

Il vettore idrogeno:

stato dell'arte e potenzialità
dell'industria italiana

2023



Con la collaborazione di

SOMMARIO

Capitolo 1

Executive Summary	Pag. 5
1. Premessa	Pag. 5
2. L'evoluzione del sistema elettrico: perché il "Power to Gas"	Pag. 5
3. Cenno alle principali filiere di produzione ed utilizzo	Pag. 6
4. Sfide da affrontare e barriere da superare	Pag. 6
5. Casi studio	Pag. 7
6. Le filiere industriali	Pag. 9

Capitolo 2

L'evoluzione del sistema elettrico: perché il "Power to Gas?"	Pag. 10
2.1 L'idrogeno come risorsa di flessibilità per il sistema elettrico	Pag. 10
2.2 L'idrogeno come vettore nei settori "hard to abate"	Pag. 10
2.3 L'idrogeno come materia prima	Pag. 11
2.4 Il "blending"	Pag. 11
2.5 In sintesi	Pag. 11

Capitolo 3

Cenno alle principali filiere di produzione e utilizzo	Pag. 12
---	---------

Capitolo 4

Sfide da affrontare e barriere da superare	Pag. 15
4.1 Sfide tecnologiche	Pag. 15
4.2 Barriere regolatorie	Pag. 24
4.3 Quadro normativo e regolatorio europeo e nazionale	Pag. 31

Capitolo 5

Casi studio	Pag. 38
5.1 La produzione di idrogeno green	Pag. 38
5.2 Utilizzo nei trasporti	Pag. 54
5.3 Usi industriali	Pag. 64
5.4 Immissione di idrogeno nella rete gas	Pag. 72
5.5 Produzione di metano sintetico	Pag. 75

Capitolo 6

Le filiere industriali

Pag. 81

6.1 Come si struttura la filiera italiana dell'idrogeno

Pag. 81

6.2 Produzione

Pag. 82

6.3 Logistica e trasporto (inclusi asset di stoccaggio)

Pag. 82

6.4 Usi finali nella mobilità

Pag. 82

6.5 Usi finali nell'industria

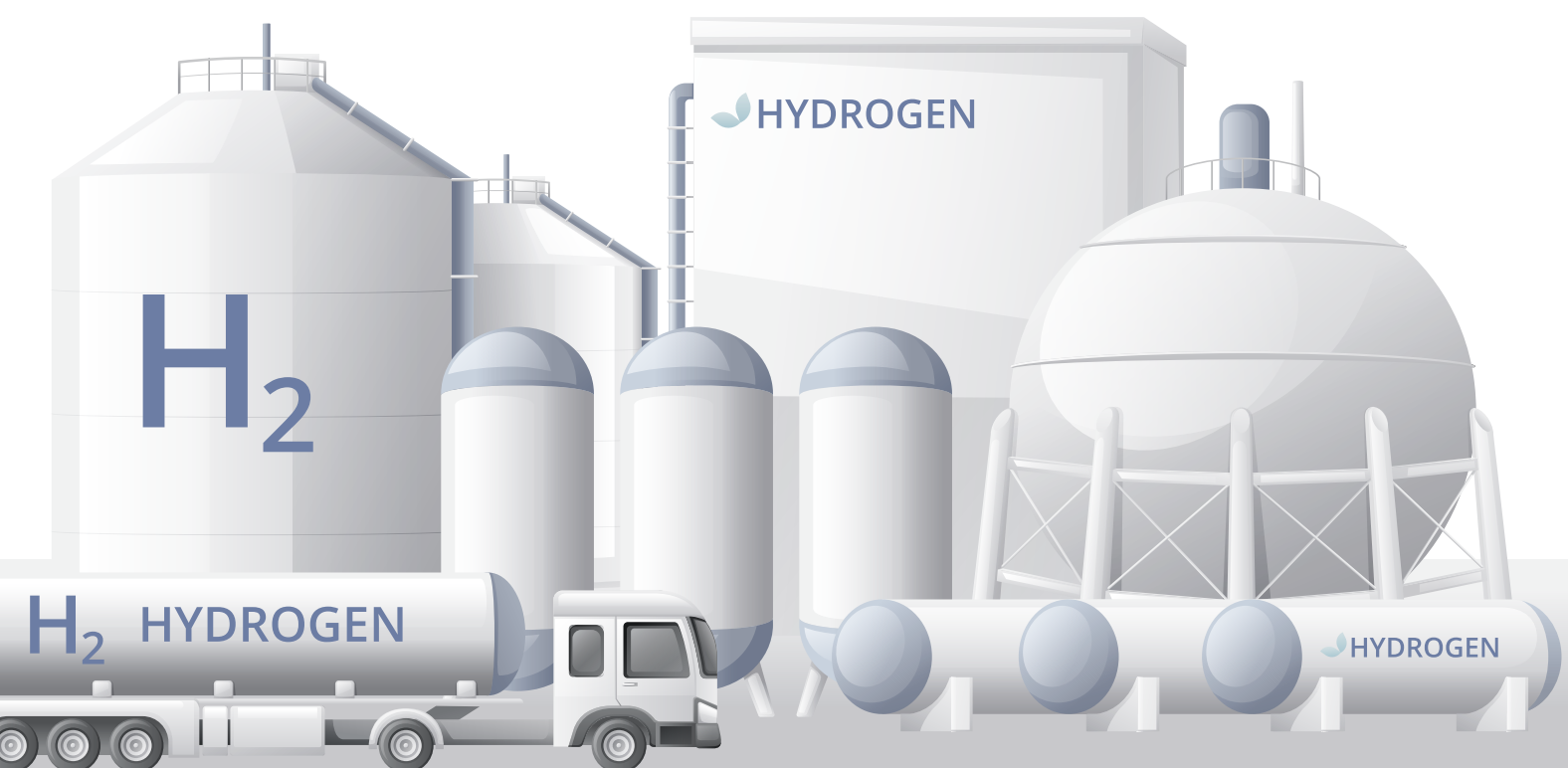
Pag. 83

6.6 Usi finali nel settore residenziale

Pag. 83

Bibliografia

Pag. 84



CAPITOLO 1

EXECUTIVE SUMMARY

1 Premessa

L'ormai irrinunciabile e non più rinviabile transizione energetica, a cui l'Europa e il nostro Paese si sono impegnati, pone una serie di sfide, fra cui quella del funzionamento del sistema elettrico con una preponderante presenza di fonti rinnovabili non programmabili, e quella di ridurre drasticamente le emissioni di gas serra anche in quei settori in cui l'impiego del vettore elettrico risulta particolarmente arduo.

In questo contesto, oltre alla prospettiva di un rilevante impiego di sistemi di accumulo elettrochimico, oggetto di diverse pubblicazioni frutto della collaborazione fra ANIE e RSE negli scorsi anni, si evidenzia sempre più chiaramente l'opportunità di ricorrere al vettore idrogeno, opzione tecnologica in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e di lotta al cambiamento climatico. È questo il motivo per cui ANIE ed RSE hanno ritenuto importante produrre questo volume, che ha l'obiettivo di porre all'attenzione dei decisori e di tutti gli interessati alcune importanti questioni: le motivazioni che giustificano il ricorso alle tecnologie dell'idrogeno, le possibili filiere di produzione, trasporto e utilizzo, i relativi costi, le criticità da affrontare sul piano finanziario, legale e regolatorio. Soprattutto, si sono analizzati diversi casi di studio, evidenziando qualche situazione in cui già oggi l'impiego del vettore idrogeno si avvicina ad una convenienza se valutato da un punto di vista "di sistema", altre per le quali la fattibilità economica risulta lontana, e che quindi necessitano in misura marcata la necessità di sussidi ove si voglia accelerare la maturazione delle soluzioni e delle capacità industriali in grado di realizzarle.

Al tema delle filiere industriali è dedicato il capitolo conclusivo del libro, frutto della collaborazione con l'Associazione di settore H2IT. Le capacità del sistema produttivo italiano coprono in buona misura i diversi segmenti delle tecnologie dell'idrogeno, come la sua produzione da elettrolisi, lo stoccaggio, il trasporto, la distribuzione, e in molti ambiti si osserva una crescita di investimenti pubblici e privati che porterà ad un incremento della capacità produttiva e ad una maggiore integrazione delle filiere. Ciò dovrebbe consentire non solo di applicare gradualmente, ma con ragionevole rapidità, queste tecnologie, ma di farne anche un'opportunità di sviluppo industriale.

2 L'evoluzione del sistema elettrico: perché il "Power to Gas"

Il processo di decarbonizzazione dell'economia sta avanzando e l'Europa ha assunto una posizione di leadership con obiettivi sempre più ambiziosi di progressiva uscita dall'impiego dei combustibili fossili, sulla spinta della necessità di contrastare il cambiamento climatico ormai evidente, ma anche per la consapevolezza, prepotentemente emersa nell'ultimo anno, che la dipendenza dai combustibili importati rappresenta un forte rischio per il benessere della nostra società e per le prospettive di crescita economica.

Fra i diversi settori energetici, quello elettrico ha assunto un ruolo da protagonista sia per l'avvenuta maturazione delle tecnologie di generazione da fonti rinnovabili, sia per lo storico e sempre più accentuato incremento dell'"intensità elettrica" negli usi finali. Tale ruolo di capofila genera però anche alcune criticità, peculiari di tale settore, come la necessità di un bilanciamento accurato e pressoché istantaneo fra la produzione ed il consumo e la difficoltà nello sfruttare brevi ed intensi picchi di produzione, tipici della generazione da rinnovabili non programmabili.

Si rendono quindi necessarie, anche con una certa rapidità, misure che consentano di mantenere la qualità del servizio elettrico e di impiegare con adeguata efficienza le fonti di generazione rinnovabili non programmabili. Fra queste, si va evidenziando il "power to gas", come opzione complementare a quella dell'accumulo elettrico (pompaggi e batterie), della flessibilità della domanda e del "Vehicle to Grid". Tale opzione, benché meno matura e ad oggi dotata di minore efficienza energetica rispetto ad altre, dalle analisi tecnico-economiche svolte in futuri scenari energetici emerge come necessari in misura crescente in funzione del grado di decarbonizzazione via via raggiunto.

Un altro aspetto di rilievo è rappresentato dai limiti, come oggi percepiti, dell'elettrificazione dei consumi. È una tendenza da decenni in atto che, sulla spinta degli obiettivi di decarbonizzazione, si sta accentuando (basti pensare alla sostituzione dei combustibili fossili con il vettore elettrico nel riscaldamento urbano e nei trasporti), e che ha il pregio di ridurre l'inquinamento locale e le emissioni di gas serra;

tuttavia è difficilmente concepibile, almeno nel breve e medio termine, la rinuncia all'impiego di combustibili per alcuni settori di consumo: il trasporto pesante e a lunga distanza, la produzione dell'acciaio e del cemento ecc. In questi ambiti, il vettore idrogeno potrà, più agevolmente di quello elettrico, condurre ad una drastica riduzione delle emissioni climalteranti. Tutti questi elementi giustificano l'avvio di una "economia dell'idrogeno rinnovabile" come quella che stanno intraprendendo le nazioni più sviluppate, al fine di includere questo nuovo vettore energetico nella strategia di abbandono dei combustibili fossili.

3 Cenno alle principali filiere di produzione ed utilizzo

La produzione attuale di idrogeno è una realtà industriale piuttosto rilevante con volumi dell'ordine di 700.000 tonnellate/anno in Italia, ottenute quasi esclusivamente da un processo termochimico (steam methane reforming) che utilizza gas naturale come materia prima. Gli usi principali sono relativi ai processi di raffinazione, alla produzione di ammoniaca e di altri prodotti chimici. Questa modalità di produzione, oggi l'unica significativa, corrisponde al cosiddetto idrogeno "grigio", che comporta rilevanti emissioni di gas serra, dell'ordine di $8 \div 10 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$.

Ai fini della transizione energetica, l'idrogeno deve invece necessariamente essere prodotto da fonti rinnovabili (idrogeno "verde"). Date le rilevanti quantità di energia elettrica che in futuro saranno prodotte da fonte solare ed eolica, e l'opportunità di sfruttare le relative eccedenze, la tecnologia largamente prevalente sarà l'elettrolisi; non va tuttavia trascurata la possibilità di produrre idrogeno rinnovabile mediante processi termochimici a partire da biomasse o rifiuti organici, il che assicurerebbe ugualmente basse emissioni nette di gas serra e, nel contempo, comporterebbe vantaggi di produttività più elevata e modulabilità.

Va infine citata la possibilità di utilizzare combustibili fossili, come già avviene oggi, applicando però tecniche di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica che si genera come scarto della produzione di idrogeno. L'idrogeno così ottenuto, convenzionalmente denominato "blu", potrebbe anch'esso assicurare basse emissioni specifiche di anidride carbonica, a patto che si realizzino processi efficaci di cattura della CO_2 e che quest'ultima possa essere confinata in modo permanente e sicuro, tipicamente in opportune aree geologiche. Proprio questa è la principale criticità che può determinare difficoltà realizzative legate alla non ovvia accettazione sociale di questa opzione.

4 Sfide da affrontare e barriere da superare

Lo sviluppo del vettore idrogeno comporta una complessa serie di azioni volte a superare barriere di diversa natura.

Se si confronta l'opzione dell'idrogeno "green" con le altre forme di accumulo di energia, utili in un sistema elettrico a forte presenza di rinnovabili non programmabili, emergono due aspetti principali:

- utilizzando l'idrogeno come puro stoccaggio di energia elettrica, il che comporta la produzione di idrogeno per elettrolisi e la successiva riconversione in energia elettrica mediante fuel cells, l'attuale efficienza energetica del ciclo di carica-scarica è molto bassa (al massimo 35%) a paragone delle altre forme di accumulo che hanno efficienze fra il 70 e il 90%;
- in termini di costo per unità di energia accumulata nella vita del sistema, le soluzioni basate sull'idrogeno si avvicinano alla competitività solo per durate del ciclo carica-scarica dell'ordine di alcuni giorni, situazione nella quale comunque il "Levelised Cost of Storage" (LCOS) assume valori dell'ordine di 300€/MWh, difficilmente accettabili.

Da queste osservazioni emerge come l'uso delle tecnologie dell'idrogeno per lo stoccaggio in senso stretto dell'energia elettrica sia, allo stato attuale, poco conveniente.

Maggiormente interessante è il caso in cui l'idrogeno prodotto con energia elettrica temporaneamente in eccesso venga direttamente utilizzato in settori di difficile elettrificazione (cosiddetti settori "hard to abate"), conseguendo quindi una forte riduzione di emissioni, difficilmente ottenibile per altra via. In questo caso, il confronto economico deve essere fatto prendendo come riferimento il combustibile fossile che verrebbe sostituito che, a seconda dei casi, può essere il carbone, il petrolio, il gas naturale. Per semplicità, si fa qui riferimento al gas naturale.

Il costo di produzione dell'idrogeno verde dipende da tre principali fattori:

- a) il costo di investimento, per il quale si fa riferimento alla produzione mediante elettrolisi, in cui l'elettrolizzatore stesso rappresenta la parte principale dell'investimento;
- b) il fattore di utilizzo, che in generale risulta piuttosto basso (nel range $1.000 \div 2.500$ ore/anno) a causa dell'intermittenza delle fonti solare ed eolica a cui si fa ricorso;
- c) il costo dell'energia elettrica.

Come risultato di costi specifici attualmente piuttosto elevati degli elettrolizzatori (dell'ordine di 1.000 €/kW) e dei bassi fattori di utilizzo, il costo dell'idrogeno verde risulta elevato, in un intervallo 2.5 ÷ 6.4 €/kg a seconda delle ipotesi assunte. Per la produzione dell'idrogeno grigio, assumendo un costo del gas naturale utilizzato di 26 €/MWh, si ottengono, per alti fattori di utilizzo degli impianti, costi dell'idrogeno anche di solo 1 €/kg circa. Nel caso dell'idrogeno blu, a causa dei costi impiantistici e dei consumi energetici associati alla cattura e allo stoccaggio della CO₂, il costo è leggermente maggiore rispetto all'idrogeno grigio, e parte da circa 1.3 €/kg. Per raggiungere la parità di costo per unità di energia con il gas naturale, assunto a 26 €/MWh, l'idrogeno dovrebbe costare 0.75 €/kg.

Si nota quindi che, anche quando impiegato come sostituto diretto dei combustibili fossili, l'idrogeno verde presenta oggi un forte gap di costo, conseguenza economica degli attuali limiti tecnologici e industriali dell'elettrolisi: costi di investimento degli elettrolizzatori ancora elevati ed efficienza energetica da migliorare. Va tuttavia osservato, da un lato che l'attesa crescita dei volumi di produzione degli elettrolizzatori, con conseguenti diminuzioni dei costi unitari e miglioramenti tecnologici, e la crescente disponibilità di energia rinnovabile a basso costo avranno l'effetto di ridurre i costi di produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili; dall'altro, che le politiche di decarbonizzazione spingeranno verso la sostituzione dei combustibili fossili con idrogeno "verde" nei settori "hard to abate", accettando in qualche misura extra-costi industriali.

Un'alternativa, anch'essa a basse emissioni, ma allo stato attuale con costi più contenuti, è costituita dall'idrogeno "grigio". In questo caso le minori barriere economico-finanziarie lasciano il posto a presumibili difficoltà autorizzative e di accettabilità sociale legate allo stoccaggio geologico della CO₂ catturata, stanti le incertezze, non ancora del tutto risolte, in merito alla stabilità e sicurezza dei depositi.

Un altro aspetto della filiera dell'idrogeno che presenta elementi di criticità è quello dello stoccaggio. Si tratta di un passaggio ineludibile, se si considera l'intrinseca intermittenza della produzione da energia elettrica rinnovabile, da un lato, e la necessità di alimentare gli usi finali in modo continuo e programmabile, dall'altro. Un primo elemento problematico dell'accumulo di idrogeno è la sua bassissima densità come gas alle condizioni normali: il contenimento dei volumi dei serbatoi di accumulo comporta quindi la necessità di comprimere il gas a pressioni molto elevate (anche 70 MPa e oltre), con rilevanti consumi energetici e necessità di serbatoi relativamente costosi, oppure di liquefarlo, il che significa raggiungere temperature molto prossime allo zero assoluto con consumi energetici dell'ordine del 30% del contenuto energetico dell'idrogeno.

