settori con assenza di soluzioni alternative (o con soluzioni meno competitive).

Oggi il mercato di idrogeno prodotto attraverso fonti di energia rinnovabili non ha trovato particolari sbocchi in Italia, infatti la quasi totalità dell'idrogeno usato viene prodotto attraverso steam reforming del metano. Importante, nella prima fase di diffusione, è definire le modalità con cui produrre l'idrogeno necessario al fabbisogno energetico del paese e come riuscire a coadiuvare l'attuale classica produzione di energia attraverso le fonti rinnovabili con la produzione di idrogeno. Se pensiamo a un impianto di produzione di energia elettrica da FER non programmabile (eolico, fotovoltaico...) già in funzione, per definire la potenza dell'elettrolizzatore da affiancare all'impianto è necessario soffermarsi su quello che è il suo funzionamento nell'arco produttivo e poter stabilire una possibile quota di energia destinabile all'elettrolisi e relativo accumulo di idrogeno.

Quindi un elettrolizzatore deve essere scelto in base alla potenza dell'impianto di FER tenendo conto di quelli che sono i picchi di produzione e le curve di utilizzo delle utenze a esso collegato, consapevolmente certi che rimane in ogni caso preferibile l'utilizzo diretto dell'energia elettrica piuttosto che una conversione della stessa in idrogeno. Solo considerando questo driver è possibile tollerare un'aberrazione termodinamica ed energetica che vede i rendimenti di conversione determinare un illogico nella produzione di idrogeno verde, stante lo sconveniente bilancio energetico generale. Risulta quindi importante avviare a livello EU iniziative congiunte con associazioni delle fonti rinnovabili per definire e promuovere piani di sviluppo di grandi impianti integrati FER-H₂, anche in aree a maggiore densità energetica e anche per utilizzare l'eventuale l'overgeneration elettrica ai fini della produzione di idrogeno.

All'interno del PNRR è previsto un finanziamento per lo sviluppo di circa 1 GW di elettrolizzazione (circa 20 ton/h di idrogeno verde), per la produzione e il trasporto di idrogeno. Di fondamentale importanza sarà la scelta su come suddividere la produzione di idrogeno sul suolo italiano, se propendere per una soluzione centralizzata o decentralizzata, e se sia necessario predisporre la creazione di appositi centri di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili adibiti alla sola produzione di idrogeno, in particolare per le applicazioni

particolarmente energivore e delle quali si vorrebbe ridurre drasticamente le emissioni di gas inquinanti.

In particolare, emerge una notevole difficoltà di gestione di un'eventuale domanda energetica del settore hard-to-abate legata alla mole di idrogeno richiesta. Visto lo sviluppo futuro del numero degli impianti con fonti rinnovabili distribuiti sul territorio italiano (2-2,5 milioni al 2030), si pone il dilemma impiantistico della taglia minima di impianti di elettrolisi. Inoltre, dando per scontato l'esclusione in una prima fase degli impianti di piccola taglia adibiti a uso civile, molto probabilmente l'unica soluzione percorribile sarebbe quella di dedicare una quota specifica di impianti FER, di nuova creazione, alla sola produzione di idrogeno e ciò per riuscire a perseguire gli obiettivi che l'Europa assegna agli Stati Membri. I vantaggi offerti da una soluzione on-site sono i prezzi dell'energia più vantaggiosi e l'abbattimento dei costi di trasporto dell'energia al luogo di produzione dell'idrogeno. Tra le preoccupazioni che sorgono in questo scenario c'è quella legata all'individualizzazione di impianti utilizzabili per questo scopo, con sufficiente spazio per accogliere un impianto di produzione di idrogeno nelle immediate vicinanze. Già solo queste ipotesi evidenziano una lacunosa programmazione del nostro Paese sullo sviluppo dell'idrogeno, basata piuttosto su logiche di emulazione che su una reale programmazione razionale dello sviluppo del settore energetico.

4.3 Trasporto dell'idrogeno

Il trasporto, la distribuzione e il trattamento dell'idrogeno sono considerati un nodo di particolare importanza nell'intera filiera dell'idrogeno, oltre a essere delle realtà molto articolate, piene di soluzioni e applicazioni che fanno da ponte tra la prima fase di produzione dell'idrogeno e gli usi ultimi, sia come utenza finale (domestica o industriale) sia come utenza commerciale (rivenditore). In questo contesto di evoluzione della società verso un'economia completamente decarbonizzata, è chiaramente possibile un aumento delle necessità di trasporto e distribuzione del vettore energetico idrogeno per soddisfare i diversi bisogni delle varie utenze energetiche.

Studi di settore [15] recenti hanno evidenziato come nel medio termine, con gli attuali obiettivi al 2030, l'opzione di un trasporto diffuso di idrogeno comporti investimenti non trascurabili sulle pipeline di idrogeno, tanto da renderlo al momento sconsigliabile. Appare quindi più probabile e opportuno puntare da subito su impianti e progetti che minimizzino il trasporto dell'idrogeno.

5. Le dinamiche di domanda dell'idrogeno

La Strategia Nazionale Idrogeno, punta ad accelerare il raggiungimento degli obiettivi già fissati dal PNIEC, con il 2% di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale del 2030. Per raggiungere questo obiettivo e, in attesa del testo definitivo completo della Strategia Nazionale Idrogeno, le linee guida indicano i seguenti strumenti di finanziamento previsti:

- *Innovation Fund*. Programma con cui Bruxelles investe in progetti sulle tecnologie pulite, che siano promettenti e abbastanza maturi per il mercato, tra le quali l'idrogeno. Sono già state lanciate due call, per progetti di grande e piccola scala ed è stato fornito supporto (utilizzabile in combinazione con altre iniziative di finanziamento pubblico) anche per progetti promettenti ma non ancora maturi per il mercato;
- *Progetti di Interesse Comune Europeo (IPCEI)*, lungo la catena strategica del valore dell'idrogeno. L'Italia e altri Stati membri della UE hanno firmato il primo accordo per la collaborazione e il sostegno (in termini di risorse e finanziamenti) lungo la filiera dell'idrogeno, con particolare attenzione all'idrogeno verde. Il primo IPCEI è incentrato su "Tecnologie e sistemi dell'idrogeno" e riguarda tutta la catena del valore, dalla R&S alla produzione di idrogeno e relative attrezzature (elettrolizzatori - strumenti attraverso cui ottenere l'idrogeno verde prodotto da elettrolisi dell'acqua alimentata con energia di rinnovabile - attrezzature per lo stoccaggio, trasporto), all'utilizzo dell'idrogeno nell'ecosistema della mobilità (navi, aerei, veicoli commerciali), agli usi industriali (soprattutto per la decarbonizzazione dei settori ad alta intensità energetica);
- *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, PNRR*. Il Governo sostiene la filiera dell'idrogeno e, coerentemente con la Strategia idrogeno, chiede che si realizzi l'installazione di 6 GW di capacità di elettrolisi (120 ton/h di H₂) e la produzione e il trasporto di un milione di tonnellate di idro-

geno rinnovabile, entro il 2025. Verrà finanziato lo sviluppo di 1 GW di elettrolizzazione, nonché la produzione e il trasporto di idrogeno per un ammontare che sarà dettagliato nella Strategia Idrogeno di prossima pubblicazione. Altri finanziamenti riguardano lo sviluppo di 40 stazioni di rifornimento per veicoli su ruota a idrogeno e 9 per il trasporto ferroviario (dando priorità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti, quali le zone prossime a terminal interni e le rotte più densamente attraversate da camion a lungo raggio).