Un'ulteriore e molto importante sfida da affrontare è legata alla necessità di uno stoccaggio di lungo termine, dell'ordine di diverse settimane o mesi: questa esigenza nasce dalla variabilità delle fonti rinnovabili (solare ed eolica) la cui dinamica non è solo su scala giornaliera, ma anche e in misura significativa su scala stagionale. Per periodi così lunghi l'investimento in serbatoi per gas in pressione o liquefatto diviene insostenibile e l'unica opzione oggi concepibile risulta lo stoccaggio geologico. Come già menzionato per lo stoccaggio di CO₂, e a maggior ragione, l'accumulo di idrogeno in caverne saline, pozzi di gas esauriti o acquiferi è una tecnologia che deve ancora essere pienamente dimostrata in termini di fattibilità e accettabilità.

Oltre ai temi tecnologici ed economici, sopraccitati, vanno poi considerati gli aspetti legali, regolatori e normativi. L'importanza dell'idrogeno nella transizione energetica è stata evidenziata dal Parlamento Europeo nella risoluzione "Strategia europea per l'idrogeno" (Risoluzione P9_TA(2021) 0241) del 19 maggio 2021 e confermata, in ambito nazionale, nel PNRR con uno stanziamento dedicato di oltre 3 miliardi di euro. La realizzazione degli obiettivi indicati in tali atti comporta la necessità di adottare una serie di provvedimenti che assicuri la normazione, la certificazione, le garanzie di origine, l'etichettatura e la commerciabilità anche internazionale dell'idrogeno. In ambito italiano le azioni necessarie comprendono: l'emissione di norme tecniche di sicurezza specifiche per la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno; la semplificazione amministrativa per la realizzazione degli impianti di produzione di idrogeno verde; la regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete; la definizione di un sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile; la regolamentazione necessaria a consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc.

Ulteriori ambiti, che dovranno essere regolamentati, riguardano l'utilizzo delle infrastrutture gas per il trasporto dell'idrogeno puro e di miscele di idrogeno e gas naturale (cosiddetto "blending").

5 Casi studio

a. Produzione di idrogeno da fonti rinnovabili

Sono state valutate diverse opzioni, **basate sull'elettrolisi** ed in grado di soddisfare la definizione di idrogeno **da fonti rinnovabili**.

La prima corrisponde allo sfruttamento **di energia elettrica rinnovabile acquisita dal mercato nelle ore con overgeneration**. Si valuta che, in uno scenario energetico italiano al

2030, in questo caso il prezzo dell'energia acquisita dal mercato elettrico possa essere particolarmente basso, dell'ordine di $15 \div 20$ €/MWh, ma anche il numero di ore annue di produzione sia modesto, circa un migliaio. La combinazione di costi energetici bassi ed ammortamenti elevati conduce ad una stima del costo di produzione dell'idrogeno di circa 2-2,3 €/kg, corrispondenti a 60-70 €/MWh.

Un'altra opzione è la **produzione di idrogeno con energia generata da impianti FER dedicati**. In questo caso il costo dell'energia deve essere assunto pari al "costo livellato di produzione" (LCOE) dell'energia da solare o eolico, più alto rispetto al caso precedente, ma anche il numero di ore annue di produzione è più elevato. Il risultato in termini di costo di produzione dell'idrogeno è di 3-3,5 €/kg, corrispondenti a 90-100 €/MWh. A fronte di tale costo di produzione, superiore a quello del caso precedente, si verificherebbe una minor necessità di stoccaggio a lungo termine che porterebbe benefici soprattutto in termini di minori costi di trasporto, compressione e perdite.

L'ultimo caso analizzato corrisponde alla **produzione con energia elettrica acquisita dal mercato con garanzia d'origine rinnovabile o con contratti di lungo termine (PPA)**. Tale consumo elettrico andrebbe a gravare sulla rete elettrica (come per il primo caso) e non contribuirebbe attivamente alla riduzione delle overgeneration (come per le produzioni da FRNP dedicate). Analogamente a questo secondo caso, risulterebbe possibile una partecipazione ai servizi ancillari. Il principale vantaggio di questa scelta è da individuare nella logistica a valle della generazione di idrogeno, dove una produzione più regolare, durante l'anno, limiterebbe la necessità di ricorrere allo stoccaggio stagionale.

Rispetto alla produzione di idrogeno da elettrolisi tramite energia eolica o solare, **gassificazione e pirolisi di rifiuti organici e biomasse** hanno l'evidente vantaggio di essere processi ad alta produttività e non soggetti alla disponibilità variabile nel tempo delle fonti energetiche. Questo è particolarmente rilevante nei casi di *hydrogen valleys* (filieri che prevedono, sia la produzione che il consumo di idrogeno in loco), dove è fondamentale fornire H_2 con continuità agli utenti finali, senza interporre infrastrutture di accumulo e trasporto.

L'analisi di un ipotetico impianto di gassificazione di biomassa legnosa da 10 MW (potenza equivalente sul PCI dell'idrogeno), situato in Italia, conduce, con opportune ipotesi, ad un costo di produzione dell'idrogeno di circa 2,7 €/kg paragonabile alla produzione mediante elettrolisi, con il vantaggio della continuità e programmabilità della produzione ed il limite di non consentire il recupero delle eccedenze di energia elettrica rinnovabile. L'efficienza energetica di conversione della biomassa in idrogeno si aggira sul 63%, con le ipotesi adottate.

b. Utilizzo nei trasporti

Il "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza" (PNRR) prevede interventi volti all'impiego dell'idrogeno nel settore trasporti, sia su strada che in ambito ferroviario, per quanto riguarda linee non elettrificate. In ambito ferroviario gli investimenti PNRR sono destinati all'alimentazione di rotabili in 6 linee ferroviarie situate in diverse Regioni.

Il libro presenta anzitutto un'analisi tecnico-economica di applicazioni di autobus a idrogeno nel **trasporto pubblico locale**. I casi di studio esaminati mostrano che il costo complessivo del trasporto pubblico alimentato a idrogeno superano nettamente quelli degli equivalenti casi con alimentazione a gasolio, gas naturale ed elettrica. Nel quadro regolatorio attuale il trasporto pubblico locale a basse emissioni può quindi essere più convenientemente realizzato impiegando mezzi alimentati da batterie.

Diverso è il risultato ottenuto nel caso del **trasporto ferroviario**. In Italia sono attualmente in esercizio oltre 4.000 km di linee ferroviarie non elettrificate su cui circolano treni con motrici diesel con rilevante impatto ambientale, sia locale che globale. La valutazione ambientale ed economica delle alternative (elettrificazione di una linea precedentemente esercita con motrici diesel, oppure impiego di una trazione basata su fuel cells alimentate a idrogeno) mostra che l'opzione a idrogeno, pur leggermente più costosa del diesel, è la più efficace sotto il profilo ambientale, e risulta, in alcuni casi, comparabile economicamente con l'opzione elettrificazione.

Allo stato attuale il progetto più avanzato di linea ferroviaria a idrogeno è "H2ise0" che prevede, a partire dal 2024, la circolazione sulla linea Brescia – Edolo di 14 treni a idrogeno attraverso l'introduzione di un primo lotto di 6 rotabili seguito dopo due anni da altri 8.

c. Usi industriali

La penetrazione dell'idrogeno verde nell'industria potrà avvenire sia sostituendo l'idrogeno da fonti fossili già in uso (nella raffinazione, chimica, petrolchimica), sia introducendo l'impiego in quei settori, come ad esempio la siderurgia, che non possono convenientemente essere decarbonizzati utilizzando direttamente energia elettrica da fonti rinnovabili.

Uno degli ambiti di maggiore interesse è la **siderurgia**, dal momento che questo settore è il maggior emettitore industriale di CO_2 ed è responsabile del 20% delle emissioni industriali e dell'8% delle emissioni totali. Il processo di produzione dell'acciaio non è elettrificabile (almeno fino al 2050) e si presta invece ad un utilizzo efficiente dell'idrogeno come agente riducente. La conversione a idrogeno dell'industria siderurgica italiana è indubbiamente una sfida

molto rilevante, se si considera che mantenere gli attuali livelli di produzione comporterebbe un consumo di energia elettrica rinnovabile pari a 17 TWh/anno. Sotto il profilo economico, tuttavia, la trasformazione dei processi produttivi per impiegare idrogeno comporta extra-costi compensabili dal beneficio ambientale delle minori emissioni di CO₂: si avrebbe infatti un pareggio dei costi, inclusi i costi esterni, se si ipotizzasse di valorizzare la CO₂ evitata in un campo 60 ÷ 85 €/t (la quotazione media nel sistema ETS per l'ultimo anno è stata di circa 80 €/t).

d. Produzione di metano sintetico

Una promettente filiera di utilizzo dell'idrogeno verde è rappresentata dalla produzione di combustibili sintetici che, in una fase avanzata di decarbonizzazione, potranno divenire perfetti sostituti dei combustibili fossili. Uno specifico processo che ha già raggiunto un buon grado di sviluppo è la metanazione biologica, attraverso la quale la reazione fra idrogeno e anidride carbonica, assistita da microorganismi, produce metano.

Un caso analizzato riguarda la metanazione biologica che impiega idrogeno da elettrolisi e CO₂ ottenuta come sottoprodotto dalla produzione di biogas mediante digestione anaerobica di biomasse, e successivo trattamento di upgrading a biometano.

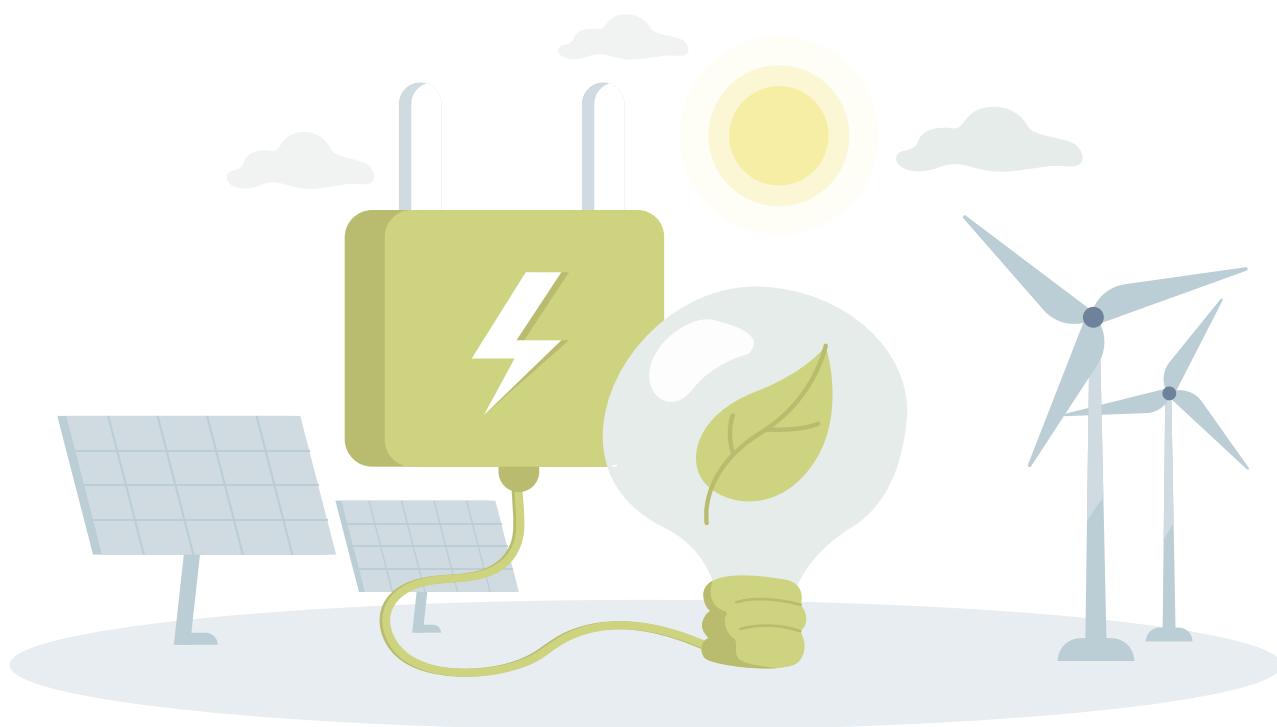
Lo studio tecnico-economico effettuato considera l'alimentazione dell'elettrolizzatore da impianto FER dedicato o, in alternativa, mediante prelievo da rete di energia rinnovabile con esenzione dagli oneri di rete e/o di sistema. Si è tenu-

to conto degli incentivi per l'immissione in rete gas sia del biometano, che del metano sintetico, ed inoltre, nel caso di prelievo da rete, della partecipazione dell'elettrolizzatore al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Con tali ipotesi il caso risulta finanziariamente positivo, con un tempo di ritorno compreso fra 4 e 9 anni in funzione delle diverse ipotesi accennate.

6 Le filiere industriali

L'Italia può posizionarsi strategicamente in tutti i segmenti della filiera dell'idrogeno verde, dalla produzione agli utilizzi finali nella mobilità, nell'industria e nella produzione di energia e calore. La filiera comprende imprese che si occupano di produzione, logistica, trasporto, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno, aziende che sviluppano le tecnologie e la componentistica per il settore e diverse altre in grado di supportare il settore trasversalmente fornendo servizi di testing, certificazione, modellazione e ingegneria.

Gli investimenti nazionali dedicati all'idrogeno all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, pari a 3,64 miliardi, hanno dato una spinta alle aziende che da anni investono in questo settore ma anche a realtà che stanno diversificando il proprio business. I finanziamenti sostengono lo sviluppo della produzione di idrogeno da elettrolisi per la creazione di Hydrogen Valleys e l'utilizzo dell'idrogeno nei settori Hard to Abate e nella mobilità, attraverso il sostegno allo sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento; inoltre, una linea di finanziamento è dedicata alla ricerca e sviluppo industriale per la collaborazione tra università ed imprese ed una allo specifico sviluppo delle tecnologie degli elettrolizzatori, celle a combustibile e loro componenti.



CAPITOLO 2

L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: PERCHE' IL "POWER TO GAS"?

Le politiche di decarbonizzazione rappresentano una reazione al cambiamento climatico, messa in atto da numerosi Paesi, attraverso un percorso avviato da ormai quasi 30 anni. L'Unione Europea e gli Stati membri, fra cui l'Italia, si sono contraddistinti per la determinazione e la concretezza delle azioni condivise e già in parte realizzate, con consistenti riduzioni dei gas serra. Nuovi e sempre più ambiziosi obiettivi devono essere perseguiti nei prossimi anni e decenni, al fine di contenere l'incremento della temperatura media della Terra entro $1,5 \pm 2$ °C.

Il percorso italiano di decarbonizzazione del prossimo decennio è stato tracciato nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), pubblicato a inizio 2020. Nel documento vengono delineati gli obiettivi puntuali da raggiungere entro il 2030 relativamente alle fonti rinnovabili (il 30% dei consumi finali lordi dovrà essere soddisfatto da risorse *green*), all'efficienza energetica (i consumi in termini di energia primaria dovranno essere ridotti del 43%), e alla diminuzione delle emissioni di gas serra, distinta tra il settore "ETS" e "non-ETS". Per superare le sfide poste dal cambiamento climatico, l'Europa ha proposto di azzerare le emissioni nette entro il 2050. Il Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio, emesso nel marzo 2020, istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica, e prevede traguardi più ambiziosi rispetto a quelli che hanno dato origine al PNIEC. In seguito, il pacchetto "Fit for 55" ha fissato l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 del 55% rispetto al livello 1990.

2.1 L'idrogeno come risorsa di flessibilità per il sistema elettrico

In questo contesto il sistema elettrico ha un ruolo essenziale sia per la rilevante quantità di energia di origine fossile originariamente impiegata, che per la rapida maturazione, ormai pienamente conseguita, di alcune tecnologie di conversione delle Fonti di Energia Rinnovabili (FER), che, infine, per la chiara ed irreversibile tendenza all'aumento della quota di consumi finali soddisfatti dal vettore elettrico.

Fra le FER elettriche, per una serie di motivazioni tecnologiche ed economiche, il ruolo tendenzialmente predominante è quello delle fonti intermittenti (solare ed eolica),

caratterizzate dalla non programmabilità e dalla non completa prevedibilità della produzione. Se si tiene conto della necessità per il sistema elettrico di un continuo e accurato bilanciamento produzione/consumo, risulta evidente come la forte crescita della FER intermittenti generi un maggior fabbisogno di risorse di flessibilità e di adeguatezza, al fine di assicurare qualità e continuità del servizio; a maggior ragione se si considera che l'aumento di risorse non programmabili induce la riduzione del contributo della generazione termoelettrica da fonti fossili, da sempre una delle principali tecnologie in grado di offrire i servizi ancillari necessari al sistema elettrico. Inoltre, la forte penetrazione attesa per le FER intermittenti condurrà, nel lungo termine, a frequenti e prolungate situazioni di eccesso di produzione rispetto alla domanda. Per ragioni di efficienza ed economicità, è importante evitare che ciò determini la rinuncia a consistenti volumi di energia a basso costo e con emissioni trascurabili. Si rendono quindi indispensabili nuovi e importanti contributi di flessibilità e di capacità di assorbimento istantaneo di energia in eccesso. Fra le varie opzioni disponibili (come l'accumulo elettrico e la flessibilità della generazione distribuita e della domanda, per citare le principali), la produzione di idrogeno, da destinare a usi finali non elettrici, è una scelta tecnologica di grande interesse, in quanto costituisce un carico modulabile e flessibile e, soprattutto, offre la possibilità di stoccare l'energia elettrica in eccesso anche per lunghi periodi (settimane/mesi), cosa non fattibile da parte di accumuli idroelettrici o elettrochimici.

2.2 L'idrogeno come vettore nei settori "hard to abate"

A queste considerazioni, che traggono origine dal sistema elettrico con forte e crescente presenza di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), si aggiunge la necessità di introdurre un nuovo vettore energetico a basse o nulle emissioni di carbonio, che rimpiazzhi le fonti fossili e che rappresenti un complemento del vettore elettrico.

Il processo di de-carbonizzazione dell'economia si realizza, da un lato mediante una progressiva "elettrificazione dei consumi", dall'altro mediante una decarbonizzazione del vettore energetico primario utilizzato per quei settori dove

non vi è possibilità di elettrificazione. Per quanto riguarda il primo punto, il sistema elettrico, più degli altri, sta progredendo verso l'abbandono dei combustibili fossili. Il kWh elettrico ha, quindi, un'impronta di carbonio già oggi significativamente ridotta rispetto all'inizio del XXI secolo e nel breve termine ci si attendono ulteriori progressi in questa direzione. Un crescente uso dell'energia elettrica in settori come il riscaldamento degli edifici e la mobilità, finora sostanzialmente alimentati dal gas naturale e dai derivati del petrolio, porterà ad una netta riduzione delle emissioni di gas serra anche in tali settori. Esistono tuttavia settori di uso finale dell'energia che difficilmente potranno essere alimentati dal vettore elettrico: si tratta del trasporto pesante e/o a lunga distanza (linee ferroviarie non economicamente elettrificabili, navi, aerei, trasporto merci) e di alcuni settori industriali che richiedono elevate quantità di calore ad alta temperatura, spesso accompagnate dall'uso di agenti riducenti (in particolare, la produzione di acciaio e cemento).