In generale, i progetti di investimento finanziati dal Recovery Plan, in tema di idrogeno, sono racchiusi nelle seguenti aree tematiche:

- produzione di Hydrogen Valley (siti di produzione, stoccaggio e utilizzo di idrogeno) in aree industriali dismesse;
- utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate (es: acciaierie, cementifici, vetrerie, raffinerie);
- stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto stradale;
- stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto ferroviario;
- ricerca e sviluppo sull'idrogeno.

Con riferimento alle Hydrogen Valleys, risulterà importante la loro dislocazione sul territorio italiano, in particolare puntando sui territori che hanno una maggiore produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nei quali è possibile orientare i picchi di produzione di energia elettrica verso gli elettrolizzatori.

Le Hydrogen Valleys in via di definizione a livello nazionale si prefiggono di sviluppare una filiera dell'idrogeno promuovendo la realizzazione di sistemi di produzione di idrogeno associati a impianti FER, lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno, nonché i suoi usi.

Considerando l'attuale scenario italiano, la copertura del fabbisogno energetico da parte del vettore idrogeno risulta essere davvero poco confortante poiché rappresenta solo l'1% dell'intero consumo di energia nazionale, con un valore di circa 16 TWh a fronte di circa 1436 TWh di richiesta delle utenze che equivalgono a circa 480 mila ton/anno, di cui circa 8500 ton/anno risultano commercializzati in bombole e in apposite tubature [16].

Da evidenziare inoltre che tale attuale produzione di idrogeno è quasi esclusivamente appannaggio della filiera del cosiddetto idrogeno "gri-

gio", ovvero l'idrogeno prodotto da fonti di energia non rinnovabili e che, nell'arco di tutto il processo di produzione, rilascia nell'ambiente gas serra come CO₂. Nonostante l'esigua percentuale di idrogeno consumato, rispetto al fabbisogno energetico all'interno del territorio italiano, tale vettore energetico, in particolare se prodotto attraverso dei processi di produzione legati alla filiera delle fonti energetiche rinnovabili (idrogeno verde), può rappresentare il crocevia per l'abbattimento delle emissioni di gas serra, specie in settori nei quali la conversione degli attuali sistemi di energizzazione in elettrici risulta essere quasi impossibile o estremamente dispendiosa; questo perché esso è applicabile potenzialmente in tutti i settori energetici ed emette come prodotto di "scarto" vapore acqueo. Da questo punto è necessario quindi definire quella che dovrà essere la potenziale nuova domanda di idrogeno verde. In questa direzione è necessario definire l'attuale fabbisogno energetico di tutti quei settori, quali industria siderurgica, chimica, vetro e ceramica, nei quali è meno indicato o impossibile l'uso di energia elettrica in sostituzione delle attuali soluzioni tecnologiche utilizzate, a causa delle onerose spese annesse alla conversione. Quindi bisogna stabilire in che percentuale questo fabbisogno energetico potrà essere soddisfatto utilizzando l'idrogeno.

L'individuazione della potenziale domanda di idrogeno in riferimento ai trasporti, siano essi pubblici o privati, potrebbe essere complessa da individuare: in merito a tale campo, l'attuale scarsa diffusione di powertrain a idrogeno, soprattutto in ambito nazionale, non permette di quantificare o ipotizzare, in maniera definita, quello che può essere il consumo di questo vettore energetico nel breve e nel lungo periodo, soprattutto se si pensa all'attuale espansione smisurata del mercato dei veicoli a trazione elettrica, in particolare dei veicoli medio-piccoli (passenger car e city car), che potrebbe a breve fagocitare e correttamente monopolizzare l'intero settore. Ciò che sembra certo, allo stato attuale dell'arte, è che la maggiore richiesta di idrogeno nel campo dei trasporti, in futuro, sarà legata allo sviluppo delle soluzioni di mezzi di trasporto pesanti, nei quali l'eventuale presenza di un serbatoio di contenimento del vettore energetico risulterà un problema di ingombro e di peso decisamente inferiore rispetto all'utilizzo su autoveicoli di medio-piccole dimensioni. Oltre ciò, un'ulteriore possibile domanda potrebbe essere rappresentata dalla immediata riconversione dei mezzi pubblici di città (es. quelli attualmente a metano), i quali non avrebbero il problema di una rete di ricarica dell'idrogeno e contribuirebbero in forma decisa al contenimento delle emissioni nei centri urbani. Altrettanto promettenti potrebbero essere le applicazioni che utilizzano l'idrogeno in turbogas di medie e piccole dimensioni, in taluni casi

in sostituzione dei motori alternativi, utilizzati come range extender nelle configurazioni "ibride-serie" o per la generazione di energia a punto fisso.

La domanda energetica di idrogeno puro proveniente da impianti di abitazioni civili al momento risulta prossima allo zero e l'applicazione in questo campo può essere presa in considerazione solo attraverso la miscelazione nella rete del gas metano (8-35%).

5.1 Idrogeno per la richiesta di calore, vapore e grandi quantità di energia

Per perseguire l'obiettivo di ridurre drasticamente le emissioni di inquinanti, la decarbonizzazione dei processi produttivi *hard-to-abate* è senza ombra di dubbio fondamentale.

Il calore industriale ad alta temperatura è una potenziale fonte di crescita della domanda di idrogeno nel futuro, ma oggi l'idrogeno non viene ancora utilizzato per questi fini.

5.2 Produzione di acciaio, ceramica e vetro

In media, la produzione di una tonnellata di acciaio grezzo si traduce attualmente in circa 1,4 tonnellate di produzione diretta di emissioni di CO₂. Sono in fase di sviluppo diversi percorsi più puliti che porterebbero in modo significativo a ridurre le emissioni di CO₂ per la produzione primaria di ferro e acciaio. Questi possono essere suddivisi in due categorie:

- i percorsi di "prevenzione della produzione di CO₂" che cercano di evitare la maggior parte delle emissioni di CO₂ adottando fonti di energia a basse emissioni di carbonio e agenti di riduzione, solitamente utilizzando l'idrogeno;
- i percorsi di "gestione della CO₂" che mirano al recupero e alla gestione della CO₂ associati a percorsi tradizionali basati sui combustibili fossili, di solito tramite l'applicazione diretta di CCUS.

Il settore siderurgico, in un futuro scenario "carbon neutral" previsto per il 2050, ha le potenzialità per diventare un importante consumatore di idrogeno, qualora si realizzassero le condizioni tecnologiche, regolatorie e soprattutto economiche per un suo impiego competitivo a livello industriale. In ambito siderurgico, infatti, sono attualmente in fase di sviluppo tecnologie che, qualora fossero implementate su scala industriale, consentirebbero l'impiego dell'idrogeno, sia come agente riducente del minerale di ferro in sostituzione del car-

bone (CDA – Carbon Direct Avoidance), sia come combustibile in sostituzione del gas naturale nei forni e nei processi a elevate temperature [16].

A lungo termine, l'acciaio e la produzione di calore ad alta temperatura offrono un vasto potenziale per la crescita della domanda di idrogeno. Dovrebbe essere tecnicamente possibile produrre tutto l'acciaio primario con l'idrogeno, ma ciò richiederebbe grandi quantità di elettricità proveniente da fonti rinnovabili (circa 2.500 TWh/anno, ovvero circa il 10% della produzione globale di elettricità oggi) e sarebbe economico solo con politiche mirate a ridurre i prezzi dell'elettricità da rinnovabili [17].

Oggi, il 75% delle emissioni dei forni di vetro piano derivano dall'utilizzo di combustibili fossili per la fusione delle materie prime. Il passaggio a una fonte di energia a zero emissioni nette di carbonio presenta un importante potenziale di riduzione che potrà concretizzarsi solo in presenza di una tecnologia dei forni adatta all'utilizzo di nuove fonti di energia e che deve ancora essere sviluppata e testata. Inoltre, le nuove fonti di energia alternativa dovranno essere disponibili in qualità e quantità sufficiente e ad un costo ragionevole. L'iniezione di oltre il 20% di idrogeno nella rete del gas richiederebbe un adattamento della tecnologia di combustione dei forni ancora da sviluppare. L'idrogeno ha un'alta velocità di combustione e una fiamma non luminosa difficile da controllare. Mentre il trasferimento di calore contribuisce all'efficienza della fusione, le fiamme da idrogeno meno luminose hanno un basso trasferimento di calore da radiazione [16]. Ragion per cui è necessario prima riuscire a risolvere i problemi presenti in questo tipo di applicazione per poter poi successivamente pensare di estendere l'uso dell'idrogeno anche in questo campo.

In linea generale, viste le imponenti quantità di combustibile necessarie allo svolgimento delle numerose attività industriali appena descritte, sarebbe opportuno uno studio di logistica dei punti di produzione di idrogeno in modo da poter ridurre al minimo i costi e i rischi del trasporto.

6. Idrogeno per la mobilità

Sebbene storicamente il settore dei trasporti sia stato dominato da un'unica tecnologia, identificabile nel motore alternativo a combustione interna (MACI o semplicemente MCI), è possibile che l'obiettivo di raggiungere una mobilità a zero emissioni promuova un mix tecnologico più variegato. Il progresso delle predominanti tecnologie BEV (veicoli a batteria completamente elettrici) e PHEV (veicoli ibridi con ricarica alla colonnina) potrebbe infatti essere accompagnato – ma solo sul medio lungo termine - dallo sviluppo di veicoli a celle a combustibile (FCEV), oppure, nel medio breve termine anche da motori a combustione interna (anche non alternatrici come i turbogas) che brucino idrogeno o miscele con idrogeno.

6.1 Celle a combustibile

Nei FCEV, celle a combustibile altamente efficienti trasformano il combustibile sotto forma di idrogeno gassoso in elettricità, e la forniscono al motore elettrico (o ai motori elettrici) del veicolo. Un sistema di propulsione fuel cell comprende generalmente uno stack di celle a combustibile, un serbatoio per l'idrogeno, una batteria e la necessaria elettronica di potenza, oltre ad un motore elettrico. Per lo stack e la batteria sono possibili diverse configurazioni. L'idrogeno immagazzinato nel serbatoio del veicolo raggiunge lo stack di celle a combustibile insieme a un flusso d'aria, la cui componente di ossigeno reagisce con l'idrogeno nello stack per generare elettricità e acqua. Così, l'elettricità va ad alimentare il motore elettrico e l'acqua è l'unico prodotto di scarto generato dal processo. Negli ultimi 20 anni, la collaborazione tra partner industriali e mondo della ricerca, supportata dagli stati di appartenenza, ha permesso a queste tecnologie di evolvere, fino all'attuale livello di maturità tecnologica: i FCEVs e l'infrastruttura di distribuzione dell'idrogeno sono attualmente nei primi stadi dello sviluppo commerciale. Alcuni grandi player del settore automotive (Hyundai, Symbio/Renault, Toyota) propongono già modelli FCEV; in particolare, Toyota e Hyundai hanno annunciato un incremento

nei volumi di produzione fino a 30 mila unità all'anno a partire dal 2020 per i modelli Mirai e Nexa. Li seguono a breve distanza Honda e Daimler, mentre si muovono nella stessa direzione Audi, BMW, Jaguar, e PSA. I tempi di ricarica di un veicolo a idrogeno sono molto più rapidi, di circa 10/15 volte, delle ricariche elettriche ultra-fast ("pieno" per 400/500 km in 3/5 minuti nel caso di stazioni di rifornimento capaci di erogare idrogeno a 700 bar) e sono simili a quelli di un veicolo a GNL.

Un problema comune tra FCEV e BEV è quello della range anxiety che al momento interessa tutti i possessori di veicoli con "alimentazioni rare". Tutti questi elementi considerati nel complesso e combinati tra loro, inducono a ritenere la mobilità a idrogeno una soluzione molto efficiente ed efficace per il trasporto medio/pesante su lunghe gittate. L'efficienza energetica TtW (tank to wheel) di una FCEV risulta essere pari a 41% a differenza del 65% di un BEV.

6.2 Motori alternativi combustione interna

I motori alternativi a combustione, oggigiorno rappresentano la fonte propulsiva della quasi totalità del parco veicoli in esercizio (99,8% !!!). Un mercato nel quale know-how italiano è estremamente rappresentativo e competitivo. Il trasporto, a livello globale, è profondamente legato a produttori e ad infrastrutture che hanno raggiunto un'immensa estensione e che richiederà immensi sforzi e lungo tempo per essere abbandonata e sostituita da una nuova. Si capisce come possa apparire necessario continuare ad avvalersi di tecnologia, con obiettivi di miglioramento basati sull'incremento dell'efficienza e la riduzione le emissioni. A giudizio degli scriventi, una possibile soluzione per determinare dinamiche di domanda dell'idrogeno immediata e nel contempo riqualificare i mezzi esistenti (soprattutto di grandi dimensioni) potrebbe essere quella di utilizzare i motori alternativi a combustione interna con alimentazione a idrogeno, grazie alle peculiari caratteristiche chimiche di combustione di tale molecola. È infatti dimostrato che tali scenari di utilizzo hanno la potenzialità di aumentare l'efficienza termica del motore, anche ai carichi parziali determinando l'azzeramento delle emissioni di CO₂ e il netto abbattimento delle altre forme di emissioni.