In questi casi l'idrogeno si presenta come vettore energetico particolarmente adatto a soddisfare questi usi finali, in quanto combustibile che, in linea di principio, può sostituire le fonti fossili. Per raggiungere questo obiettivo vanno superate alcune limitazioni, legate ad esempio alla bassissima densità dell'idrogeno, il che determina difficoltà tecniche e costi elevati per il trasporto e lo stoccaggio a bordo di alcuni tipi di veicoli. A ciò si può ovviare mediante processi di trasformazione chimica del vettore idrogeno, in combinazione con carbonio ottenuto da biomasse/scarti, mediante i quali è tecnicamente possibile ottenere carburanti liquidi del tutto simili ai carburanti fossili in uso.

2.3 L'idrogeno come materia prima

L'idrogeno oggi è utilizzato come reagente in alcuni settori industriali, principalmente chimica e raffinazione. Esistono diversi processi di produzione di idrogeno; i più diffusi, per ragioni economiche, sono lo Steam Methane Reforming (SMR) a partire dal gas naturale, e la gassificazione del carbone, processo applicato su vasta scala in alcuni Paesi. Entrambe queste tecnologie implicano che la produzione dell'idrogeno comporti oggi rilevanti emissioni di CO₂, la cui entità a livello globale è stimata dell'ordine di 830 MtCO₂/anno, vale a dire circa il 2,5% delle emissioni globali del settore energia. In questo tipo di processi l'idrogeno, anziché rappresentare uno strumento utile per la decarbonizzazione, è esso stesso causa di importanti emissioni di gas serra.

Le possibilità da valutare per continuare ad utilizzare idrogeno nei processi industriali attuali, riducendo però drasticamente le emissioni, sono di sfruttare l'idrogeno prodotto per elettrolisi alimentata da FER elettriche, oppure applicare processi di cattura, stoccaggio geologico e/o utilizzo (Carbon Capture Utilisation and Storage, CCUS) alle produzioni da fon-

te fossile. In questo modo si potrebbe contribuire alla decarbonizzazione senza modificare gli attuali processi di utilizzo. Una ulteriore possibilità, come si diceva, è introdurre l'uso dell'idrogeno (ovviamente prodotto con basse emissioni di carbonio) in processi industriali che necessitano di un agente riducente, come la siderurgia, e che oggi impiegano materie prime di origine fossile, ricche di carbonio, come il carbone e il gas naturale.

2.4 Il "blending"

L'impiego dell'idrogeno come parziale sostituto del gas naturale, trasportato e distribuito in miscela con esso, rappresenta un'ulteriore opzione, non selettiva, e quindi meno efficace rispetto ad applicazioni più specifiche, ma che ha il pregio di poter sfruttare infrastrutture esistenti. In questo modo è possibile trasportare i grandi volumi di idrogeno, che si stima possano essere prodotti grazie all'eccedenza di energia elettrica rinnovabile, contribuendo ad una parziale decarbonizzazione di tutti gli usi finali del gas naturale stesso. La capacità di assorbimento, pressoché illimitata del settore gas (i consumi nazionali sono di circa 70 MLD di Sm³/anno, equivalenti a 640 TWh/anno), assicura la possibilità di sfruttare le FRNP anche in caso di grandi e prolungate eccedenze di produzione.

2.5 In sintesi

L'intento di questa breve introduzione è quello di chiarire il potenziale di questa tecnologia. I punti nodali del lavoro presentato nei capitoli successivi sono la presentazione delle principali filiere di produzione e di utilizzo, al fine di ridurre il più possibile le emissioni di carbonio, la definizione delle criticità più rilevanti, sia in termini tecnici che normativi e regolatori, per poi concludere con alcuni casi studio utili a comprendere la maturità tecnologica e la fattibilità economica delle applicazioni di maggior interesse.

Tutti questi elementi giustificano l'avvio di una "economia dell'idrogeno rinnovabile" come quella che stanno avviando le nazioni più sviluppate, al fine di includere questo nuovo vettore energetico nella propria strategia di abbandono dei combustibili fossili.

CAPITOLO 3

CENNO ALLE PRINCIPALI FILIERE DI PRODUZIONE E UTILIZZO

Nel capitolo precedente abbiamo visto che l'idrogeno si pone come nuova opzione per rendere più efficiente il sistema elettrico decarbonizzato, a medio (2030) e lungo (2050) termine, ma anche per completare la decarbonizzazione stessa. La filiera dell'idrogeno ha come segmento iniziale la produzione, seguita da trasporto, distribuzione, stoccaggio, fino all'ultimo segmento degli usi finali articolato a sua volta su tre macro settori: mobilità, usi energetici e usi come reagente in processi industriali. Nella filiera si intrecciano inoltre alcune tematiche trasversali che attraversano tutta la catena del valore.

La fisionomia della filiera sarà determinata pesantemente dalle scelte che saranno indicate nella strategia nazionale dell'idrogeno. Alcune indicazioni, tuttavia, sono già state annunciate nelle Linee Guida Preliminari (luglio 2020) e nel PNRR (maggio 2021). Solo quando sarà sufficientemente chiarito il ruolo che avrà l'idrogeno nel "sistema Italia" si potranno porre delle basi solide per lo sviluppo dell'intera filiera; inoltre, affinché la filiera si possa sviluppare e possa diventare funzionale ed efficiente, è assolutamente necessaria una normativa tecnica ad hoc e l'aggiornamento della normativa esistente, che tengano conto della costante innovazione tecnologica. La realizzazione di un sistema normativo e autorizzativo, armonizzato a livello europeo, che sia chiaro e di facile applicazione, consentirebbe a tutti i soggetti della filiera di operare in condizioni favorevoli, anche per gli investimenti.

La filiera idrogeno deve quindi essere funzionale al raggiungimento di due obiettivi:

- produrre idrogeno per gli usi finali, che attualmente non sono elettrificabili, sostituendo i combustibili fossili, sia come vettore energetico sia come materia prima;
- convertire l'eccedenza di energia rinnovabile in una forma accumulabile in grandi quantità e per lunghi periodi.

Il perseguimento del primo dei due obiettivi è evidentemente quello che andrà a definire la logica dello sviluppo di tutta la filiera. Se le utenze finali da privilegiare sono numerose, di piccole dimensioni e distribuite più o meno in maniera

omogenea sul territorio nazionale (ad esempio: abitazioni, autovetture,...), si può immaginare che i segmenti della filiera relativi a trasporto, distribuzione e stoccaggio assumeranno un connotato molto diverso dal caso in cui, al contrario, le utenze siano poco numerose e costituite da grandi consumatori di combustibili fossili (es.: impianti siderurgici, raffinerie,...). Si avrà, nel primo caso, una spinta alla "decentralizzazione" della distribuzione dell'idrogeno mentre, nel secondo caso, una "centralizzazione" della produzione di idrogeno in prossimità delle utenze.

Per il sistema "decentralizzato" dovrà essere affrontato il problema della scelta tra il trasporto dell'idrogeno dal centro di produzione fino all'utenza finale o del trasporto dell'energia elettrica da FER fino all'impianto di produzione di idrogeno che sarà installato presso l'utenza. Fatta la scelta si dovrà affrontare un importante investimento in infrastrutture che consentano il trasporto e la distribuzione diffusa.

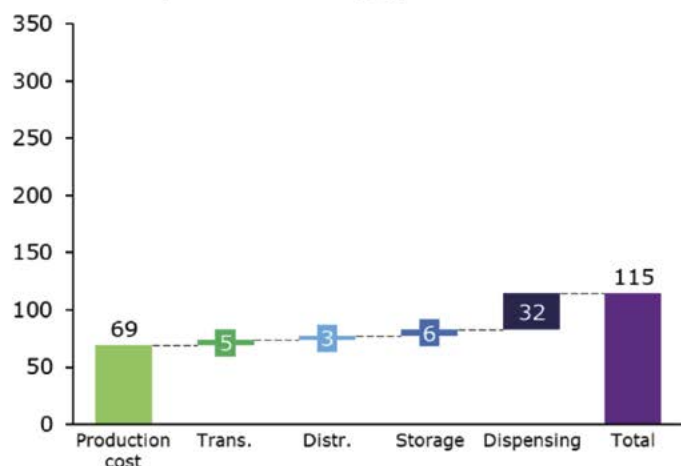
Per il sistema "centralizzato" il problema da affrontare non sarà tanto il trasporto e la distribuzione, ma la disponibilità di energia da FER sufficiente per soddisfare la domanda di idrogeno. Inoltre, in alcuni casi, saranno necessari grandi sistemi di accumulo.

A titolo esemplificativo sono di seguito riportati due casi di possibili configurazioni della filiera con i relativi costi. La figura 3.1 fornisce una panoramica dei costi delle singole fasi nella catena di approvvigionamento dell'idrogeno: costi di produzione, costi di trasporto, costi di distribuzione, costi di stoccaggio e costi di rifornimento delle stazioni di erogazione.

In figura 3.1 è riportata l'unità di misura spesso utilizzata in letteratura per il costo livellato dell'idrogeno (LCOH) in €/MWh H_2_{LHV} (che può essere convertita nella più diffusa €/kg H_2 dividendo i valori riportati in figura per 33,3, considerando che 1 kg H_2 corrisponde a 33,3 kWh di Lower Heating Value). Il caso ottimale (low cost example) è caratterizzato da elettrolizzatori alcalini con 4.500 ore annue di produzione, un CAPEX di 550 €/kW installato, costo elettrico pari a 40 €/MWh ed un'efficienza di sistema fissata al 70%. Nel caso ad alti costi (high cost example) si utilizzano elettrolizzatori con membrana polimerica elettrolita (PEM) con 3.000 ore annue di produzione, un CAPEX di 800 €/kW installato, costo

Low Cost Example

levelized cost (EUR2019/MWh H₂ LHV)



High Cost Example

levelized cost (EUR2019/MWh H₂ LHV)

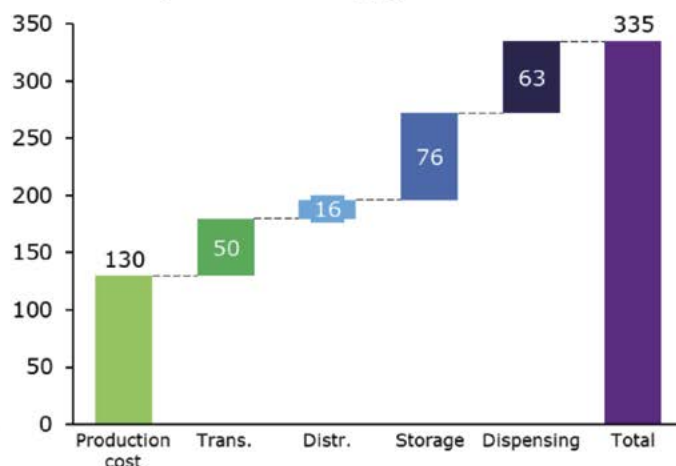


Figura 3.1 - Confronti dei costi per i diversi segmenti della catena di approvvigionamento di idrogeno per due scenari tipici di basso e alto costo (fonte: European Commission "Asset study on hydrogen generation in Europe: overview of costs and key benefits" – 2021)

elettrico di 60 €/MWh ed un'efficienza del sistema del 62%. I costi di trasporto a lunga distanza si riferiscono entrambi al trasporto di idrogeno via tubo dove, nel caso low cost, è utilizzata una rete gas esistente mentre, nel caso high cost, si utilizza una nuova tubazione dedicata. Per la distribuzione, intesa come consegna ai punti di stoccaggio, i costi si basano ancora sull'ipotesi di condutture esistenti per il primo caso, mentre, per il caso high cost, si utilizzano carri bombolai con idrogeno compresso a 700 bar. Per i costi di stoccaggio, nel caso low cost, è stato assunto un limite inferiore per le cave di sale, e nel caso high cost un limite superiore per i giacimenti di gas esauriti. Infine, per l'erogazione nelle stazioni di rifornimento, i costi variano molto da caso a caso: nella figura sopra riportata sono stati presi i dati disponibili dal sito di IEA per un caso a basso costo ed uno ad alto costo.

Si sottolinea l'alto grado di incertezza di queste valutazioni che fanno riferimento a tecnologie oggi non tutte ancora mature. Lo scopo di queste considerazioni è soprattutto evidenziare che, in funzione delle ipotesi adottate, i costi possono variare in intervalli piuttosto ampi.

Si può osservare che la componente che incide maggiormente sul costo per l'utenza finale (indicato con "Total" in figura 3.1) è la produzione. Il costo di produzione di idrogeno dipende sensibilmente dalla tecnologia. Attualmente l'idrogeno può essere prodotto principalmente in tre modi:

Idrogeno grigio

Prodotto esclusivamente da combustibili fossili o da vettori

energetici ottenuti da combustibili fossili. Il processo di produzione principale è lo Steam Methane Reforming (SMR) che trasforma tutto il carbonio contenuto nel metano utilizzato, sia come materia prima che come fonte di calore per il processo, in CO₂ emessa in atmosfera.

Idrogeno Blu

Prodotto da combustibili fossili con i processi usati per produrre l'idrogeno grigio, ma con la cattura della CO₂ emessa, rappresenta un'importante tecnologia per la transizione alla produzione di idrogeno verde. Tuttavia, la tecnologia attuale non consente di catturare tutta la CO₂. La CO₂ dispersa in atmosfera può variare da un minimo del 20% circa fino ad un massimo del 50%.

Idrogeno Verde

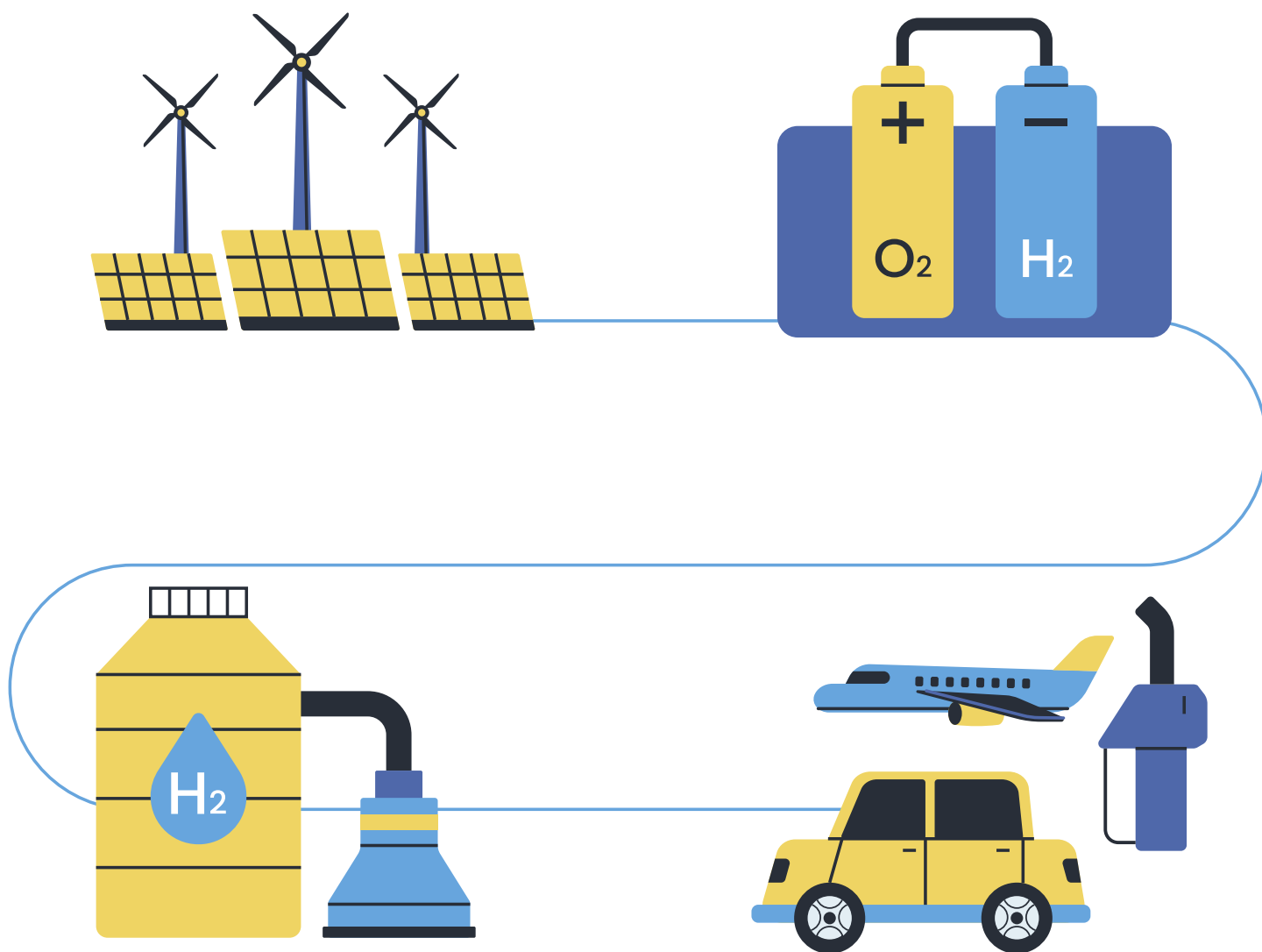
Prodotto mediante processi con emissioni di CO₂ molto basse. Tali processi possono essere: elettrolisi da fonte esclusivamente rinnovabile, o gassificazione/pirolisi di biomassa.