Solo a titolo di esempio, si riportano i risultati [18] di uno dei diversi studi nel quale è stato effettuato un confronto tra un motore alimentato a benzina e lo stesso motore alimentato a idrogeno, al fine di valutare le differenze in termini di efficienza termica al freno, al variare della coppia frenante e del numero di giri del motore. Il motore commerciale preso in esame (Volvo 16 valvole, 1783 cc e rapporto di compressione 10,3:1), ha funzionato stabilmente con

una efficienza termica al freno dell'idrogeno, ai bassi carichi e bassi numeri di giri (1500÷2500 rpm), superiore del 40-60% rispetto al funzionamento a benzina. L'efficienza termica al freno dell' H_2 in questa condizione è pari circa al 23%. Altrettanto significativa è l'annullamento della CO_2 prodotta e la sensibile diminuzione degli NO_x , dovuta alla regolazione dell'anticipo dell'accensione e quindi il controllo dei picchi di temperatura.

6.3 Motori a combustione interna a flusso permanente, microturbine

Una soluzione altrettanto promettente potrebbe essere il ricorso alla combustione diretta dell'idrogeno in microturbine a gas accoppiate con alternatori. Le microturbine sono da lungo tempo utilizzate con combustibili liquidi per sistemi semoventi molto energivori come, ad esempio, i carri armati americani Abrams. Si tratterebbe di un adattamento pressoché di tipo tecnologico con l'obiettivo di efficientare la camera di combustione. Il sistema accoppiato turbogas a idrogeno e alternatore fornirebbe l'elettricità per alimentare una batteria di piccola taglia 10-50 kWh (a seconda della potenza complessiva del mezzo) per garantire una efficiente riserva di energia in configurazione ibrida-serie. Usualmente i rendimenti di tali microturbine sono dell'ordine del 35-40%, comparabili a quelli delle FCEV, ma con il vantaggio di essere estremamente economiche, estremamente affidabili per un lunghissimo numero di ore di utilizzo, estremamente semplici da mantenere. Il risultato della combustione dell'idrogeno in tali macchine azzerava completamente le emissioni di CO_2 , non completamente le altre emissioni (NO_x e particolato derivante dalla combustione dei residui di lubrificante), ma rappresenta una interessante applicazione immediatamente attuabile per la mobilità medio/pesante. Uno scenario interessante, tanto per i truck che per le passenger car, può essere la modalità di funzionamento:

- full-electric all'interno dei perimetri urbani densamente popolosi per consentire l'azzeramento completo delle emissioni, contando sull'accumulo elettrochimico, al fine di minimizzare l'impatto sulla salute pubblica e le relative spese sanitarie;
- range-extender con l'azionamento della turbina a idrogeno, con funzionamento a punto fisso, per la produzione di potenza all'albero per l'azionamento dell'alternatore di ricarica, nei percorsi extra urbani, di lunga percorrenza.

6.4 Le stazioni di rifornimento, hub o distribuite?

In ognuno di questi possibili scenari, più o meno pronti alla possibile attuazione, la creazione di una rete di rifornimento è di importanza cruciale. Al momento, la diffusione di stazioni di rifornimento è molto limitata, sebbene in crescita. Sia inteso che questa potrebbe dipendere dalle strategie utilizzate per diffondere tali tecnologie. Qualora si puntasse solo sui truck, sugli autobus di città, o anche su autolinee a percorsi circolari alimentati a idrogeno, la realizzazione di punti di ricarica con idrogeno green prodotto sul posto sarebbe molto attuabile perché concentrabile in "hub" localizzati, ad esempio nelle zone PIP, ZES o ASI, aree a vocazione notoriamente industriale. Con tali ipotesi, strategie a diffusione capillare sarebbero superflue e destinate solo alle stazioni di ricarica elettriche.

La Germania è lo Stato membro dell'UE che sta approfondendo il maggiore sforzo nella costruzione di stazioni di rifornimento per idrogeno. Partendo da una base di 6 stazioni a 350 bar per il rifornimento di autobus e camion, si propone infatti di incrementarne il numero fino a 100 nei prossimi mesi, permettendo a 6 milioni di veicoli (prevalentemente commerciali) di contare su questa rete. Un fattore critico è proprio la pressione di rifornimento. Infatti, se per un'auto può essere indicato un rifornimento di circa 4 kg a 700 bar, i veicoli commerciali, che hanno serbatoi più ampi, possono contare su una buona autonomia incamerando fino a 20 kg di idrogeno a 350 bar. Nel caso di una mobilità a idrogeno ipotizzata a ogni segmento e categoria, un notevole complicazione sarebbe quella di dover differenziare gli erogatori per adattarli ai diversi target (350 e 700 bar), tenendo conto anche delle specificità dei serbatoi, che possono essere di diverse tipologie.

Le stazioni di rifornimento tedesche propongono un prezzo di rifornimento pari a € 9.50/kg di H₂ e un FCEV consuma circa 1kg H₂/100 km [19], mentre con una microturbina a idrogeno di potrebbero percorrere 50 km con 6.75 € contro i 5 € del gasolio. Poco più in su si andrebbe con i MACI alimentati a idrogeno. Attualmente le uniche stazioni di rifornimento presenti sul territorio italiano si trovano presso Colle Salvetti (LI) e Bolzano: quest'ultima può rifornire circa 15 autobus a idrogeno al giorno con autonomia di 200-250 km o fino a 700 autovetture [20].

La Direttiva Europea per lo sviluppo di infrastrutture alternative per il rifornimento nel settore del trasporto pone le basi politiche per una progressiva transizione verso un trasporto a zero o basse emissioni nell'Unione Europea. L'Italia ha adottato questa direttiva con il Decreto Legge n. 257 del 16 dicem-

bre 2016, che include un Piano Nazionale per la Mobilità a Idrogeno, definito dal gruppo Mobilità Idrogeno Italia.[21]

I vantaggi derivanti dall'uso di veicoli di piccola taglia (city car) con alimentazione a idrogeno devono scontrarsi con le difficoltà dettate da diversi fattori come: l'inefficienza creata dalle doppie trasformazioni energia elettrica rinnovabile-idrogeno-energia elettrica, che obbliga, allo stato attuale della tecnologia, l'utilizzo di una quantità più che doppia di energia rinnovabile rispetto al suo uso diretto nei mezzi, rendendo difficilmente percorribili le soluzioni a Fuel Cell di piccola taglia e meno efficienti. Altra criticità è riscontrata nella filiera industriale legata all'idrogeno che impone, almeno nelle prime fasi di diffusione del vettore energetico in questione, una scelta sui campi che necessitano di maggiore priorità nell'utilizzo dell'idrogeno con il fine di abbattere le emissioni: come più volte ribadito, nell'ambito del trasporto su veicoli leggeri l'elettrificazione dei mezzi è già decisamente più diffusa e potrebbe non giustificare un investimento nelle Fuel Cell. Per quanto riguarda il trasporto pesante, i camion a lungo raggio saranno sempre più soggetti a prescrizioni normative volte a promuovere la transizione verso sistemi di propulsione sostenibili basati su biocarburanti, biometano, motori elettrici, GNL o idrogeno. Il costo dei camion a celle a combustibile non è attualmente competitivo rispetto alle alternative, quali ad esempio MACI a idrogeno, tecnologia semplice e di facile implementazione. Lo stesso discorso è valido anche per gli altri mezzi di trasporto di taglia grande come i bus.

6.5 Trasporto ferroviario

Il trasporto ferroviario rappresenta un settore dove la mobilità a idrogeno si sta facendo riconoscere come possibile 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 a idrogeno presenti in Germania ed in introduzione in altri Paesi Europei.

Sebbene la gran maggioranza delle linee ferroviarie europee sia elettrificata, comprese quelle italiane che hanno una percentuale del 72% di elettrificazione [22] e che la maggioranza dei servizi di trasporto offerti avvenga su di esse, i treni a idrogeno sono considerati da molti studi e scenari come competitivi per quelle tratte non coinvolte da elettrificazione e da bassa frequenza di servizio, in sinergia con le lunghe percorrenze, e comunque entro i limiti di autonomia imposti dai serbatoi a bordo e dall'efficienza della tecnologia [23]. L'idrogeno, inoltre, non richiede la realizzazione di una infrastruttura

elettrica, ma consente ai treni di circolare sull'infrastruttura ferroviaria esistente [24], rendendo la mobilità ferroviaria interessante dal punto di vista economico e un'ottima opportunità per decarbonizzare ulteriormente questo settore del trasporto pubblico[23]. I serbatoi del combustibile sono sostituiti da tank ad alta pressione di idrogeno (350 bar) capaci di garantire autonomie dell'ordine di 700-800 km. La componente powertrain, composta dal motore diesel nel rotabile tradizionale, viene sostituita da motori elettrici, tipici dei treni che viaggiano su linea elettrificata, mentre la potenza elettrica viene generata da una serie di moduli di celle a combustibile ottimizzate per il trasporto ferroviario, che trovano generalmente collocazione sul tetto delle vetture. I moduli a celle a combustibile sono equipaggiati con tutti gli ausiliari necessari quali soffiante per l'aria catodica ed il circuito di raffreddamento. Un appropriato pacco batterie è integrato per garantire la fornitura durante i picchi di potenza e le operazioni di sicurezza [23].

Sulle orme del progetto iLint, realizzato in Bassa Sassonia, la linea ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo, in Valcamonica, si candida a essere la prima alimentata a idrogeno nel nostro Paese, seguita dalle intenzioni progettuali in Sardegna. Con il progetto H2iseO, promosso da FNM in collaborazione con Trenord, saranno attivati 6 locomotori Alstom a idrogeno entro il 2023 e altri 8 entro il 2026, sostituendo completamente la vecchia flotta diesel. Successivamente, entro il 2025, il progetto coinvolgerà anche il TPL, con circa 40 mezzi a idrogeno in Valcamonica, e, con buona probabilità, la logistica merci. Il costo dei nuovi convogli sarà di 160 milioni di euro, già inclusi nei fondi stanziati da Regione Lombardia per rinnovare l'intera flotta ferroviaria di Trenord. Per l'approvvigionamento di idrogeno verrà realizzato un primo hub a metano e biometano (con cattura e stoccaggio della CO₂ prodotta) nell'area depositi della stazione di Iseo, con il contributo di A2A. Tale impianto sarà sufficiente a coprire il fabbisogno di 800 kg di idrogeno al giorno nella prima fase, ma a regime ne occorreranno 2 mila kg al giorno. Per questo dal 2023 verrà affiancata la produzione di idrogeno green da elettrolisi, grazie al contributo di Enel Green Power.

6.6 Trasporto navale

Il settore dei trasporti marittimi, per il grande impatto di emissioni di gas serra (circa 2,2% delle emissioni globali antropiche di CO₂) e di inquinamento locale portuale, merita particolare attenzione nello studio di metodi alternativi di alimentazione. Passando ad analizzare il possibile utilizzo di idrogeno è evidente che, oltre ai temi di efficienza, tecnologici e infrastrutturali per il

trasporto e lo stoccaggio a terra, la sfida principale con l'idrogeno sia lo stoccaggio a bordo. Diversi metodi di stoccaggio dell'idrogeno sono stati valutati sulla loro utilità come tecnica di stoccaggio per le applicazioni dell'idrogeno nell'industria marittima.

Questi metodi di stoccaggio sono idrogeno compresso, idrogeno liquido, ammoniacale, diesel Fischer – Tropsch, gas naturale sintetico, metanolo, acido formico, vettori di idrogeno organico liquido aromatico e diversi vettori di idrogeno allo stato solido: MgH_2 , $NaAlH_4$, leghe di fase AB₂-laves, $NaBH_4$ e NH_3BH_3 .

L'idrogeno compresso richiede la minor quantità di energia; il metodo di stoccaggio dell'idrogeno che consuma più energia è il carburante Diesel FTS che richiederebbe quasi il triplo dell'energia necessaria per l'idrogeno compresso. A livello di densità energetica, tuttavia, il carburante FTS supera gli altri vettori di idrogeno. L'analisi della densità energetica ha anche mostrato che mentre in teoria i vettori di stoccaggio dell'idrogeno allo stato solido mostrano accettabili capacità di stoccaggio dell'idrogeno, c'è comunque bisogno di un sistema efficiente e leggero per immagazzinare i vettori.

È importante notare che, a eccezione dei combustibili FTS, del GNL e del metanolo, attualmente non sono disponibili infrastrutture di bunkeraggio per le grandi navi. È probabile che lo sviluppo di nuove infrastrutture di rifornimento costituisca una delle principali sfide per l'uso dell'idrogeno nel trasporto marittimo. Infine, non tutti i tipi di carburante discussi sono privi di pericolo, questi aspetti saranno cruciali in tutti i diversi vettori di stoccaggio dell'idrogeno.

Armatori, porti e istituzioni normative saranno chiamati a fare scelte strategiche sui metodi di stoccaggio dell'idrogeno per la navigazione. In tal senso il Giappone si sta muovendo verso il trasporto di azoto liquido su grosse navi container provenienti dall'Australia[25]. Visto il punto strategico in cui è situata l'Italia, sarebbe opportuno prendere in alta considerazione gli sviluppi tecnologici della filiera dell'idrogeno legati al ramo del trasporto marittimo.

6.7 Trasporto aereo

Per quanto riguarda il trasporto aereo, è stato ormai assodato che l'unica possibile forma dell'idrogeno ideale per competere con il kerosene a livello prestazionale (quello economico al momento pare molto distante) nel settore aeronautico sia quella liquida. Per ridurre le emissioni di inquinanti sarebbe necessario utilizzare l'idrogeno come combustibile soprattutto su aerei desti-

nati a percorrere tratte estremamente lunghe. Alcuni degli svantaggi dell' LH₂ sono rappresentati in particolare dalla progettazione del combustore, dalla mitigazione e gestione di NO_x e dal problema dell'elevato volume di stoccaggio necessario.

La Cranfield University è stata in prima linea nella progettazione di combustori e negli studi di riprogettazione per applicazioni di motori aeronautici LH₂ all'interno del progetto CRYOPLANE e ENABLEH2 dell'Unione Europea (UE) [26].

Sono stati evidenziati inoltre alcuni vantaggi prestazionali dell' LH₂ rispetto al carburante per aerei (cherosene). I risultati delle prestazioni mostrano una riduzione del consumo del 64% del carburante di LH₂ rispetto al carburante per aerei, a causa dell'elevato potere calorifico inferiore dell' LH₂. Ciò consente anche al motore turbofan di funzionare con un TET inferiore, prolungando così la durata del motore del 15%. Lo studio ha anche discusso l'analisi dell'exergia, con LH₂ che mostra una migliore efficienza exergetica rispetto al carburante per aerei [26]. Come già detto tutti questi vantaggi si scontrano con l'attuale scarsa domanda di idrogeno e con le relative difficoltà di progettazione del velivolo.