Le opzioni tecnologiche della filiera dipendono fortemente dalla tipologia ed ubicazione degli usi finali. In un percorso virtuoso che porterà alla decarbonizzazione totale al 2050 è necessario sostituire progressivamente l'idrogeno grigio con idrogeno verde per le utenze che attualmente fanno uso di idrogeno, come raffinerie e chimica (produzione di metanolo e fertilizzanti). In mancanza di quantità adeguate di idrogeno verde (al momento la crescita delle FER non garantirà la copertura totale dei consumi di idrogeno) sarà necessario compensare con idrogeno blu (con tutti i problemi connessi

alla cattura e stoccaggio della CO₂). Da oggi al 2025 si assisterà, quindi, soprattutto ad iniziative locali, di piccola-media taglia, con produzione di idrogeno in prossimità dei luoghi di utilizzo e con applicazioni al trasporto locale e ferroviario. Dal 2025 al 2030 si potrà assistere ad uno sviluppo di altri segmenti della filiera finalizzati ad approvvigionare alcune utenze con elevati consumi di idrogeno, le industrie "hard to abate", che dispongono di tecnologie di impiego dell'idrogeno già mature: reattori a riduzione diretta del minerale di ferro (DRI) per la produzione di acciaio e bruciatori ad idrogeno, già presenti sul mercato, per processi ad alte temperatura (vetro, cemento, ceramica,...). Dal 2030 al 2050 ci sarà un continuo sviluppo ed ottimizzazione della filiera, grazie alla crescita della domanda alla diffusione di tecnologie di trasporto e stoccaggio con costi in diminuzione, alla trasformazione dell'idrogeno in e-fuel. Sarà probabilmente

sviluppata, in parte anche con adattamento della rete gas esistente, una rete di trasporto nazionale dell'idrogeno per garantire l'accesso ad una fornitura stabile e continua di H₂ che ne consenta un utilizzo diffuso anche in settori ora lontani da un uso massiccio, come building e mobilità a lungo raggio. Attualmente si sta testando il trasporto mediante la rete gas esistente per accogliere fino al 10% di idrogeno in volume, mentre per la distribuzione diffusa di idrogeno puro, che interessa il cosiddetto "ultimo miglio", ci saranno diversi problemi tecnici da risolvere con costi non trascurabili.

In termini quantitativi le analisi di scenario in corso sul lungo termine, in un contesto di decarbonizzazione pressoché totale, indicano una copertura da parte dell'idrogeno "green" e suoi derivati di circa il 10 ÷ 15 della domanda finale complessiva di energia.



CAPITOLO 4

SFIDE DA AFFRONTARE E BARRIERE DA SUPERARE

L'8 luglio 2020, la Commissione Europea ha lanciato la strategia europea sull'idrogeno, ponendosi l'obiettivo di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori [1]. Si prevede una crescita dell'idrogeno nel mix energetico fino al 13-14% entro il 2050 con una capacità sottostante di elettrolisi di 500 GW. L'Italia ha definito la sua strategia, che consiste in un graduale aumento fino al 2% di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale con una capacità di elettrolisi pari a 5 GW, entro il 2030, e fino al 20% entro il 2050 [2]. Il Piano nazionale mira non solo ad introdurre l'uso del vettore in sostituzione dei combustibili fossili, ma in modo particolare a decarbonizzarne la produzione, dando priorità a processi di produzione a basse o zero emissioni di carbonio.

Attualmente il processo maggiormente consolidato e tecnologicamente più maturo per la produzione di idrogeno verde è l'elettrolisi dell'acqua alimentata con energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili [3]. L'idrogeno prodotto per via elettrolitica consente di svolgere, inoltre, un vero e proprio servizio di power to gas (hydrogen) permettendo di drenare dalla rete elettrica l'energia in surplus prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili per trasformarla in energia chimica, dando perciò un contributo al bilanciamento della rete.

La produzione di idrogeno verde rappresenta un elemento cruciale nell'impegno di decarbonizzazione del paese. Inoltre, il power to hydrogen (P2H) è la tecnologia, nell'ambito del power to gas, con un più elevato valore di TRL (Technology Readiness Level); motivo per cui la sua realizzazione può risultare efficace ed affidabile a livello industriale. Nonostante le potenzialità qui accennate, a partire dal 2019 sono stati realizzati, in tutto il mondo, solamente 84 impianti power to hydrogen (di cui quattro in Italia), con una capacità nominale che spazia da pochi kW a 6 MW. Il tema idrogeno ha però attratto innumerevoli fondi negli ultimi anni: infatti, secondo (i) the Fuel cell and hydrogen join undertaking, (ii) the Hydrogen Europe and hydrogen project e (iii) il database della commissione europea CORDIS, 152 nuovi progetti con almeno un partner italiano sono stati finanziati all'interno del programma di ricerca Horizon 2020, di cui 29 coordinati dall'Italia. Sorge quindi la domanda: "perché il potenziale della tecnologia power to hydrogen (P2H) non è ancora sfruttato in Italia?". Per poter rispondere è necessario analiz-

zare le molteplici barriere tecnologiche, economiche e normative che non hanno ancora consentito una vera e propria penetrazione dell'idrogeno verde in Italia.

4.1 Sfide tecnologiche

In questo capitolo si intendono elencare le principali barriere tecnologiche ed economiche mentre quelle normative saranno affrontate nel capitolo successivo. Nello specifico, si identificano come barriere economiche quelle che impediscono al P2H una penetrazione sul mercato energetico a causa di una non raggiunta sostenibilità economica. Si considera invece come barriera tecnologica qualunque limitazione relativa all'efficienza, affidabilità e sicurezza di un componente, o del processo nella sua totalità.

La letteratura concorda che la principale barriera economica è determinata dai costi capitali CAPEX, i costi operativi (OPEX) e, di conseguenza, dal costo finale di produzione dell'idrogeno, che include CAPEX, OPEX, stoccaggio e trasporto. A titolo di esempio, si riportano i dati ottenuti da uno studio condotto da Sacconi et al [4], che presenta le principali differenze in termini di CAPEX ed OPEX tra il P2H e le tecnologie di riferimento (Tabella 4.1). In particolare, il P2H è confrontato con il reforming del metano (SMR) con e senza la tecnologia di cattura della CO₂. Come si vede, il P2H presenta un più elevato costo d'investimento ed operativo che sicuramente scoraggia possibili investimenti su questa tecnologia. Si noti come il costo finale di produzione dell'idrogeno per la tecnologia P2H risulti essere almeno il doppio del costo finale ottenuto producendo idrogeno a partire dal reforming del metano con o senza cattura della CO₂.

DATI ECONOMICI			
Tecnologia	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/MWh)	LCOH (€/kg _{H2})
P2H	750-1200	75-85	2,5-6,4
Reforming del metano	420-520	33-40	0,8-2,7
Reforming del metano con cattura CO ₂	575-625	35-41	1,3-2,5

Tabella 4.1 – Costo d’investimento, costo operativo e costo finale di produzione dell’idrogeno per la tecnologia P2H, il reforming del metano e il reforming con cattura della CO₂ [4]. Assunzioni: costo energia elettrica 50€/MWh; costo gas naturale 26,40 €/MWh; efficienza P2H: 60–70% (solo produzione e compressione); efficienza SMR: 70–85% (- 5% se con cattura CO₂); O&M fissi: 4% CAPEX per tutte le tecnologie.

In Tabella 4.2 è invece presentato il confronto tra P2H e le tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia. La tabella fa riferimento ai dati presentati nel report DOE dedicato all’accumulo energetico [5], in cui gli LCOS sono calcolati con energia da FER a 30 \$/MWh. Si può notare che il P2H (costituito da elettrolizzatore PEM + caverna salina per l’accumulo + fuel cells) rappresenta sempre la soluzione meno vantaggiosa per sistemi caratterizzati da bassi rapporti Energia/Potenza (per i quali, se si escludono CAES e pompaggi, le

batterie ioni-litio rappresentano la soluzione più conveniente) mentre, per valori di E/P più elevati, pur attestandosi sempre su costi superiori a quelli di CAES e pompaggi, è in grado di essere competitivo rispetto alle batterie. Va però tenuto in considerazione che se si volessero rapportare tali risultati alla situazione italiana, il costo dell’energia di 30 \$/MWh risulterebbe essere fortemente sottostimato, traducendosi, così, in una valutazione eccessivamente favorevole alle tecnologie meno efficienti, quali il P2H.

TECNOLOGIE		CAPEX (€/kW)				OPEX				LCOS (€/kWh)			
Potenza (MW) durata (h)						fissi (€/kW/anno)							
		100		1000		100		1000		100		1000	
		10	100	10	100	10	100	10	100	10	100	10	100
Accumulo elettrochimico	Ioni litio LFP	3014	27653	2860	26336	7.86	69.18	7.43	65.85	0.14	0.81	0.14	0.77
	Ioni litio NMC	3421	31523	3240	29948	8.88	78.81	8.38	74.84	0.18	0.97	0.17	0.92
	Piombo	3459	31443	3274	29876	10.71	91.98	10.10	87.36	0.30	1.09	0.28	1.04
	REDOX	3251	26356	3088	25037	9.56	74.89	9.10	71.16	0.14	0.95	0.14	0.90
CAES		1032	1508	950.4	1385.8	13.63	15.69	8.30	8.49	0.09	0.11	0.08	0.10
Pompaggio Idroelettico		2219	6988	1866	5806.2	23.84	44.77	13.18	14.92	0.11	0.25	0.09	0.21
H ₂ (PEM+caverne saline+Fuel Cell)		2498	2915	2493	2874.8	19.62	23.23	14.28	17.58	0.30	0.32	0.30	0.32

Tabella 4.2 – Capitale d’investimento, costo operativo e levelized cost of storage (LCOS) per sistemi di accumulo di energia elettrica [5]

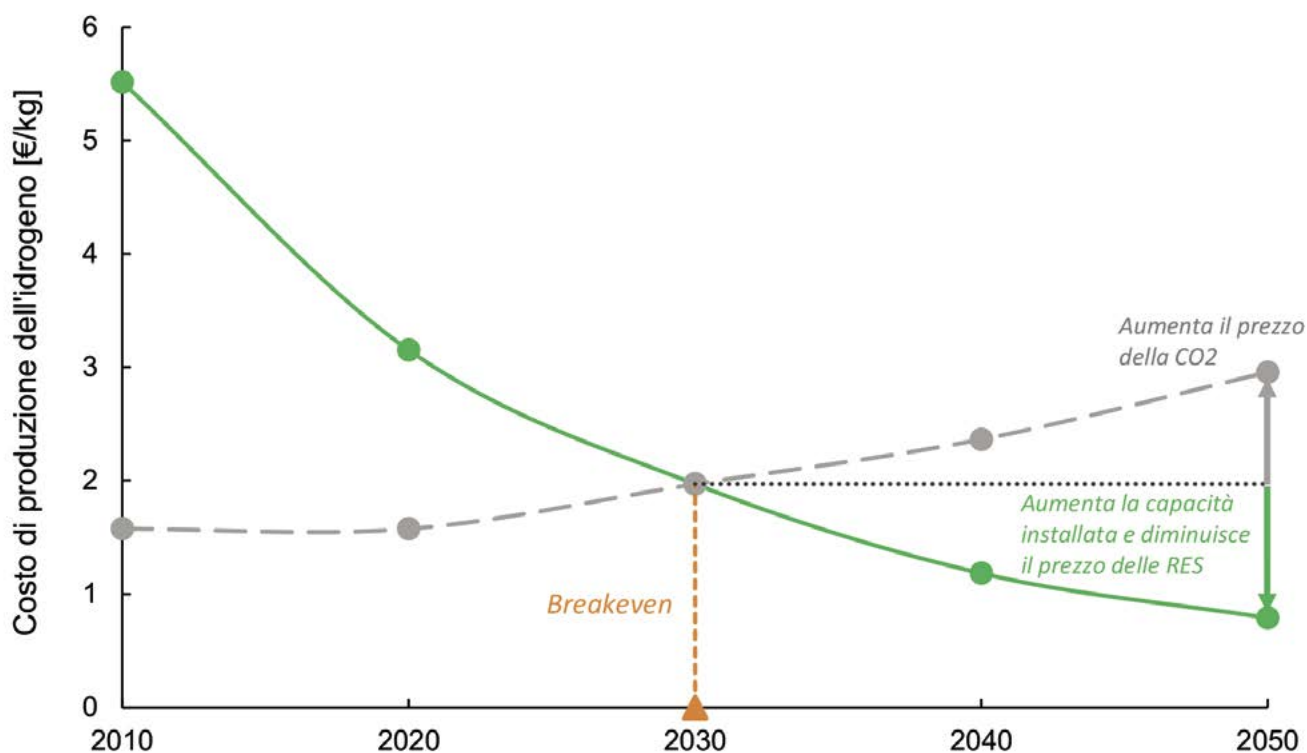


Figura 4.1 - Evoluzione dei costi di produzione dell'idrogeno verde e grigio [6]

Tuttavia il costo dell'idrogeno verde è atteso in forte diminuzione, guidato dal decrescente costo di produzione delle rinnovabili e dai calanti costi capitali dell'elettrolizzatore. Uno studio di SNAM, riporta un andamento dei costi di produzione dell'idrogeno verde che consentirà di pareggiare nel 2030 i costi di produzione dell'idrogeno grigio (Figura 4.1), grazie all'aumento previsto della capacità installata di elettrolizzatori, ad un minor costo delle fonti rinnovabili e ad un maggior prezzo della CO₂ [6].

L'elevato prezzo dell'elettricità in Italia ha un impatto fortemente negativo sullo sviluppo del P2H. È però importante sottolineare che, in situazioni tipiche del mercato, quasi il 50% del totale è costituito da oneri e tasse. Pertanto, la letteratura concorda che, per incentivare lo sviluppo del P2H, qualora si utilizzasse energia elettrica prodotta unicamente da fonte rinnovabile, sarebbe auspicabile una riduzione del costo di quest'ultima (ed, in particolare, un'eventuale esenzione dagli oneri di rete e di sistema) [4]. In questa direzione, del resto, va il DM 21 settembre 2022 (del Ministero della Transizione Ecologica, che prevede l'esenzione dal pagamento della quota variabile degli oneri di sistema per i produttori di idrogeno verde che utilizzino energia elettrica con garanzia di origine rinnovabile prelevata da rete o prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

In termini di incentivi, per supportare il processo di produzione e distribuzione del P2H, potrebbero essere implementate diverse soluzioni [4;7]. Da un lato possono essere dati contributi in conto capitale, alleggerendo il CAPEX degli elettrolizzatori, dall'altro si può esentare l'energia elettrica rinnovabile da almeno una parte di oneri e tasse o, in alternativa, si può incentivare esplicitamente l'utilizzo finale dell'idrogeno. In questo modo risulterebbe possibile remunerare la capacità energetica di accumulo dell'impianto connesso alla rete elettrica nazionale.

Nel caso della produzione dell'idrogeno, il piano di incentivazione dovrebbe consentire di rendere l'investimento della tecnologia P2H competitivo con lo SMR mentre, nel caso di accumulo energetico, le batterie devono essere considerate come riferimento.

Un confronto su base energetica, come mostrato in tabella, evidenzia che le tecnologie di storage elettrico (batterie, pompaggio, CAES) hanno tutte efficienze round trip piuttosto elevate, mentre l'uso dell'idrogeno come "Power to Hydrogen to Power" è perdente, ed è un'opzione da considerare solo nel lungo termine, a fronte di effettivi "salti" tecnologici e/o di disponibilità di energia di bassissimo costo e nessun impatto ambientale.

TECNOLOGIA	EFFICIENZA
P2H (solo produzione di H₂ per via elettrolitica)	60-70%
P2H (conversione dell'idrogeno in elettricità)	33-42%
Batterie	60-88%
Impianto idroelettrico di pompaggio	70-82%
Immagazzinamento di aria compressa	70-90%

Tabella 4.3 – Efficienza delle tecnologie [7]

Ulteriori barriere tecnologiche dell'elettrolisi sono discusse nel paragrafo 4.1.1 "Evoluzione tecnologica dell'elettrolisi".

4.1.1 Evoluzione tecnologica dell'elettrolisi

Le principali tecnologie di elettrolizzatori affermatesi negli ultimi anni sono: alcalino (AEC – Alkaline Electrolysis Cell), a membrana polimerica (PEM – Proton Exchange Membrane) e ad ossidi solidi (SOEC – Solid Oxide Electrolyzer Cell).

Gli elettrolizzatori alcalini (AEC) sono la tecnologia più matura ed ampiamente impiegata nelle industrie fin dal 1920. Gli elettrolizzatori alcalini sono duraturi e presentano un costo capitale ragionevole grazie alla relativa maturità della tecnologia. Tuttavia, la bassa densità di corrente e le limitazioni di pressione operativa impattano negativamente sulla taglia e sui costi di produzione dell'idrogeno. Inoltre, la flessibilità operativa è limitata e un esercizio eccessivamente dinamico può causare una diminuzione dell'efficienza e della purezza del gas. Pertanto, la ricerca che mira ad ottimizzare la tecnologia alcalina si sta focalizzando sia sul miglioramento della densità di corrente, che sulla pressione operativa oltreché sulla progettazione del sistema per consentire un esercizio flessibile, che ne permetta una migliore integrazione con fonti rinnovabili non programmabili.

La tecnologia a membrana polimerica (PEM) è meno matura rispetto a quella alcalina e principalmente impiegata per applicazioni di piccola taglia. I principali vantaggi sono l'elevata densità di potenza ed efficienza della cella, consentendo perciò la produzione di idrogeno ad elevata purezza ed elevata pressione (>30 bar). Un ulteriore vantaggio della tecnologia PEM è rappresentato dall'elevata flessibilità che

consente di operare in modalità stand-by con un minimo consumo di potenza, oltre alla capacità di operare per un breve periodo di tempo (10-30 minuti) a capacità maggiori del carico nominale (fino al 160%). Al contrario, la tecnologia alcalina è stata inizialmente pensata per operare a carico costante per poter rispondere ai bisogni delle industrie, perciò, nonostante i notevoli miglioramenti degli ultimi anni, gli elettrolizzatori alcalini sono tuttora meno flessibili rispetto a quelli PEM.

Gli svantaggi degli elettrolizzatori PEM, invece, includono l'elevato costo del platino, impiegato come catalizzatore, e del materiale fluorurato che costituisce la membrana. Inoltre, per garantire il funzionamento ad elevata pressione, il sistema presenta una complessità maggiore. Infine, i requisiti di purezza dell'acqua, assieme al più breve tempo di vita rispetto alla tecnologia alcalina, costituiscono un vero e proprio punto di debolezza di questa tecnologia. Attuali sviluppi per migliorare gli elettrolizzatori PEM sono indirizzati a ridurre la complessità del sistema per facilitare lo scale-up e i costi capitali, ottimizzando inoltre il processo di produzione dello stack così da ridurre la quantità di materiali costosi che vengono impiegati [8].

Gli elettrolizzatori a ossidi solidi (SOEC) costituiscono la più recente tecnologia sviluppata. Non è ancora stata ampiamente commercializzata, ma il sistema è stato dimostrato in scala di laboratorio e molte aziende sono impegnate nello sviluppo di questa tecnologia sul mercato. Gli elettrolizzatori SOEC usano materiali ceramici solidi, come elettrolita, per consentire la conduzione degli ioni, richiedendo operazioni a temperature significativamente più elevate. I principali vantaggi includono un'elevata efficienza, decisamente maggiore rispetto alle altre due tecnologie, ridotti costi del

materiale e la possibilità di operare in modalità “reversibile” sia come fuel cell che come elettrolizzatore [9]. Tuttavia, una sfida per niente semplice, è rappresentata dalla severa degradazione del materiale che si osserva a causa delle elevate temperature operative. La ricerca attuale, infatti si sta focalizzando sulla stabilizzazione dei materiali esistenti e sullo sviluppo di nuovi materiali per abbassare la temperatura operativa da 650-1.000°C a 500-700°C [10].

In Tabella 4.4 sono elencate le principali caratteristiche delle tre tecnologie appena descritte.

Si fa presente che i requisiti necessari ad un elettrolizzatore per operare con una fonte rinnovabile intermittente sono i seguenti: velocità di risposta del sistema a fronte di esigenze dinamiche, funzionamento a carico ridotto senza impattare negativamente sulla purezza del gas e un ridotto tempo di avviamento da freddo.

CARATTERISTICHE	ALCALINO	PEM	SOEC
Densità di corrente [A/cm ²]	0,2-0,4	0,6-2	0,3-2
Efficienza [%]	62-82	67-82	<110 ¹
Temperatura operativa [°C]	60-80	50-80	650-1000
Pressione operativa [bar]	<30	<200	<25
Purezza [%]	>99,5	99,99	99,9
Tempo di vita [h]	60'000-90'000	20'000-60'000	<10'000
Maturità	Tecnologia matura	Tecnologia commerciale	Fase dimostrativa
Costo capitale [€/kWh]	1000-1200	1860-2320	>2000
Range di variazione	15-100% carico nominale	0-160% carico nominale	15-100% carico nominale
Tempo di accensione a freddo [min]	<60	<20	<60
Velocità di risposta	secondi	millisecondi	secondi
Spegnimento	1-10 minuti	secondi	1-10 minuti

Tabella 4.4 – Caratteristiche principali della tecnologia alcalina e PEM [11,12]

Nonostante l'adeguata maturità degli elettrolizzatori per le applicazioni industriali, quella relativa alle applicazioni energetiche è ancora in fase di sviluppo e c'è ampio margine per il miglioramento dei costi di investimento, dell'efficienza e della vita utile; in particolare, la performance in regime dinamico e la resistenza a frequenti cicli di avvio-arresto devono essere migliorati per l'uso in questo nuovo campo. Inoltre, la possibilità di raggiungere elevate pressioni operative porterebbe altri importanti vantaggi energetici ed economici. Tutte queste sfide potrebbero essere raccolte anche dagli elettrolizzatori alcalini con membrana a scambio anionico (AEM), attualmente in fase di sviluppo.

Anche se gli elettrolizzatori PEM sembrano oggi i più adatti ad essere alimentati con una fonte rinnovabile non programmabile, la ricerca e l'innovazione tecnologica potrebbero consentire in tempi ragionevoli anche alla tecnologia alcalina e quella ad ossidi solidi di poter operare in maniera più flessibile.

In generale, supportare la ricerca e lo sviluppo per migliorare la competitività della tecnologia del P2H in confronto a tecnologie alternative allo stato dell'arte potrebbe permettere di superare le barriere tecnologiche ed economiche del P2H nel quadro energetico italiano.

¹ Convenzionalmente, l'efficienza dell'elettrolisi SOEC non include l'apporto di energia termica, necessario trattandosi di elettrolisi in fase vapore

4.1.2 L'idrogeno da fonti fossili con CCUS

Come già evidenziato in merito ai costi di produzione delle diverse tipologie di idrogeno, l'idrogeno cosiddetto "blu", cioè quello ottenuto a partire dai combustibili fossili applicando la CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage), si colloca in posizione intermedia fra quello prodotto con le tecniche tradizionali dagli stessi combustibili, con emissione in atmosfera della CO₂, detto comunemente "grigio", e quello ricavato da fonti rinnovabili, convenzionalmente definito "verde".

La produzione di idrogeno da combustibili fossili è accettabile, ai fini della riduzione delle emissioni di gas serra, purché la cattura e lo stoccaggio definitivo dell'anidride carbonica che ne deriva consentano di contenere le emissioni residue, valutate sull'intero ciclo di vita, a valori paragonabili a quelle che deriverebbero dalla produzione della stessa quantità di idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili.

Una precisa quantificazione di questo criterio di sostenibilità è riportata in [13]: in questo "Regolamento Delegato", la Commissione indica come necessaria una riduzione del 73,4 % delle emissioni sul ciclo di vita, corrispondente ad una emissione di 3 kg di CO₂ per kg di idrogeno prodotto². Con le tecniche disponibili, tale obiettivo è raggiungibile. Si può riferirsi ad esempio all'analisi, basata su dati di letteratura, riportata in [14], da cui si desume che l'obiettivo di 3 kg_{CO2}/kg_{H2} si raggiunge sulla base del criterio GWP100³ e di un tasso di perdita di metano del 2% nella fase di produzione del gas naturale, a fronte di tassi di perdita attuali stimati nell'intervallo 0.9 ÷ 3.6 %.

A fronte di emissioni di gas serra paragonabili a quelli della produzione per elettrolisi da fonti rinnovabili, l'idrogeno blu presenta alcuni aspetti positivi:

- è in grado di assicurare una produzione continua, modulabile in accordo con la domanda finale e con elevato fattore di carico;
- in normali condizioni di mercato (prescindendo quindi da eventi di forti escursioni di prezzo delle fonti fossili, osservati ad esempio nel periodo 2021-22 per il prezzo del gas naturale) presenta costi di produzione significativamente inferiori a quelli dell'idrogeno verde;
- il retrofit nei processi industriali attuali di produzione di idrogeno, praticamente tutti basati sul reforming del gas naturale, è relativamente semplice e conveniente.

Va però anche citata una importante limitazione dell'idrogeno blu: a differenza dell'idrogeno ottenuto da elettrolisi, la produzione da reforming del gas naturale è del tutto irrilevante rispetto agli eccessi di produzione da rinnovabili elettriche. In altre parole, l'idrogeno blu coglie solo uno dei benefici del vettore idrogeno (ridurre le emissioni di gas serra nei settori cosiddetti "hard to abate", difficili o impossibili da elettrificare), mentre l'idrogeno da elettrolisi, oltre a questo, permette anche di creare un forte accoppiamento ("power to gas") fra il settore elettrico e quello dei gas, contribuendo ad una gestione efficiente del futuro sistema elettrico a basse emissioni.

Nel caso dell'idrogeno blu (prodotto da reforming di combustibili fossili, con cattura, stoccaggio geologico e/o utilizzo della CO₂ prodotta) la sfida non è tanto quella di realizzare efficienti processi di reforming e di separazione fra idrogeno e anidride carbonica, tutti ampiamente collaudati e applicati da decenni, ma riguarda il destino finale della CO₂ catturata.

Da questo punto di vista, le alternative sono:

- a) utilizzare la CO₂ per finalità utili, in questo modo sostituendo altre modalità di produzione e creando quindi una situazione di emissioni nette nulle;
- b) "sequestrare" la CO₂ in modo stabile e definitivo, tipicamente in opportune formazioni geologiche.

L'opzione del riutilizzo è in linea di principio la più favorevole e meno problematica, e viene già praticata in diversi processi industriali, in particolare la sintesi dell'ammoniaca. Essa presenta tuttavia forti limitazioni quantitative.

Se si considera come riferimento l'obiettivo indicato nel PNRR [15] di installare 5 GW di elettrolizzatori entro il 2030, e ipotizzando che essi siano alimentati esclusivamente da energia elettrica rinnovabile, presumibilmente un misto di produzione solare ed eolica, si può stimare che gli elettrolizzatori operino mediamente per 2.500 ore equivalenti/anno, producendo circa 250.000 t/anno di idrogeno. In una prospettiva di più lungo termine (2050) lo studio [16] stima una produzione al 2050 di 3,2 milioni di t/anno di idrogeno. La produzione industriale di CO₂ in Italia si aggira (dato medio ISTAT degli ultimi anni) sulle 200.000 t/anno. Se tale produzione fosse interamente ottenuta come sottoprodotto dell'idrogeno blu, la produzione di idrogeno corrispondente sarebbe di sole 36.000 t/anno.

Il sequestro geologico ha sicuramente potenzialità molto elevate. In [17] RSE ha fornito una stima della quantità di CO₂ sequestrabile nel sottosuolo italiano, pari a 4.300 milioni

² Il valore di 3 kg_{CO2}/kg_{H2} è approssimativamente equivalente a quello che si otterrebbe nel caso di produzione per elettrolisi, se l'energia elettrica fosse prodotta con un indice di emissione, valutato sul ciclo di vita, di 60 kg_{CO2}/kWh, valore prossimo a quelli normalmente stimati per la produzione da fonti rinnovabili

³ GWP: Global Warming Potential. Esprime il potenziale di riscaldamento globale dei gas a effetto serra (GWP = 1 per la CO₂). GWP100 indica che tale potenziale, nel caso in questione per il metano, è valutato considerando gli effetti delle emissioni su un periodo di 100 anni

di tonnellate. Una produzione di idrogeno, valutata raggiungibile all'anno 2050, di 3,2 milioni di tonnellate/anno, se fosse interamente ottenuta da processi di reforming del gas naturale con cattura della CO₂, produrrebbe circa 18 milioni di tonnellate/anno di anidride carbonica.

In linea di principio, il sottosuolo italiano ha quindi capacità di stoccaggio adeguata. L'esperienza internazionale di stoccaggio geologico della CO₂, secondo quanto riportato in [18] con dati aggiornati al 2020, mostra 21 progetti di taglia industriale, con quantità stoccate comprese fra 0,5 e 8 milioni di tonnellate/anno. Di questi progetti, alcuni in esercizio da oltre 10 anni, gran parte è di tipo EOR (Enhanced Oil Recovery) e ha quindi la finalità di incrementare la produzione di petrolio da giacimenti prossimi all'esaurimento. Questi progetti non possono essere pienamente considerati come CCUS, anche per la mancanza di sistemi di monitoraggio e conteggio delle quantità effettivamente stoccate. I progetti dedicati alla CCUS sono solamente 5, situati in Norvegia (2), Canada, USA e Australia. Uno di questi, quello canadese, è alimentato da un impianto di produzione di idrogeno.

Nonostante questa notevole esperienza accumulata, la certezza di un deposito stabile e sicuro dell'anidride carbonica nel sottosuolo viene talvolta messa in discussione. Il rischio di un rilascio lento, che vanifichi lo scopo di evitare l'emissione di CO₂ in atmosfera, e perfino quello di un rilascio più rapido, che possa costituire una minaccia per la popolazione presente nell'area di stoccaggio, può costituire un'importante barriera all'accettabilità sociale e all'autorizzazione di questo tipo di progetti. Probabilmente lo stoccaggio offshore può costituire almeno una parziale risposta a queste incertezze.

4.1.3 Lo stoccaggio

L'idrogeno può essere prodotto dal surplus di energia da fonte rinnovabile e può essere immagazzinato in grandi quantità per lunghi periodi di tempo, a differenza dell'energia elettrica. Tuttavia, l'idrogeno ha una densità di energia volumetrica molto bassa e questo implica che per scopi di stoccaggio e trasporto deve essere compresso, liquefatto o convertito in altre specie.

A causa delle sue proprietà fisiche e chimiche, i costi legati allo stoccaggio (ma anche al trasporto) dell'idrogeno sono superiori a quelli di altre fonti energetiche tradizionali. Le possibili opzioni di stoccaggio di H₂ sono ancora oggi oggetto di studio. Attualmente esistono diverse modalità di immagazzinamento dell'H₂: ai sistemi più classici e più diffusi quali gas compresso e gas liquefatto, si affiancano nuove tecniche ancora in fase di studio o di ingegnerizzazione quali assorbimento/trasformazione chimica (idruri metallici, ammoniac, idrocarburi) o fisica (nanotubi di carbonio). Infine, si sta sviluppando una nuova tecnologia basata sui clatrati

idrati di idrogeno.

In generale, i metodi di stoccaggio dell'idrogeno possono dividersi in due categorie: metodi fisici e metodi basati su materiali.

1. Metodi fisici, basati su variazioni della temperatura del gas quindi compressione e liquefazione:

- a. idrogeno gassoso compresso (CGH₂)
- b. idrogeno liquefatto (LH₂)
- c. idrogeno crio-compresso (CCH₂)
- d. miscela liquida/solida di idrogeno fangoso (Slush Hydrogen - SH₂)

Questi metodi di stoccaggio dell'idrogeno rappresentano le tecniche attualmente più mature e più utilizzate nel settore. Deve essere innanzitutto fatta una distinzione fra lo stoccaggio di idrogeno ad alta pressione e lo stoccaggio di idrogeno a bassa temperatura. Poiché l'idrogeno deve essere raffreddato a temperature molto basse per essere liquefatto, generalmente viene utilizzato per queste condizioni il termine di "stoccaggio di idrogeno criogenico". Inoltre, se la compressione e il raffreddamento sono combinati, ci si riferisce ad un tipo di stoccaggio denominato "ibrido". Si riportano in breve alcune caratteristiche per le diverse tipologie di stoccaggio fisico:

- a. CGH₂: per avere un'idea dell'ordine di grandezza in termini di pressioni di stoccaggio, un serbatoio a media pressione opera a circa 50 bar. Per lo stoccaggio ad alta pressione è tecnicamente possibile operare fino a 1000 bar, utilizzando però recipienti a pressione composti da materiali speciali.
- b. LH₂: l'idrogeno liquefatto ha una densità energetica specifica di 8,5 MJ/l, maggiore di quella del gas naturale compresso e dell'idrogeno gassoso, ma richiede una liquefazione a -253°C, il che comporta un'impiantistica complessa e costi elevati, anche a causa dei significativi consumi energetici, dell'ordine del 30% dell'energia dell'idrogeno basata sul potere calorifico⁴.
- c. CCH₂: il vantaggio di questa tecnica consiste in una maggiore densità di energia rispetto all'idrogeno compresso. Tuttavia, il raffreddamento richiede -come detto- un ulteriore, importante apporto di energia.
- d. SH₂: si tratta di idrogeno fangoso o gelatinoso, cioè composto da una miscela di idrogeno solido e liquido. La densità di stoccaggio di questo materiale è maggiore del 16% rispetto all'idrogeno liquido.

Tra i diversi metodi fisici riportati, è evidente che il parame-

⁴ Elizabeth Connelly, Michael Penev, Amgad Elgowainy, Chad Hunter - DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Settembre 2019

tro più significativo è dato dalla densità di stoccaggio raggiunta. Le densità più elevate sono corrispondenti ai metodi C_6H_6 (80 g/l) SH_2 (82 g/l), anche se le temperature in gioco sono criogeniche in entrambi i casi. Con il metodo LH_2 si raggiunge una densità di stoccaggio di oltre 70 g/l a 1 bar. L'idrogeno compresso (CGH_2) a 700 bar ha una densità di circa 40 g/l a 15°C.

Densità di stoccaggio più elevate hanno naturalmente un prezzo da pagare: maggiore è la densità di stoccaggio, maggiore è la quantità di energia necessaria per il raffreddamento e/o la compressione e più complessa è la progettazione dei sistemi di serbatoi e dell'infrastruttura. Con le attuali tecnologie disponibili, infatti, bisogna utilizzare dal 9 al 12% dell'energia finale resa disponibile in forma di H_2 per comprimere l'idrogeno da 1 a 350 o 700 bar. Fornire idrogeno a 30 bar richiede una energia di compressione del 4-5% circa. Ma l'apporto energetico che è necessario fornire per la liquefazione (raffreddamento) è molto più alto, attualmente circa il 30%.

Attualmente sono in corso nuovi studi per trovare metodi più economici che permettano un abbassamento significativo del consumo di energia. Nel frattempo, si sono individuati metodi più efficienti per la liquefazione dell'idrogeno che comportano un consumo di energia inferiore al 20%.

2. Metodi basati su materiali

- a. sistemi di stoccaggio con idruri metallici (metal hybrid storage system)
- b. vettori liquidi organici di idrogeno (Liquid Organic Hydrogen Carriers - LOHC)
- c. sistemi di stoccaggio superficiale (sorbenti)

I metodi basati sull'utilizzo di materiali sono in fase di sperimentazione e di sviluppo. Inoltre, le densità di stoccaggio raggiunte non sono ancora adeguate, i costi e/o i tempi necessari di ricarica/scarica sono troppo elevati. I mezzi di stoccaggio dell'idrogeno basati su materiali possono essere suddivisi, come detto, in tre classi:

- a) nei sistemi di stoccaggio con idruri metallici l'idrogeno forma composti interstiziali con i metalli. In questo caso l'idrogeno molecolare viene prima assorbito sulla superficie metallica, e quindi incorporato in forma elementare (H) nel reticolo metallico con emissione di calore, e rilasciato di nuovo con apporto di calore. Gli idruri di metallo si basano su metalli elementari come il palladio, il magnesio e il lantanio, composti intermetallici, metalli leggeri come alluminio e certe leghe. Il palladio, per esempio, può assorbire un volume di gas idrogeno pari a 900 volte il suo volume.

La densità di stoccaggio per lo stoccaggio in idruri di metallo finora era nel range dell'1,5% in peso a temperatura ambiente, ciò significa che 1,5 kg di idrogeno potevano essere immagazzinati in una massa di stoccaggio di 100 kg. Gli svantaggi sostanziali dello stoccaggio dell'idruro sono: in primo luogo la grande quantità di energia termica utilizzata per lo scarico e, in secondo luogo, soprattutto per le applicazioni nei trasporti, l'elevata massa e il lento assorbimento e rilascio di idrogeno. I vantaggi includono l'effetto filtro dello stoccaggio metallico, che consente di scaricare idrogeno di elevata purezza, e il basso potenziale di rilascio accidentale.