Nonostante queste criticità alla fine di settembre 2020 il gigante europeo Airbus ha annunciato l'intento di eliminare le emissioni di carbonio dai viaggi aerei entro il 2035 con ZEROe. Come riportato dall'Environmental and Energy Study Institute: «nonostante un significativo miglioramento dell'efficienza degli aeromobili e delle operazioni di volo negli ultimi 60 anni, il trasporto aereo di passeggeri è il settore responsabile della crescita di emissioni individuali più elevata e più rapida». Secondo Airbus, ZEROe può aprire la strada a viaggi aerei più ecologici, riducendo l'impronta di carbonio del settore aeronautico di oltre il 50% [24].

Per quanto riguarda le applicazioni in questo campo in ambito italiano, attualmente l'uso di idrogeno come combustibile di velivoli appare un concetto molto remoto a causa della necessità di dare priorità in campi in cui sono presenti meno difficoltà di utilizzo del vettore energetico, al fine di poter espandere il più possibile il mercato generale dell'idrogeno. Appare più probabile nell'immediato l'utilizzo di combustibili sintetici sempre derivanti dalla filiera dell'idrogeno.

In linea generale per la mobilità di tutte le tipologie, oltre ai generici problemi logistici di stoccaggio e trasporto dell'idrogeno, la difficoltà principale è

rendere le tecnologie fruibili a prezzi di vendita accessibili. Questo attualmente risulta un problema arginabile solo attraverso incentivazioni di varia natura per il cliente finale, ma l'elevato costo del combustibile resta comunque difficile da ridurre in tempi brevi.

7. Risorse economiche necessarie e incentivazione dei processi

7.1 Risorse destinate a Ricerca e Sviluppo

L'idrogeno potrebbe generare fino a 30 milioni di posti di lavoro entro il 2050, e un mercato che potrebbe raggiungere i 2.500 miliardi di dollari annuali aggiuntivi rispetto all'economia mondiale [27]. Lo spostamento di somme così ingenti necessiterà anche un adeguamento delle figure professionali che andranno a interfacciarsi in questo nuovo ambito.

Importante sarà quindi la fase di formazione di tali figure che necessiteranno di una costante fase di aggiornamento legata allo sviluppo continuo delle soluzioni messe in atto nelle tecnologie di ultima generazione legate all'idrogeno:

- progettisti, costruttori e esperti di marketing di elettrolizzatori (Alk, PEM e SOEC), Fuel cell, bombole e accumulatori a idruri metallici, infrastrutture di trasporto e distribuzione;
- progettisti di veicoli a idrogeno terrestri, marittimi, ferroviari, aerei;
- costruttori e lavoratori in fabbriche di mezzi di trasporto a idrogeno;
- progettisti di sistemi integrati di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle filiere dell'idrogeno;
- esperti riparatori e manutentori di fuel cell, elettrolizzatori, ecc.

Ruolo chiave per creare una forte spina dorsale dell'economia dell'idrogeno è rappresentato dalla ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie in questo ambito che possano accelerare l'incisività del vettore energetico nella società. Come evidenziato nel corso dell'intera trattazione, l'idrogeno propone grandissime prospettive in termini di riduzione di impatto carbonioso, tuttavia, quasi tutte le tecnologie a esso collegate necessitano di uno studio approfondito e di un perfezionamento senza i quali esse non potranno mai trovare

uno sbocco nella società. Di conseguenza la necessità di notevoli fondi che contribuiscano a questa evoluzione è un fattore necessario ed imprescindibile.

Altro aspetto chiave è la scelta delle soluzioni tecniche delle quali approfondire lo studio ed accelerare il trasferimento, il che implica poter contare su qualificate istituzioni, associazioni, distretti, che in questa fase di grande necessità tecnologica siano di guida al riconoscimento delle attività realmente meritorie per il nostro Paese.

Abbiamo già visto che le possibilità di utilizzo dell'idrogeno sono copiose, ma quasi tutte non estremamente efficienti, tuttavia, puntare inizialmente sulle tecnologie che necessitano di un minore tempo di perfezionamento può favorire in futuro una migliore propagazione dell'idrogeno all'interno del tessuto energetico nazionale e invogliare a maggiori investimenti nelle tecnologie più acerbe, ma più promettenti a livello prestazionale.

Nel PNRR sono evidenziati gli investimenti previsti dal governo italiano per permettere lo sviluppo dell'economia dell'idrogeno. Tra le voci compare anche quella destinata a "ricerca e sviluppo" che presenta un investimento di circa 160 milioni di euro. «Il progetto mira a migliorare la conoscenza delle tecnologie legate all'idrogeno in tutte le fasi: produzione, stoccaggio e distribuzione. La sperimentazione nei principali segmenti e la realizzazione di prototipi per la fase di industrializzazione è finalizzata ad aumentare la competitività del settore tramite progressiva riduzione dei costi. L'obiettivo del progetto è di sviluppare un vero network sull'idrogeno per testare diverse tecnologie e strategie operative, nonché fornire servizi di ricerca e sviluppo e ingegneria per gli attori industriali che necessitano di una convalida su larga scala dei loro prodotti (in collaborazione con il MUR e la missione M4 del PNRR). Nello specifico, la linea di intervento prevede lo sviluppo di 4 principali filoni di ricerca:

- I) produzione di idrogeno verde;
- II) sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per trasformazione in altri derivati e combustibili verdi;
- III) sviluppo di celle a combustibile;
- IV) miglioramento della resilienza delle attuali infrastrutture in caso di maggiore diffusione dell'idrogeno» [28].

Le declinazioni, così come fedelmente riportate dal PNRR, appaiono a giudizio degli scriventi poco chiare e racchiudenti un troppo generico campo

di ricerca per il quale, viste le notevoli difficoltà evidenziate con nelle varie tecnologie collegate allo sviluppo di una sana e competitiva filiera dell'idrogeno, i fondi stanziati per la ricerca appaiono piuttosto limitati ed inadeguati al sostegno di questa "rivoluzione energetica".

Sarebbe opportuno rivisitare le cifre verso dei valori decisamente e complessivamente più elevati, al fine di aumentare il progresso tecnologico, e definire in maniera più dettagliata su quale tecnologia puntare in modo da focalizzare la ricerca su di essa ed evitare dispersione di fondi e di tempo in soluzioni, che necessitano di eccessive risorse e di una base di partenza del lavoro decisamente più solida.

7.2 Incentivazione dei processi innovativi

Gli incentivi rappresentano uno strumento indispensabile attraverso il quale è possibile rendere l'idrogeno giustificabile a livello economico e sensato per gli investimenti industriali. Come spesso è stato detto in questa trattazione, uno dei principali scogli contro cui la diffusione dell'idrogeno deve inevitabilmente scontrarsi sin da subito è il suo costo di produzione attualmente proibitivo. Tuttavia, lo strumento dell'incentivo, qualunque sia la sua provenienza e la sua portata, non deve essere inteso come un mezzo che garantisca l'ingresso dell'idrogeno e le tecnologie a esso collegate nel mercato energetico, ma quale giusto sussidio al superamento dell'inerzia dei processi non completamente maturi e attualmente competitivi.

La Commissione Europea si è posta degli obiettivi molto ambiziosi per garantire in futuro una florida economia dell'idrogeno e per fare ciò ha messo a disposizione degli stati membri numerosi canali di finanziamento che possano aiutare a sostenere la nascita di questa filiera. Alcuni esempi, già riportati in precedenza, sono lo "*Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest (IPCEI)*", il programma "*Next Generation EU*", il fondo "*JTM- Just Transition Mechanism*", il programma *Connecting Europe* ed il programma *Connecting Europe Facility*, tutti volti allo sviluppo delle tecnologie riguardanti l'idrogeno. Si prevedono in totale in Europa investimenti per 500 miliardi di euro fino al 2030 per la creazione di Hydrogen Valleys e Hydrogen Clusters. Tale opportunità è assolutamente irrinunciabile per il nostro Paese.

Per quanto concerne il campo nazionale italiano il punto più importante è in quali ambiti concentrare i modesti fondi messi a disposizione: il PNRR, in questa direzione sembra non avere una linea decisa e chiara. Sono previsti investimenti a livello nazionale di circa 3 miliardi di euro, cifra che appare in-

consistente per un vettore energetico e il suo indotto che attualmente sono in uno stato embrionale.

Inoltre, i 2/3 dei fondi sono destinati al settore hard-to-abate il quale, come già evidenziato nell'analisi precedente, difficilmente potrà sfruttare efficacemente nell'immediato queste risorse economiche, a causa del ritardo tecnologico nell'uso dell'idrogeno proprio in questo campo. Le restanti quote sono impegnate nella riqualifica di aree dismesse per la produzione dell'idrogeno (300 milioni di euro), nella realizzazione di stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto stradale (230 milioni di euro) e per il trasporto ferroviario (300 milioni). Se per la prima di queste tre voci la spesa è giustificata, le restanti due lasciano spazio a qualche dubbio poiché tali stazioni di ricarica non potranno essere efficienti fin quando non si creerà una domanda di mercato proveniente dai mezzi (siano essi stradali che ferroviari) e potrebbero essere destinate a ruolo di cattedrali nel deserto per molto tempo.

Sarebbe opportuno prevedere maggiori incentivi mirati allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e dell'idrogeno, in modo da poter generare una maggiore offerta e poter successivamente soddisfare una domanda di mercato al giorno d'oggi quasi totalmente assente.

8. Considerazioni conclusive

Nel complesso scenario dell'economia dell'idrogeno di tale ventennio, il Coordinamento FREE (Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica), ha inteso raccogliere nel presente documento il proprio punto di vista e affidare tali considerazioni a beneficio delle istituzioni e dei decisori politici.

Il lavoro ha evidenziato come l'idrogeno rappresenti certamente una speranza verso un futuro carbon free e come l'Unione Europea abbia di fatto definitivamente tracciato la linea guida da seguire attraverso i piani di sviluppo elaborati.

Nel medesimo lavoro sono stati evidenziati i principali driver che, a giudizio degli scriventi, devono essere tenuti in conto per determinare un armonico e sensato sviluppo di tale settore.

L'importanza dello stoccaggio è un punto cruciale nella diffusione di questo vettore energetico e nell'immediato passa necessariamente dall'accumulo in forma gassosa con un occhio di riguardo verso la soluzione liquida attraverso la quale in futuro sarà possibile ampliare notevolmente i campi di utilizzo del combustibile, soprattutto in ambito del trasporto. Sistemi ancora non propriamente trasferibili al mercato, suggeriscono la prossima trasportabilità anche attraverso altri sistemi (solidi, liquidi, ecc.).

Per garantire una economia dell'idrogeno sostenibile, anche a livello ambientale, è fondamentale definire l'origine dell'idrogeno prodotto: l'uso coadiuvato di fonti di energia rinnovabili e di elettrolizzatori è sicuramente lo strumento privilegiato per assicurare il corretto senso alla decarbonizzazione. Tuttavia, il processo elettrolitico non deve essere visto come l'unico mezzo attraverso il quale è possibile ottenere un idrogeno a basso impatto carbonioso, ma deve essere evidenziata l'importanza dell'idrogeno ottenuto in altri pro-

cessi industriali e/o agricoli, a partire dal Biometano proveniente dalla filiera delle biomasse.

Coerentemente a quanto appena affermato in ragione dell'origine di questo prezioso gas, il punto di partenza della nuova "rivoluzione energetica" dovrà essere l'aumento esponenziale e ragionato della produzione di energia da fonti rinnovabili. Parallelamente è possibile immaginare elettrolizzatori per la produzione di idrogeno attraverso l'uso dei picchi di produzione, dell'over-capacity, e quindi potenziare un'offerta che possa realmente e affidabilmente soddisfare una domanda di consumo del combustibile.

Lo spostamento dell'idrogeno, costoso e poco praticabile allo stato attuale, qualora si rendesse davvero indispensabile, nell'immediato potrebbe avvenire attraverso la rete di distribuzione del gas già esistente in blend (8-30%) con il metano. Questa soluzione potrebbe permettere di creare i primi importanti volumi di consumo di idrogeno in Italia in tempi decisamente brevi. Si potranno prendere in considerazione le alternative di tecniche di produzione sul posto, nelle modalità suggerite nei paragrafi a essa dedicata, in modo da determinare da subito scenari di produzione diffusa e utilizzo credibile e sostenibile e da esse scaturire le logiche per la costruzione di hub di ricarica per veicoli.

Per quanto concerne l'uso dell'idrogeno nei cosiddetti settori hard-to-abate, questo può risultare un toccasana per la riduzione drastica delle emissioni, ma al momento l'uso esclusivo dell'idrogeno come combustibile evidenzia delle criticità che possono essere risolte solo attraverso la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie.

Nell'ambito dei trasporti appare realmente difficile l'uso di mezzi di piccola e media taglia alimentati a idrogeno per i notevoli problemi riscontrati per l'accumulo di sufficienti quantità di idrogeno e per la difficile possibilità di ottenere una rete urbana di ricarica efficace e capillare. Discorso diverso per i mezzi pesanti su gomma, treni e navi che hanno la possibilità di avere serbatoi di dimensioni più generose e che quindi possono andare a colmare quella fetta di mercato dei trasporti non elettrificabile anche in tempi molto brevi. Alcuni indicatori suggeriscono che, in alcuni settori della mobilità, potrebbe essere utile ipotizzare la valorizzazione diretta (anche per combustione) dell'idrogeno nelle attuali configurazioni motoristiche esistenti e di cui il nostro Paese è leader mondiale.

Il trasporto aereo necessita di approfondimenti maggiori che nel breve tempo non potranno portare a grandi risultati.

Di grande importanza saranno anche i combustibili sintetici realizzati grazie all'idrogeno che potranno contribuire alla riduzione delle emissioni nel breve termine.