- b) I vettori liquidi organici di idrogeno (LOHC) rappresentano un'altra opzione per legare chimicamente l'idrogeno. I LOHC sono composti chimici con elevate capacità di assorbimento dell'idrogeno. Attualmente comprendono, in particolare, il derivato del carbazolo N-etilcarbazolo, ma anche toluene, che viene convertito in metilcicloesano mediante idrogenazione, dibenziltoluene, ammoniacale e acido formico. I LOHC deidrogenati (idrocarburi insaturi) assorbono l'idrogeno in presenza di un catalizzatore e a pressioni da 30 a 50 bar e temperature tra 150 a 200°C. Il calore rilasciato da questo processo (esotermico) può essere utilizzato altrove, ad esempio per scopi di riscaldamento. Il derivato carbazolo idrogenato ha proprietà fisico-chimiche comparabili al gasolio e può essere immagazzinato e trasportato di conseguenza. Lo scarico avviene per deidrogenazione, che richiede un apporto di calore da circa 250 a 300°C (reazione endotermica). L'idrogeno rilasciato può in alcuni casi anche dover essere purificato dal vapore LOHC.
- c) L'idrogeno può essere, infine, immagazzinato in sistemi di stoccaggio superficiale, come l'adsorbimento su materiali con aree superficiali specifiche elevate. Tali materiali di assorbimento includono, tra gli altri, composti di struttura organometallica microporosa (strutture metallo-organiche - MOF), alluminosilicati cristallini microporosi (zeoliti) o nanotubi di carbonio. I materiali di adsorbimento in polvere possono raggiungere elevate densità di stoccaggio volumetriche. Le temperature di desorbimento sono generalmente ben al di sotto delle temperature di scarico per materiali di stoccaggio liquidi e solidi.

In sintesi, il metodo di stoccaggio commerciale più importante, specialmente per gli utenti finali, è lo stoccaggio dell'idrogeno come gas compresso. Una maggiore densità di stoccaggio può essere ottenuta mediante liquefazione dell'idrogeno, ma i processi di compressione, e a maggior ragione di liquefazione, richiedono energia. I metodi basati

sul supporto di materiali (idruri metallici, liquidi o sorbenti) sono ancora nella fase di ricerca e sviluppo. Al momento, quindi, solo i metodi di stoccaggio fisico hanno una possibile rilevanza commerciale.

A fronte di tutto quanto descritto, con particolare riferimento all'intermittenza e alla variabilità stagionale delle fonti rinnovabili, è quanto meno utile prevedere la disponibilità di uno stoccaggio stagionale su larga scala, che si aggiunga alle altre opzioni di flessibilità quali i sistemi di accumulo elettrochimico o il pompaggio idroelettrico (opzioni di stoccaggio a breve termine, non sufficienti a garantire il completo sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili). Ottimizzando la gestione della domanda, l'idrogeno potrebbe essere prodotto quando la produzione di elettricità da energia rinnovabile variabile supera la domanda di elettricità, potrebbe essere immagazzinato per diverse settimane o mesi, per essere poi riconvertito in elettricità disponibile quando l'energia rinnovabile variabile è insufficiente a soddisfare la domanda.

In questo contesto, lo stoccaggio geologico dell'idrogeno è una soluzione che evidentemente merita di essere esplorata in quanto consente di individuare, nei luoghi adatti, un adeguato serbatoio di energia per molteplici usi (che comprendono la mobilità sostenibile, gli usi industriali e la cogenerazione) per compensare gli squilibri tra offerta della rete e domanda dei carichi, con accumuli che possono variare fra la ciclicità giornaliera e quella stagionale.

Per lo stoccaggio industriale di idrogeno, possono essere utilizzate diverse tipologie di giacimenti come reservoir di petrolio e gas esausti, le caverne di sale o giacimenti in duomi

salini. I siti sotterranei, infatti, sono stati utilizzati per diversi anni per la produzione di gas naturale e petrolio e per lo stoccaggio, al fine di bilanciare le fluttuazioni stagionali della domanda e offerta di gas naturale o per far fronte ad eventuali emergenze.

Ad oggi, l'esperienza operativa per lo stoccaggio di idrogeno in caverne esiste solo in alcune zone degli USA (2 in TEXAS) e dell'Europa (UK - Teesside). In particolare, si è visto come lo stoccaggio di gas naturale in Europa e nel Nord America potrebbe essere utilizzato come un grande giacimento di accumulo di idrogeno prodotto da energie rinnovabili. La soluzione più promettente è lo stoccaggio in sottoterraneo nei reservoir di gas naturale depleti o negli acquiferi salini.

Lo stoccaggio geologico dell'idrogeno risulta essere un'opzione fondamentale nel garantire flessibilità al sistema energetico, offrendo la possibilità di stoccare grandi quantitativi a lungo termine, a costi ragionevoli, utilizzando almeno in parte le infrastrutture già esistenti.

Ciononostante, fattibilità e sostenibilità del processo di stoccaggio devono ancora essere dimostrate. Sono quindi necessari studi per fornire strumenti concreti a supporto dello sviluppo dell'accumulo di idrogeno nel sottosuolo.

Nell'attuale contesto, è quindi evidente l'importanza dei progetti di stoccaggio geologico di idrogeno che si stanno avviando e che contribuiranno a dimostrare la fattibilità del processo su grande scala.

Mentre lo stoccaggio in caverne di sale è già una pratica relativamente consolidata e diffusa in America, in Germania e nel Regno Unito lo stoccaggio in serbatoi oil&gas depleti o acquiferi salini è ancora poco conosciuto e poco praticato, per le dinamiche che potrebbero generarsi in seguito allo stoccaggio di idrogeno in una roccia porosa contenete altri fluidi.

Dal punto di vista della durata dei cicli di stoccaggio, le caverne saline preferibilmente vengono sfruttate per stoccaggio di idrogeno puro e con cicli di più breve durata rispetto a quanto previsto per le altre tipologie di stoccaggio, che riguarderebbero miscele (oppure metano "green" da meta-



nazione dell'idrogeno) e potrebbero essere del tutto assimilabili alla stagionalità dei cicli del gas. Le diverse tipologie di giacimento menzionate possono quindi rispondere alle diverse necessità del sistema consentendo, da un lato, di attingere in modo rapido ad idrogeno perché sia convertito in energia in tempi brevi e, dall'altro, di stoccarlo per periodi più lunghi nel sottosuolo andando a creare delle riserve da utilizzare nei momenti in cui la produzione di idrogeno stesso sia carente.

Per quanto riguarda un esame, sia delle politiche energetiche sia dei progetti dimostrativi in tema di stoccaggio geologico dell'idrogeno, si può fare riferimento al rapporto RSE *"Analisi modellistiche applicate alle realtà geologiche individuate per studiare la fattibilità dello stoccaggio geologico dell'idrogeno"*, prot. 20010727, dicembre 2020, dal quale si traggono alcune considerazioni di sintesi:

- all'interno della filiera dell'idrogeno è contemplata da più Paesi l'opzione di stoccaggio sotterraneo quale tecnologia di lungo termine su larga scala, per gestire elevati volumi di idrogeno. Lo stoccaggio geologico è possibile sia come idrogeno puro in depositi salini (già sperimentato in America, Germania e Regno Unito), sia come *blending*, più probabilmente in giacimenti depleti.
- Le caverne di sale sono considerate una valida opzione grazie alla capacità di tenuta del salgemma e alla natura inerte della roccia che garantisce la non contaminazione dell'idrogeno immagazzinato. Lo stoccaggio in cavità saline consente, inoltre, operazioni flessibili con cicli di iniezione ed erogazione veloci.
- Lo stoccaggio della miscela idrogeno-gas naturale (H2NG) in giacimenti depleti o acquiferi salini è ancora in fase di studio. Si tratta di un'opzione importante e vantaggiosa in quanto consentirebbe di disporre di ampie capacità e di utilizzare le infrastrutture e le reti già esistenti per il metano. Tuttavia, le percentuali di idrogeno nel gas naturale risulteranno piuttosto basse, per ovviare a problemi di compatibilità con le infrastrutture della rete gas esistente. Un'alternativa che consentirebbe di utilizzare le infrastrutture esistenti, evitando anche le criticità legate al comportamento dell'idrogeno, potrebbe essere quella di utilizzare l'idrogeno per metanogenesi (produzione di metano da idrogeno verde e anidride carbonica) ed il suo accumulo in giacimenti depleti, il che non porrebbe nuove sfide tecnologiche né problemi di accettabilità che non siano già stati affrontati.

- Si deve ricordare che, rispetto al metano, l'idrogeno ha una molecola molto più piccola e leggera che, in determinate condizioni di pressione e temperatura, può facilmente interagire con batteri, minerali o materiali (es. acciai), proprio nelle formazioni porose, causando diversi problemi di tenuta o corrosione delle strutture.

Per questi motivi, dunque, sono più che mai necessari studi di fattibilità e di impatto relativamente allo stoccaggio geologico di idrogeno volti, non solo a valutare la capacità dei serbatoi, ma anche a verificarne la tenuta. Sperimentazioni su siti pilota in giacimenti depleti sono ancora agli inizi e le dinamiche del processo devono ancora essere approfondite. In questo contesto, la mappatura delle opzioni nazionali e il supporto di analisi modellistiche sono due elementi chiave per approcciare le dinamiche del processo. Agli approfondimenti di carattere tecnico si dovranno affiancare anche gli opportuni sviluppi di carattere normativo in materia, specifici per lo stoccaggio geologico, attualmente non esistenti.

4.2 Barriere regolatorie

4.2.1 Situazione normativa e regolatoria

L'importanza dell'idrogeno nella transizione energetica è stata evidenziata dal Parlamento Europeo nella risoluzione *"Strategia europea per l'idrogeno"* (Risoluzione P9_TA(2021) 0241) del 19 maggio 2021⁵ e, confermata, in ambito nazionale, nel PNRR da uno stanziamento dedicato di oltre 3 miliardi di euro. Pur non essendo atti vincolanti, la Risoluzione e la relativa Strategia auspicano che la produzione ed il consumo dell'idrogeno si sviluppino in Europa secondo un percorso sostenibile, efficiente e idealmente commisurato allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Viene sottolineata l'importanza di «infrastrutture future trasparenti, inclusive



⁵ La risoluzione accoglie, con alcune modifiche, il documento *"Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra"* [1], trasmesso al Parlamento Europeo dalla Commissione Europea.

e scientificamente fondate e di una pianificazione integrata delle reti, con la guida di organismi pubblici come l'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)». La Commissione Europea è invitata a definire rapidamente «un quadro normativo per l'idrogeno che garantisca la normazione, la certificazione, le garanzie di origine, l'etichettatura e la commerciabilità tra gli Stati membri, nonché a usare la prossima revisione del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) come occasione per esaminare quali cambiamenti siano necessari per sfruttare appieno le potenzialità dell'idrogeno di contribuire agli obiettivi climatici dell'UE, tenendo conto dei rischi di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio».

In ambito nazionale, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)⁶ destina 3,19 miliardi di euro alla promozione della «produzione, distribuzione e usi finali dell'idrogeno», secondo quattro linee di intervento:

- sviluppo di progetti speciali per l'utilizzo di idrogeno nei settori industriali a maggiori emissioni, a partire dalla siderurgia. Più in dettaglio il PNRR indica la raffinazione del petrolio e i prodotti chimici come i principali settori ad alto livello emissivo in cui l'idrogeno può aiutare il processo di decarbonizzazione. Infatti, l'idrogeno è già oggi utilizzato nella produzione di prodotti chimici di base, come ammoniaca e metanolo, in una serie di processi di raffinazione e nei comparti dell'acciaio, del cemento, del vetro e della carta, anche se viene prodotto prevalentemente tramite l'utilizzo di fonti fossili. In questi settori il PNRR ritiene sia

più promettente iniziare a utilizzare l'idrogeno verde;

- favorire la creazione di "distretti dell'idrogeno", facendo leva in particolare su aree con siti industriali esistenti, anche dismessi, per la produzione di idrogeno verde e la distribuzione al distretto industriale limitrofo;
- abilitare, tramite stazioni di ricarica, l'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto pesante e in selezionate tratte ferroviarie non elettrificate. Il Governo intende promuovere l'utilizzo di autocarri a lungo raggio funzionanti a idrogeno, con contestuale creazione di stazioni di rifornimento e la conversione a idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni caratterizzate da elevato traffico di passeggeri. In questo ambito si inserisce ad esempio il progetto "H2ise0" di Ferrovie Nord per l'utilizzo di treni alimentati a idrogeno sulla tratta ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo. Il progetto, che si prevede in esercizio per il 2023, comprende anche la realizzazione di centrali per la produzione di idrogeno da biogas;
- supporto alla ricerca e sviluppo e completamento di tutte le normative tecniche, standard e regolamenti necessari a consentire l'utilizzo, il trasporto e la distribuzione di idrogeno.

Rispetto alle quattro linee di intervento, il PNRR indica l'istituzione incaricata dell'attuazione, secondo quanto riportato nella seguente tabella.

ATTIVITÀ	SOGGETTO COINVOLTO
Emissione di norme tecniche di sicurezza	Ministero dell'Interno Ministero della Transizione Ecologica
Semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde	Governo
Regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete	Arera
Sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile	Arera GSE
Regolamentazione necessaria a consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc	Governo (Ministero della Transizione Ecologica e Ministero delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile)

⁶ Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, approvato con Decisione di Esecuzione del Consiglio dell'Unione Europea del 6 luglio 2021, n. 10160/21. 2021, n. 10160/21.



Arera è incaricata della definizione del sistema di garanzie di origine, assieme al GSE. Si segnala che sul tema, particolarmente importante, è anche in corso un'attività normativa a livello europeo, a cura del comitato tecnico congiunto CEN-CENELC JTC6. È un punto da chiarire sia per quanto riguarda il prelievo di energia elettrica da rete, ai fini della produzione di idrogeno "green", sia per l'uso finale dell'idrogeno stesso, sia esso trasportato e utilizzato da solo o in miscela con gas naturale.

Ad Arera compete inoltre la regolamentazione per la partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete. Quest'ultimo caso consiste nella possibilità di utilizzare l'idrogeno come un innovativo sistema di stoccaggio dell'energia, in grado di modulare i flussi di energia elettrica in prelievo (power to gas) ed eventualmente anche in immissione (power to gas to power), suggerendo nuove prospettive per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Il Regolatore avrà cura di evitare che la regolazione generale per la fornitura dei servizi di rete non contenga previsioni tali da impedire a questo tipo di impianti di fornire il loro contributo, mentre difficilmente si potrà definire una regolamentazione ad hoc per gli impianti di produzione dell'idrogeno, classificabili come unità di consumo (ed, eventualmente, di produzione) connesse alla rete elettrica in conformità alle regole tecniche vavevoli per tutte le utenze della rete.

Vi sono due altri ambiti in cui Arera potrà essere chiamata in gioco: uno riguarda l'utilizzo della rete gas per il trasporto dell'idrogeno puro, mentre il secondo riguarda il trasporto di una miscela di idrogeno e gas naturale (cosiddetto "blending"), di cui si dirà nel paragrafo successivo.

Circa il tema dell'utilizzo della rete del gas naturale per trasportare l'idrogeno, si tratta di un orizzonte temporale di lungo termine, coincidente con uno scenario di completo ab-

bandono del gas naturale, o quantomeno con la dismissione di porzioni di rete, in cui l'attività di Arera sarebbe necessaria per regolare il futuro utilizzo della rete e per vigilare sulla corretta transizione che impatta su infrastrutture e imprese attualmente assoggettate alla regolazione dell'Autorità di settore.

Alle attuali condizioni economiche e con la domanda attuale e prospettiva di idrogeno, comunque limitata, la maggiore convenienza del trasporto su strada, ferrovia o nave perdurerà per molti anni. Un recente studio dell'Energy Transition mission⁷ ha stimato che, per volumi inferiori alle 10 t/giorno e per distanze inferiori a 200 km, il trasporto con camion risulta più conveniente di quello via gasdotto.

Il secondo aspetto riguarda il periodo di sovrapposizione gas-idrogeno, ipotizzando che la sostituzione del gas con idrogeno avvenga con gradualità. Infatti, se mai si svilupperà un mercato dell'idrogeno, tale da richiedere il trasporto di ingenti volumi su lunghe distanze, vi sarà certamente un periodo in cui, accanto ai primi gasdotti dedicati al trasporto dell'idrogeno (per uso industriale), bisognerà continuare a garantire la fornitura di gas naturale agli utenti che ancora lo utilizzano (tra cui i consumatori ad uso civile). In questa fase di transizione, Arera dovrà disciplinare correttamente un'infrastruttura in cui coesistono parti dedicate all'erogazione di un servizio pubblico e parti che potrebbero essere dedicate ad un'attività di mercato, queste ultime inizialmente legate ad utenze industriali e quindi ancora non di pubblica utilità. Infine, è necessario regolare i cosiddetti stranded cost che emergeranno nel momento in cui queste reti non saranno più remunerate in tariffa da Arera. Si tratta comunque di osservazioni molto preliminari, dal momento che in Europa ci si attende uno sviluppo iniziale del settore idrogeno in distretti industriali o altre aree comunque ben delimitate, in cui domanda e offerta sono posizionati a breve distanza.

⁷ *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy, Energy Transition Commission, April 2021.*

4.2.2 Il “sector coupling”

4.2.2.1 Perché integrare il sistema elettrico e quello del gas

Il processo di decarbonizzazione, una delle cinque dimensioni della strategia energetica europea indicate dal Regolamento UE 1999/18⁸, costituisce uno degli strumenti più importanti per il contrasto al cambiamento climatico. Gli obiettivi proposti nella Conferenza COP21 di Parigi del dicembre 2015⁹, fatti propri dalla Commissione Europea nella visione strategica di lungo termine¹⁰, delineano un quadro europeo al 2050 con scenari in cui il mix di energia primaria è prevalentemente basato su fonti rinnovabili (fino al 62%) e in cui l'impiego residuo di fossili è associato in parte agli usi non energetici (materia prima per l'industria), in parte alla generazione elettrica e ai settori in cui la penetrazione del vettore elettrico è tecnicamente limitata (trasporti pesanti/a lunga distanza e alcuni usi finali industriali). In alcuni scenari il gas naturale è parzialmente sostituito da biogas e gas sintetici P2X fino al 46% della domanda di energia al 2050. In questi scenari l'elettricità è il vettore dominante con quote crescenti dal 41% al 53% e oltre.

Il PNIEC, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, inviato alla CE in prima istanza il 31/12/2018 e successivamente aggiornato il 21/1/2020), fornisce alcune indicazioni generali riguardo al “sector coupling”:

- sottolinea, innanzitutto, la necessità di progetti pilota power to gas (P2G), power to hydrogen e gas to power per comprendere i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas. [“l'evoluzione e lo sviluppo [di queste] tecnologie consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore) aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico ed iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico”];
- ipotizza che “l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso può rappresentare una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. La ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità

crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Sono allo studio anche soluzioni che in futuro prevedano due infrastrutture separate (una dedicata solo all'idrogeno e un'altra con la miscela) in funzione del livello di maturità dei mercati”;

- evidenzia, infine, come “fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica miscelata con il gas naturale, [...] approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema di stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking. Dal punto di vista della ricerca, sarà importante indagare anche il syngas e il sector coupling, al fine di conseguire una maggiore integrazione tra elettricità e gas, ottimizzando le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione dei due settori, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico europeo ibrido e decarbonizzato”.

Dal punto di vista regolatorio, Arera ha già segnalato¹¹ che la sensibile contrazione dei consumi di gas ha prodotto una riduzione del grado di utilizzo delle infrastrutture esistenti e ha aumentato il costo unitario per le infrastrutture per l'utente finale.

Le prospettive di ulteriore riduzione della domanda di gas naturale nel medio termine, in conseguenza dell'efficienza energetica, della riduzione della domanda di gas per il settore termoelettrico e della crescita della penetrazione del vettore elettrico, favorita dallo sviluppo delle FER, evidenziano l'importanza dell'integrazione tra il settore elettrico e quello del gas naturale, al fine di fornire uno sbocco all'energia rinnovabile in eccedenza e nel contempo di valorizzare anche nel lungo termine l'infrastruttura del gas.

La stima dell'evoluzione della domanda di gas resta un elemento critico su cui non c'è una visione univoca. Il 30 settembre 2019 Snam e Terna hanno per la prima volta presentato scenari congiunti per lo sviluppo delle reti elettrica e gas, seguendo in questo le attività di coupling già intraprese a livello europeo da EntsoE e EntsoG.

⁸ Insieme a sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, efficienza energetica, ricerca e competitività.

⁹ Contenimento dell'incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C e tentativo di limitare tale incremento a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali.

¹⁰ European Commission, A Clean Planet for all – A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, In-depth analysis in support of the communication COM (2018)773, November 28, 2018.

¹¹ Arera, Memoria 664/2017, “Memoria dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sulla strategia energetica nazionale 2017”, 29 settembre 2017.

Sono presentati tre scenari al 2040:

- scenario Business as Usual (BAU), inerziale;
- due scenari di sviluppo che raggiungono i target nazionali al 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e tengono conto, per il 2040, delle indicazioni comunitarie di lungo periodo per contenere le emissioni di CO₂, contenute nella 2050 Long Term Strategy della CE:
 - Centralized (CEN), che punta su tecnologie rinnovabili centralizzate e sul progressivo switching verso i gas rinnovabili nei settori termoelettrico, industria e trasporti, usando le infrastrutture gas esistenti;
 - Decentralized (DEC) che ipotizza invece uno sviluppo delle FER distribuite, accoppiate a sistemi di accumulo e una maggiore elettrificazione degli usi finali.

La domanda di gas al 2030 cresce negli scenari BAU (80 miliardi di smc) e CEN (74 miliardi di smc), mentre diminuisce nel DEC (69 miliardi di smc). Risulta tuttavia di gran lunga superiore alla stima PNIEC (60 miliardi di smc) a causa del massiccio sviluppo di gas da FER (biometano e idrogeno), con una produzione totale di 8,3 miliardi di smc (CEN, 11% della domanda di gas) e 3,7 miliardi di smc (DEC, 5% della domanda di gas), rispetto a 1,1 miliardi di smc del PNIEC. Al 2040 la sostituzione del gas naturale con gas rinnovabile sale ancora a 18 e 13 miliardi di smc rispettivamente nel CEN e DEC (24% e 20% della domanda di gas).

Tra le tecnologie abilitanti per la transizione energetica, indicate dagli scenari congiunti Terna-Snam, vi sono il P2G, necessario per la gestione dell'overgeneration di elettricità da FRNP e la cattura e sequestro o riutilizzo della CO₂ (CCS/CCU). Le tecnologie CCS/CCU sono interessanti nei settori con elevate ore di funzionamento, tipicamente industria e generazione elettrica: al 2040 si prevede una quota di generazione termoelettrica coperta da CCS pari al 23% in entrambi gli scenari di sviluppo (corrispondente a 41 TWh nel CEN e 40 TWh nel DEC).

Gli scenari di contrazione futura dei consumi di gas naturale preoccupano maggiormente i regolatori, per via della riduzione dell'utilizzo delle infrastrutture con il conseguente rischio degli "stranded asset", ossia infrastrutture finanziate dal sistema che saranno sfruttate per un tempo non sufficiente a pagarne l'investimento, a maggior ragione considerando gli eventuali nuovi sviluppi o rinnovi delle reti esistenti. In quest'ottica, l'uso delle attuali infrastrutture per l'immissione ed il trasporto di gas rinnovabili (miscelati o anche puri come nel caso dell'idrogeno), può contribuire a

raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e integrazione tra settori elettrico e gas. Possono, infatti, avere funzione di trasporto e/o di accumulo (potenzialmente, per quantità e soprattutto durate di gran lunga maggiori rispetto alla soluzione elettrochimica), nel contempo mitigando il rischio di "stranded asset". L'obiettivo della decarbonizzazione non potrà però essere conseguito solo attraverso una elettrificazione spinta della domanda energetica (in combinazione, necessariamente, con una elevatissima penetrazione di rinnovabili), dato che anche gli scenari più ottimistici indicano non più del 60% di penetrazione del vettore elettrico nella domanda energetica dell'UE. In settori difficili da decarbonizzare (come i trasporti pesanti/a lunga distanza o alcuni usi industriali) e in particolare in Paesi, come l'Italia, dove esiste già una estesa rete del gas, mantenere l'utilizzo del gas naturale, riducendone il contenuto di carbonio e in parte sostituendolo con gas di sintesi carbon neutral, può essere una soluzione efficiente per ridurre le emissioni.

Nel settore del gas varie sono le possibili soluzioni per la decarbonizzazione: dalla produzione, il trasporto e l'impiego di biogas (con upgrading in biometano), alla produzione e impiego dell'idrogeno (proveniente da processi di elettrolisi con uso di energia elettrica da FER, da trasformazione chimica di fonti fossili tramite steam reforming, associata alla cattura e al sequestro/utilizzo della CO₂, dai processi di separazione del carbonio, che agiscono direttamente sul gas naturale).

Ciascuna di queste soluzioni presenta ad oggi alcune criticità. Ad esempio, vari studi indicano che, allo stato attuale, un impianto P2G difficilmente sarà economicamente sostenibile prima del 2030, perché tale tecnologia richiede notevoli quantità di energia elettrica a basso costo per essere competitiva e ciò è possibile solo con un'elevatissima penetrazione di FER, a meno che si decida l'introduzione di meccanismi di incentivazione ad hoc.

Altro punto critico riguarda l'utilizzo dell'idrogeno, anche in miscelazione (blending), nelle infrastrutture e impianti esistenti. Alcuni studi evidenziano che, a causa della diversità delle proprietà fisico-chimiche dell'idrogeno rispetto al metano, l'adeguamento della rete e delle apparecchiature finali per poter usare una miscela di gas con elevata percentuale di idrogeno (superiore indicativamente al 10% ÷ 15%) seppure in molti casi tecnicamente fattibile, può richiedere importanti investimenti. Nella fase di transizione la possibilità, attualmente in studio, di immettere idrogeno fino al 10% nelle attuali reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, costituirebbe un obiettivo comunque importante.

Vanno poi considerati gli aspetti connessi con la normativa tecnica, quella sulla sicurezza, sia nazionale che sovranazionale, in particolare per gli impieghi finali del gas miscelato

nei vari settori (domestico, industriale, termoelettrico, automotive), dove apparecchiature, tecnologie e materiali diversi implicano in generale limiti specifici e differenziati per l'accettazione di miscele di gas.

È, inoltre, importante valutare l'evoluzione dei ruoli dei diversi attori coinvolti nella transizione energetica ed in particolare quello che i soggetti regolati (TSO e DSO) possono avere nella sperimentazione di servizi e/o prodotti innovativi che, pur potendo essere forniti da tutti gli attori in regime di libero mercato, non sarebbero offerti perché esposti a rischi ed incertezze nelle fasi di avvio del servizio.

In base alle informazioni attuali, sembra abbastanza chiaro che la transizione non sarà raggiunta con un singolo vettore energetico, quanto piuttosto attraverso un mix equilibrato di fonti e tecnologie in progressiva evoluzione. In questo contesto, i gas da fonti rinnovabili (in particolare biogas, biosyngas, biometano e idrogeno) potranno svolgere un ruolo crescente nel cambiamento e per questo è necessaria un'attenta valutazione riguardo la loro integrazione nelle reti. È anche importante valutare il potenziale di tecnologie Carbon Capture and Storage (CCS) e Carbon Capture and Use (CCU) che consentono l'utilizzo del gas naturale ottenendo al contempo elevati standard ambientali in termini di emissioni. Circa l'idrogeno è, poi, necessario valutare l'idoneità delle reti del gas, degli impianti di stoccaggio sotterraneo e delle apparecchiature utilizzatrici circa l'iniezione di un volume crescente di questo gas nelle reti e l'individuazione di soglie di immissione (locali/nazionali/sovrannazionali) ammissibili.

4.2.2.2 Il ruolo di ARERA

Arera opera in un contesto in cui il gas naturale può costituire, nel medio termine, il passaggio intermedio della transizione energetica dalle fonti fossili più inquinanti (carbone e derivati del petrolio) alle rinnovabili, mentre, a lungo termine, la progressiva sostituzione negli usi finali del gas naturale con i cosiddetti gas rinnovabili permetterà il pieno raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. In questo contesto regolatorio, orientato dalla transizione energetica e caratterizzato da elevata incertezza sulle scelte di investimento, Arera ha ritenuto necessario fornire segnali per lo sviluppo di soluzioni innovative di integrazione tra le filiere, che riguardi tutti i settori regolati (energia, acqua e rifiuti) ed in particolare l'elettricità e il gas. Tale approccio è suggerito anche dai nuovi modelli di regolazione nel contesto della

decarbonizzazione, caratterizzati da una sempre più marcata integrazione tra regolazione tariffaria, e quella della qualità, e da un maggior orientamento all'output dei riconoscimenti tariffari, assieme a schemi di supporto all'innovazione. Si pensi, ad esempio, all'approccio $\text{Revenue} = \text{Incentives} + \text{Innovation} + \text{Output}$ (RIIO) del regolatore britannico OFGEM.

Arera si è concentrata sulla sperimentazione dei gas rinnovabili, in particolare per indagare su un possibile uso efficiente dell'infrastruttura gas a sostegno delle FER elettriche. Le prospettive regolatorie per un nuovo impiego delle infrastrutture di trasporto gas sono contenute nella delibera 404/2022 che fa seguito al DCO 39/2020¹², ai precedenti DCO 420/2018¹³ e 170/2019¹⁴ e che mette a bando progetti pilota, inquadrati in tre ambiti:

1. Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti:

- a) Reti bidirezionali (cabine biREMI);
- b) Gestione delle reti in funzione di accumulo (gestione dinamica pressioni);
- c) Riduzione delle perdite di gas dalle reti.

2. Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti:

- a) Integrazione dei gas rinnovabili nelle reti;
- b) Power-to-gas e power-to-hydrogen.

3. Interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti.

Vale la pena approfondire brevemente le caratteristiche tecniche degli ambiti proposti da Arera per le sperimentazioni.

Cabine biREMI. sono progetti relativi alla sperimentazione del cosiddetto reverse flow, ossia di soluzioni tecnologiche che consentono il passaggio di gas in contropressione, rendendo bidirezionale il flusso di gas fisico tra le reti di trasporto e distribuzione, in modo da risolvere il problema della saturazione delle reti di distribuzione a seguito delle future immissioni di gas rinnovabili (ad esempio idrogeno e biometano) nei periodi di minor consumo. Una tra le maggiori barriere per i potenziali produttori di gas rinnovabili è infatti il rischio di non poter immettere per intero in rete la propria produzione, a causa dei limiti derivanti da una capacità di assorbimento, rispetto alla portata producibile, vincolata alle dinamiche di prelievo dell'utenza che connessa a tali reti. Per ovviare a questi limiti, è in fase di studio l'applicazione

¹² Arera, DCO 39/2020, "Reti di trasporto e distribuzione del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi - Linee di intervento", 11/2/2020.

¹³ Arera, DCO 420/2018, "Qualità e innovazione del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - Inquadramento generale e linee di intervento", 2/8/2018.

¹⁴ Arera, DCO 170/2019, "Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione", 7/5/2019.



alle reti di distribuzione del gas naturale di specifiche apparecchiature (le cosiddette cabine biREMI) che permettano di implementare il reverse flow fisico dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto, in particolare nei contesti in cui gli impianti di produzione di gas rinnovabile (biometano, ma anche P2G e idrogeno) sono distanti geograficamente dalla rete di trasporto.

Gestione dinamica delle pressioni. la rete può operare a pressione variabile, caratteristica che può essere opportunamente sfruttata per uno stoccaggio temporaneo, in alternativa al potenziamento strutturale, in modo da incrementare la flessibilità delle reti ovvero la capacità di fornire servizi (stoccaggio). In questo ambito i progetti devono individuare limiti e potenzialità della gestione dinamica delle pressioni di porzioni di reti, ponendo però attenzione alla riduzione delle emissioni di gas dalle reti stesse.

La riduzione delle perdite di gas dalle reti non è direttamente inerente agli aspetti di sector coupling, ma riguarda in generale le tematiche ambientali e l'elevato potenziale serra del gas naturale. L'Italia è al terzo posto delle emissioni fuggitive di metano da gas naturale (17,6% del totale EU nel 2016), dopo Germania (19,3%) e Romania (20,7%) e seguita dal Regno Unito (15,0%). La rete gas nazionale è la principale sorgente di emissioni di metano, concentrate soprattutto sulla distribuzione (77%) e solo secondariamente su trasporto e stoccaggio (17%). L'obiettivo dei progetti pilota consiste nella sperimentazione di soluzioni per ridurre le emissioni in atmosfera del gas dalle reti, individuando le possibili cause (dispersioni diffuse o punti/condizioni/operazioni di possibili emissioni concentrate nello spazio e/o nel tempo, ad esempio per manutenzione) in modo tale da mappare le emissioni dalle reti all'istante iniziale. Successivamente occorre individuare le modalità più idonee ed efficienti (con soluzioni best - practice a livello progettuale/tecnologico o operativo/gestionale) per la loro riduzione e identificando opportuni indicatori per la loro valutazione e monitoraggio.

Nell'ambito degli "Utilizzi innovativi delle infrastrutture esi-

stenti", Arera ritiene opportuno considerare la sperimentazione di soluzioni che possono determinare una immissione di gas rinnovabile nelle reti.

Integrazione dei gas rinnovabili nelle reti, con particolare riferimento a idrogeno e altri gas sintetici da fonti rinnovabili. L'interesse maggiore è senza dubbio orientato alla tecnologia P2G, utilizzata per trasformare l'energia elettrica in gas, attraverso l'elettrolisi, ossia la separazione dell'acqua in idrogeno e ossigeno. Se il combustibile prodotto è l'idrogeno si parla più propriamente di power-to-hydrogen (P2H). L'idrogeno così prodotto può essere:

- utilizzato come vettore di accumulo per produrre nuova energia elettrica con sistemi reversibili a celle a combustibile (power-to-power, P2P);
- trasportato presso un altro punto di utilizzo tramite la rete del gas naturale (in miscela con il gas naturale);
- convogliato in infrastrutture dedicate e utilizzato tal quale, ad esempio per rifornire mezzi di trasporto;
- combinato con CO₂ per produrre gas metano (processo di metanazione), che può essere immesso nella rete del gas naturale senza limiti tecnici, necessitando però di una fonte di CO₂ per la sua produzione

Il caso 3, interventi di innovazione tecnologica/gestionale sulle reti, si rivolge a progetti relativi all'introduzione sperimentale di tecnologie e prassi gestionali a supporto della gestione delle reti, per aumentarne l'efficienza tecnica, economica, ambientale. Ad esempio si tratta di:

- metodi e strumenti per la digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, in particolare finalizzati al:
 - o telecontrollo/telegestione delle reti;
 - o migliorare la manutenzione (ad esempio, introduzione di sensori, passaggio da logiche di manutenzione programmata a predittiva);

- utilizzi di tecnologie innovative o usi innovativi di tecnologie esistenti, quali ad esempio:
 - o sistemi per l'efficientamento delle stazioni di compressione, come quelli che permettono di recuperare l'energia termica dei fumi, per la produzione di energia elettrica utilizzabile per autoconsumo e, se in eccesso, cedibile alla rete;
 - o sistemi di compressione bipower sulle reti di trasporto del gas per estendere l'uso delle attuali turbine per la compressione del gas alla produzione di elettricità; in base alle esigenze di Terna il sistema di compressione può fornire o richiedere energia elettrica, favorendo l'integrazione tra le reti elettriche e gas;
 - o sistemi per l'efficientamento delle reti tramite il recupero di energia e/o calore da salti di pressione;
 - o sistemi per l'ottimizzazione dei consumi energetici nei sistemi di preriscaldamento del gas negli impianti di decompressione.

4.3 Quadro normativo e regolatorio europeo e nazionale

Si fornisce ora un panorama sintetico della normativa comunitaria in materia di combustibili alternativi e di utilizzi alternativi delle reti di trasporto e distribuzione del gas, della normativa italiana in materia, del quadro regolatorio e della normativa tecnica attualmente in vigore.