Infine, non dovranno avere un ruolo marginale i fondi e gli incentivi che verranno erogati per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno: né quantitativamente né sotto il punto di vista delle scelte, attualmente troppo genericamente declinate, queste sembrano oggi adeguate. Si auspica che queste debbano essere mirate ed efficaci per garantire ricerca, rapido trasferimento tecnologico. Lo sviluppo e la produzione dovranno essere foraggiati in maniera adeguata, altrimenti, il rischio di non vedere crescere la domanda di idrogeno in futuro sarà davvero elevato e il gap con gli altri stati membri incolmabile. FREE, inoltre e in conclusione, auspica scelte politiche formulate con maggiore chiarezza e maggiore coraggio, che possano fornire e indicare chiare le azioni per gli imprenditori interessati, anche attraverso un adeguato supporto di incentivi economici.

In conclusione, il Coordinamento FREE evidenzia la necessità di affrontare con una visione strategica almeno le seguenti tematiche correlate (per le quali si rimanda alla Strategia Nazionale di prossima pubblicazione):

- coordinamento tra le diverse forme di incentivazione;
- idrogeno e fonti rinnovabili dedicate alla sua produzione;
- revisione delle normative tecniche;
- garanzie d'origine per l'idrogeno;
- principio dell'addizionalità sulla rete (art. 27, RED II), contemporaneità e assenza di congestioni.

In una ottica di intera value-chain dell'idrogeno, occorrerà tenere presenti i seguenti punti:

- avviare progetti per la produzione di idrogeno verde e rafforzare la filiera nazionale di produzione di elettrolizzatori "large scale";
- semplificare gli iter autorizzativi degli impianti rinnovabili, in particolare responsabilizzando le istituzioni territoriali nell'offrire bandi di messa a disposizione dei terreni per gli impianti rinnovabili;
- definire i termini di servizio per il bilanciamento di rete e degli oneri di dispacciamento e trasporto sull'energia elettrica, abilitando il P2G ai servizi del MGP e del MSD;

- recepimento delle Direttive Europee: RED II, DAFI, mercato del gas.

Per quello che riguarda la ricerca e sviluppo, in particolare si evidenzia la necessità di risolvere:

- i problemi di accumulo stazionario;
- gli aspetti legati alle infrastrutture di rifornimento;
- il trasporto di H₂ in condotta dedicata, su gomma;
- gli usi finali legati alla microgenerazione e alla combustione.

Note

- [1] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, "Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 850–866, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.112.
- [2] C. Dixon, S. Reynolds, and D. Rodley, "Micro/small wind turbine power control for electrolysis applications," *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 182–192, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.09.055.
- [3] F. Yilmaz, M. T. Balta, and R. Selbaş, "A review of solar based hydrogen production methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 171–178, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.060.
- [4] A. Khalilnejad and G. H. Riahy, "A hybrid wind-PV system performance investigation for the purpose of maximum hydrogen production and storage using advanced alkaline electrolyzer," *Energy Convers. Manag.*, vol. 80, pp. 398–406, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.01.040.
- [5] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S. Knudsen Kær, and C. Milan, "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, pp. 820–831, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.07.078.
- [6] C. A. Schwengber et al., "Overview of glycerol reforming for hydrogen production," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, no. C, pp. 259–266, 2016.
- [7] M. Aziz, "Integrated hydrogen production and power generation from microalgae," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 104–112, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.115.
- [8] M. V. Gil, J. Feroso, C. Pevida, D. Chen, and F. Rubiera, "Production

- of fuel-cell grade H₂ by sorption enhanced steam reforming of acetic acid as a model compound of biomass-derived bio-oil," *Appl. Catal. B Environ.*, vol. 184, pp. 64–76, May 2016, doi: 10.1016/j.apcatb.2015.11.028.
- [9] Bloomberg New Energy Finance, "Hydrogen Economy Outlook," p. 12, 2020.
- [10] H2IT, "Priorità Per Lo Sviluppo Della Filiera Idrogeno in Italia," *Rep. H2IT*, 2020.
- [11] A. Pilenga, G. Tsotridis, P. Millet, and et al., *EU Harmonised Terminology for Low Temperature Water Electrolysis for Energy Storage Applications*. 2018.
- [12] V. A. Kuuskraa, M. L. Godec, and P. Dipietro, "CO₂ utilization from 'next generation' CO₂ enhanced oil recovery technology," in *Energy Procedia*, Jan. 2013, vol. 37, pp. 6854–6866, doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.618.
- [13] F. M. Orr, "Carbon capture, utilization, and storage: An update," *SPE J.*, vol. 23, no. 6, pp. 2444–2455, 2018, doi: 10.2118/194190-PA.
- [14] "IEA – International Energy Agency - IEA." .
- [15] L. M. Bruno Cova, "Strategia Italiana sull'Idrogeno: quale impatto sul sistema elettrico?," *Cesi - Intern. Comun.*, pp. 12–26, 2020.
- [16] R. Amirante and P. Tamburrano, "(No Title)," 2014, doi: 10.1155/2014/353586.
- [17] Anon, "The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities - Report prepared for the G20, Japan," *Int. Energy Agency*, no. June, 2019.
- [18] S. Verhelst, P. Maesschalck, N. Rombaut, and R. Sierens, "Efficiency comparison between hydrogen and gasoline, on a bi-fuel hydrogen/gasoline engine," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 2504–2510, 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.01.009.
- [19] "H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa." .
- [20] "Idrogeno." .
- [21] V. Cigolotti, S. J. Mcphail, and M. C. Tommasino, "Deliverable 3.5-National Policy Paper HyLAW La Regolamentazione del settore Idrogeno e delle sue applicazioni in Italia."
- [22] "La rete oggi." .

- [23] L. Crema *et al.*, "Coordinatore e Direzione Scientifica: Fondazione Bruno Kessler Coordinatori dei tavoli per le specifiche mobilità."
- [24] "Come rendere possibile l'uso dell'idrogeno per i trasporti? | Eni." .
- [25] IRENA, *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. 2020.
- [26] E. O. Osigwe, A. Gad-Briggs, T. Nikolaidis, S. Jafari, B. Sethi, and P. Pilidis, "Thermodynamic performance and creep life assessment comparing hydrogen-and jet-fueled turbofan aero engine," *Appl. Sci.*, vol. 11, no. 9, p. 3873, Apr. 2021, doi: 10.3390/app11093873.
- [27] "How will hydrogen create jobs? - CLIMATE CH2AMPION," <https://www.climatech2ampion.org/>.
- [28] Italian Council of Ministers, "'Piano nazionale di ripresa e resilienza,'" 2021.





Position paper FREE
L'ECONOMIA DELL'IDROGENO
A IMPATTO CARBONIOSO NULLO

Coordinatore generale
Riccardo Amirante

Coordinamento di segreteria
Roberto Murano

Coordinamento editoriale
Cooperativa Econnection
Sergio Ferraris

Editing
Ester Stefania Lattanzio

Progetto grafico / impaginazione
Marco Giammaroli
Tipografia Giammarioli
www.tipografiagammaroli.com

Ottobre 2021

FREE