4.3.1 Normativa Comunitaria

- Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale: estende al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, le norme stabilite dalla direttiva stessa per quanto riguarda il gas naturale e il GNL;
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio in materia di produzione da fonti rinnovabili del 23 aprile 2009: stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili, contiene, tra l'altro, disposizioni specifiche per i biocarburanti. In particolare, fornisce indicazioni agli Stati membri affinché valutino la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti energetiche rinnovabili, e di introdurre l'obbligo di pubblicare norme tecniche e requisiti in materia di qualità,

odorizzazione e pressione del gas;

- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009: contiene norme a garanzia dell'accesso non discriminatorio alle reti del biogas o di altri tipi di gas, nella misura in cui possano essere iniettati e trasportati nel sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza;
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (Integrata dal Regolamento delegato 2019/1745 della Commissione del 13 agosto 2019) sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi: ha previsto che gli Stati membri adottino dei piani di sviluppo per le fonti alternative nel settore dei trasporti, con l'obiettivo di ridurre i consumi di petrolio e attenuare l'impatto ambientale del settore. Inoltre, la Direttiva richiede agli Stati membri di promuovere uno sviluppo infrastrutturale tale da garantire una copertura adeguata di punti di ricarica e rifornimento accessibili al pubblico. La Direttiva 2014/94/UE ha identificato i seguenti combustibili alternativi con potenzialità di lungo periodo in termini di sostituibilità al petrolio:
 - o elettricità;
 - o idrogeno;
 - o biocarburanti;
 - o gas di petrolio liquefatto (GPL);
 - o gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso - GNC) e liquefatto (gas naturale liquefatto - GNL).
- Direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018: ha previsto una serie di indicazioni per promuovere una maggiore efficienza nell'impiego delle risorse naturali attraverso la c.d. economia circolare. La Direttiva è rilevante nel contesto dei biogas e dei gas sintetici in quanto incoraggia l'adozione di strumenti economici e di altre misure intese a fornire incentivi per favorire "l'applicazione della gerarchia dei rifiuti", e per riconoscere come sottoprodotto "una sostanza o un oggetto derivante da un processo di produzione il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza o oggetto";
- European Green Deal, presentato dalla Commissione l'11 dicembre 2019: una nuova strategia di crescita per trasformare l'UE in una società a impatto climatico zero, giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva. In particolare, il Green Deal europeo presenta un piano di investimenti per l'uso efficiente delle risorse per la transizione verso un'economia pulita e circolare. Tale obiettivo si traduce in termini concreti

nel piano degli obiettivi climatici *Stepping up Europe's 2030 climate ambition* (17 settembre 2020), in cui la Commissione riformula in ottica più ambiziosa i target sul clima per il 2030. La proposta della Commissione consiste infatti nella riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno del 55% entro il 2030, contro l'obiettivo precedente di una riduzione pari ad almeno il 40%, accelerando di fatto il percorso dell'Europa verso la neutralità climatica al 2050. Come significativo elemento del Green Deal, il 21 aprile 2021 è stato raggiunto l'accordo sulla cosiddetta *European Climate Law*. In particolare, i co-legislatori europei hanno raggiunto un accordo per ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Tale obiettivo aggiornato diventerà quindi a breve un obbligo legale per l'UE e i suoi Stati membri, accelerando di fatto il percorso dell'Europa verso la neutralità climatica al 2050;

- EU strategy for energy system integration di luglio 2020: nasce dall'esigenza di accelerare la transizione dall'attuale modello di sistema energetico (ancora scarsamente integrato) verso un modello ad elevata integrazione;
- Proposta legislativa presentata dalla CE sulla revisione del regolamento sulle reti trans-europee dell'energia (regolamento TEN-E) del dicembre 2020: è parte integrante della strategia di decarbonizzazione dell'economia europea al 2050 e, fra i suoi principali aspetti innovativi, propone l'obbligo, per tutti i PCI, di soddisfare i criteri vincolanti di sostenibilità e l'aggiornamento delle categorie di infrastrutture ammesse a beneficiare del sostegno europeo, ponendo fine al supporto delle infrastrutture per il petrolio e il gas naturale. La proposta di nuovo regolamento prevede una nuova attenzione all'infrastruttura per l'idrogeno (incluso il trasporto e alcuni tipi di elettrolizzatori) e lo sviluppo di infrastrutture cd. "smart" per l'integrazione di gas sostenibili (biometano e idrogeno rinnovabile) nelle reti esistenti.

In questo quadro evolutivo del sistema energetico, ai biocarburanti è assegnato un ruolo importante, in particolare nell'ambito delle modalità di trasporto di più difficile decarbonizzazione, come il trasporto aereo o marittimo. Al fine di sfruttarne il potenziale, la Commissione prevede misure aggiuntive a sostegno dei combustibili rinnovabili e dei combustibili a basse emissioni di carbonio, eventualmente attraverso percentuali o quote minime in specifici settori di uso finale (tra cui il trasporto aereo e marittimo), anche mediante la revisione della direttiva 2018/2001 sulla promozione di biocarburanti "avanzati" e biogas, entro il mese di giugno 2021. Anche l'idrogeno riveste un ruolo fondamentale

all'interno della strategia, perlopiù nei settori *hard to abate* e in determinate applicazioni per il trasporto e come combustibile o materia prima in determinati processi industriali. Nel documento si sottolinea la priorità per l'Unione Europea di produrre idrogeno a partire da energia elettrica da fonti rinnovabili, senza escludere, tuttavia, altre forme del gas a basse emissioni di carbonio per sostenere la fase di transizione verso il *green hydrogen* e lo sviluppo di un mercato su scala significativa.

Tra le priorità della Commissione emerge inoltre la necessità di predisporre, entro giugno 2021, una terminologia esauritiva e un sistema europeo di certificazione che copra tutti i combustibili rinnovabili e a basso tenore di carbonio, basato in particolare su criteri di riduzione delle emissioni e di sostenibilità.

La strategia per l'integrazione del sistema energetico cita infine le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, con particolare attenzione alla loro associazione con tecnologie di produzione di combustibili di sintesi a partire dalla CO₂ catturata. A tal proposito, al fine di sostenere lo sviluppo di queste tecnologie di conversione, la Commissione intende creare entro il 2023 un quadro normativo per certificare gli assorbimenti di carbonio, con l'obiettivo di monitorare e verificarne l'autenticità

Parallelamente alla strategia per l'integrazione del sistema energetico, la Commissione ha emanato nel mese di luglio 2020 il documento *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* in cui vengono ripresi ed approfonditi gli indirizzi sul vettore idrogeno anticipati al punto precedente. La strategia per l'idrogeno definisce un percorso comune europeo per incentivare l'uso dell'idrogeno, il cui ruolo è considerato strategico in quei settori dove la decarbonizzazione è particolarmente difficoltosa. L'idrogeno può infatti sostituire i combustibili fossili in alcuni processi industriali ad alta intensità di carbonio, ad esempio nella siderurgia o nella chimica, ed offre alternative anche per i comparti dei trasporti dove è più difficile ridurre le emissioni.

Nel documento si sottolinea la priorità per l'Unione Europea di produrre e sostenere la diffusione di idrogeno rinnovabile nel lungo periodo (c.d. *idrogeno verde* prodotto attraverso elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o mediante *reforming* di biogas se conforme ai requisiti di sostenibilità). Tuttavia, non si escludono altre forme *low-carbon* del gas (idrogeno ottenuto dal *reforming* del gas naturale e combinato con CCS, oppure da rifiuti o da altre tecnologie a basse emissioni di carbonio) per sostenere la fase di transizione a breve e medio termine.

Al fine di accelerare lo sviluppo di una filiera e di un mercato dell'idrogeno su scala significativa, l'UE intende incrementare la quota nel mix energetico dall'attuale 2% al 13-14% entro il 2050, seguendo un percorso articolato in diverse tappe:

- la prima fase (2020-2024) vedrebbe l'UE decarbo-

nizzare l'attuale produzione di idrogeno tramite l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori per produrre fino ad 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile. In questa prima fase gli elettrolizzatori potrebbero essere installati in prossimità dei centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici, e idealmente sarebbero allacciati a fonti locali di energia elettrica rinnovabile. Il fabbisogno infrastrutturale per il trasporto dell'idrogeno resterebbe tuttavia contenuto, dal momento la domanda sarebbe soddisfatta da produzione in loco o nelle vicinanze; in alcune zone si potrebbe ricorrere alla miscelazione con gas naturale;

- nella seconda fase (2025-2030) l'idrogeno verde dovrebbe diventare una parte sostanziale di un sistema energetico integrato. L'obiettivo strategico consiste nel produrre un minimo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2030. In questa fase la competitività dell'idrogeno rinnovabile dovrebbe migliorare progressivamente fino a raggiungere quella di altre forme di produzione. Sarà dunque fondamentale l'adozione di politiche volte ad aumentare la domanda di idrogeno nei settori industriali e nei trasporti pesanti, favorire il bilanciamento di sistemi elettrici basati sulle fonti rinnovabili e sviluppare cluster ed ecosistemi regionali autonomi (le cosiddette Hydrogen Valleys). In questa fase si andrà profilando l'esigenza di un'infrastruttura logistica a livello dell'UE, in termini di reti di trasporto e stazioni di rifornimento di idrogeno. La rete gas esistente potrebbe essere parzialmente impiegata per il trasporto di idrogeno rinnovabile su distanze maggiori. In questa fase sono previsti importanti investimenti nell'installazione di tecnologie di cattura del carbonio negli impianti esistenti di produzione di idrogeno da fonti fossili, in modo da accelerare la transizione verso forme di idrogeno più pulite;
- infine, durante la terza fase (2030-2050) le tecnologie per l'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere una maturità tale da permettere una penetrazione capillare in diversi settori economici hard-to-abate. In questa fase il biogas sostenibile potrebbe essere utile per sostituire il gas naturale negli impianti di reforming con cattura e stoccaggio del carbonio in modo da generare emissioni negative.

La Commissione intende soddisfare gli ambiziosi obiettivi e la stringente tabella di marcia della strategia idrogeno attraverso una ricca agenda di investimento che tocca i vari comparti del sistema energetico, tanto sul lato della domanda, ad esempio per l'adattamento dei settori finali al consumo di idrogeno, quanto sulla produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili, per le quali si prevede che entro il 2050 circa un quarto della capacità sia impiegata per produrre idrogeno rinnovabile.

4.3.2 Normativa Nazionale

- Dlgs 164/00 (come modificato dal decreto legislativo 93/11): ha previsto (articolo 2-bis) che le norme relative al gas naturale si applichino in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.
- Dlgs 28/11 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE: disciplina in Italia la promozione delle fonti rinnovabili e dispone che l'Autorità emani specifiche direttive in merito alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi. In particolare, le direttive dell'Autorità, oltre al rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di sicurezza del sistema, devono, tra l'altro:
 - o stabilire le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;
 - o favorire un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza.
- Dlgs 257/2016 (attuazione della Direttiva 2014/94/UE): distingue i combustibili alternativi per i quali è prioritario introdurre misure finalizzate alla diffusione, prevedendo come obbligatori gli obiettivi per elettricità e gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (GNC) e liquefatta (GNL) e come facoltativi gli obiettivi per idrogeno e GPL.
- DM 5/12/2013: adozione delle direttive per l'incentivazione del biometano, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 21 del decreto legislativo 28/11.
- DM 2/3/2018: innovazione della disciplina in materia di promozione dell'utilizzo di biometano e degli altri biocarburanti avanzati, chiarendo inoltre alcuni aspetti legati alla qualità del gas.
- D.M. 18/5/2018: approvazione della nuova Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza

di altri componenti nel gas combustibile. Il decreto ha aggiornato la precedente regola tecnica approvata con il decreto 19 febbraio 2007 relativa alle caratteristiche chimico-fisiche e alla presenza di altri componenti nel gas combustibile da immettere nelle reti, allineandola in particolare alle norme tecniche CEN.

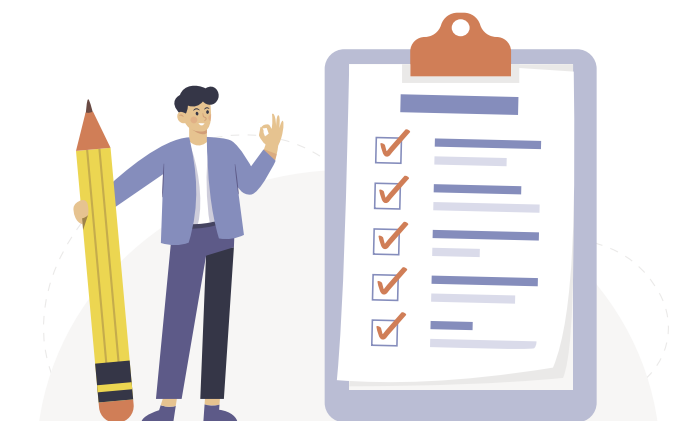
- D.M. 14/11/2019 "Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi": sostituisce il precedente del 23 gennaio 2012 disciplinando anche le modalità di certificazione della sostenibilità del biometano. Il DM richiama le linee guida elaborate dal CTI "UNI/TS 11429" e "UNI/TS 11567" che definiscono le modalità operative e gestionali che gli operatori delle filiere dei biocarburanti e bioliquidi e del biometano devono adottare per conformarsi ai requisiti del decreto citato.
- Decreto MiTE, 3 giugno 2022 - Aggiornamento al decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 maggio 2018, recante "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile". (22A03534) ([GU Serie Generale n. 139 del 16-06-2022](#)) che ha innalzato al 2% il limite cautelativo per l'immissione di idrogeno nelle reti gas.
- Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari: in coerenza con la strategia europea per l'idrogeno, il 24 Novembre 2020 l'Italia ha espresso la propria visione sul ruolo dell'idrogeno nel percorso nazionale di decarbonizzazione. Il documento rappresenta un inquadramento finalizzato a inquadrare la discussione che porterà ad una successiva dettagliata e definitiva Strategia Italiana per l'Idrogeno.

Nel breve termine, fino al 2030, è prevista la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti pesanti (ad esempio camion per trasporto a lungo raggio), nelle ferrovie e nell'industria, con specifico riferimento a quei comparti in

cui l'idrogeno trova già impiego come materia prima (chimica, raffinazione petrolifera). In generale si prevede una penetrazione del vettore idrogeno di circa il 2% degli impieghi finali di energia entro il 2030, anche se non si escludono percentuali più alte nel caso si attivassero opportunità aggiuntive di domanda nel settore siderurgico e in alcuni cluster industriali. Come termine di raffronto, si consideri che nel PNIEC l'idrogeno rappresenta l'1% dei consumi finali del solo settore trasporti. In questa prima fase la Strategia prevede inoltre che l'idrogeno possa essere miscelato nella rete gas fino al 2%, con l'obiettivo di anticipare e stimolare lo sviluppo del mercato.

Nel lungo termine, entro il 2050, la penetrazione dell'idrogeno potrebbe rappresentare fino al 20% della domanda energetica finale. Infatti, oltre ad un incremento dei consumi di idrogeno nei settori citati precedentemente, si prevede un'estensione delle applicazioni anche a processi industriali che richiedono elevate temperature (per esempio nell'industria dell'acciaio e del cemento) e dove l'elettificazione risulta tecnicamente o economicamente inefficace. Nei trasporti l'idrogeno potrebbe diventare una soluzione per decarbonizzare il trasporto pesante su strada, quello ferroviario e i settori aereo e marittimo, nei quali si prospetta uno sviluppo significativo degli *e-fuels* sintetizzati a partire dall'idrogeno. Anche nel settore civile, in particolare per il riscaldamento degli ambienti, l'idrogeno potrebbe alimentare le caldaie, opportunamente progettate, in sostituzione del metano in quei contesti dove le pompe di calore non trovino convenienza tecnico-economica. Infine, la Strategia prevede la presenza di idrogeno anche nelle applicazioni power-to-power (P2P), dove l'idrogeno tornerebbe infine nella forma di energia elettrica attraverso turbine a gas di backup o celle a combustibile per usi di cogenerazione industriale.

Per soddisfare una domanda di idrogeno di circa il 2% (circa 0.7 Mton/anno) entro il 2030, si prevede la necessità di installare circa 5GW di elettrolizzatori sul territorio nazionale, la cui produzione potrebbe essere integrata con volumi importati dall'estero. Per quanto riguarda le modalità di produzione, trasporto e stoccaggio, la Strategia individua tre differenti possibilità: a) produzione totalmente in loco, dove le unità di elettrolisi si trovano in prossimità dei punti di consumo; b) produzione in loco con trasporto di energia elettrica, dove l'energia elettrica è generata in zone ad alto potenziale di fonti rinnovabili, per poi essere trasportata attraverso la rete elettrica nei punti di produzione e consumo di idrogeno; c) produzione centralizzata con trasporto di idrogeno, dove gli elettrolizzatori vengono collocati in prossimità dei generatori a fonti rinnovabili e l'idrogeno prodotto viene trasportato ai consumatori attraverso strutture dedicate (ad esempio, la rete gas esistente oppure carri bombolai). La convenienza di questi diversi modelli di fornitura dovrebbe essere valutata approfonditamente in termini di costi e benefici per l'intero



sistema energetico; tuttavia, non si esclude che la configurazione ottimale possa emergere da un mix di diverse soluzioni determinato dalle condizioni della domanda locale, dal potenziale dell'offerta e dal livello di flessibilità del sistema.

4.3.3 Quadro regolatorio nazionale

La regolazione dell'Autorità in materia di gas diversi rinnovabili e di utilizzi alternativi delle infrastrutture di trasporto esistenti interessa, allo stato attuale, quasi esclusivamente il biometano.

- Delibera 46/2015/R/gas: Arera approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione.
- Delibere 626/2015/R/gas, 204/2016/R/gas e 299/2016/R/gas: Arera approva le proposte di modifica dei Codici di rete trasmesse, rispettivamente, dalle imprese di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.a., Snam Rete Gas S.p.a. e Società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a. ai sensi del punto 2 della deliberazione 46/2015/R/gas.
- Delibera 239/2017/R/gas: Arera avvia un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, a cui è seguito il DCO 484/2017/R/gas, che prospetta ipotesi per l'aggiornamento delle specifiche di qualità del biometano e per i riferimenti relativi alle modalità operative dei processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete.
- Delibera 173/2018/R/gas: Arera avvia un procedimento di attuazione di quanto previsto nel decreto 2 marzo 2018 e per assicurare la corretta determinazione dei certificati di immissione in consumo, ai fini della loro applicazione con riferimento all'immissione nella rete del gas naturale.
- DCO 361/2018/R/gas: Arera illustra i propri orientamenti finali per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale a seguito della cessazione del periodo di standstill conseguente alla pubblicazione della norma CEN EN 16723-1 e illustrato i propri orientamenti in relazione all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

- DCO 420/2018/R/gas: documento consultato nell'ambito del procedimento avviato con delibera 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (SPRT), ed espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di qualità ed innovazione del servizio di trasporto del gas naturale. In particolare, il DCO 420/2018/R/gas illustra le linee di intervento dell'Autorità per la promozione di utilizzi innovativi delle reti di trasporto e, in particolare, lo sviluppo di tecnologie innovative per l'integrazione di gas diversi dal gas naturale (quali ad esempio il biometano, altri gas carbon-neutral o carbon-negative e i gas sintetici) nelle reti di trasporto esistenti. Tali meccanismi sono in particolare finalizzati a sperimentare nuovi utilizzi delle reti di trasporto in relazione a soluzioni tecnologiche innovative in grado di apportare benefici sistemici e ambientali all'intero settore energetico, a supporto del processo di decarbonizzazione.
- DCO 170/2019/R/gas - Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione: Arera affronta il tema dell'ambiente e dell'innovazione nell'ambito delle reti di distribuzione del gas naturale, prevedendo l'introduzione di strumenti regolatori a supporto dell'innovazione.
- Delibera 27/2019/R/gas: aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale di cui alla delibera 46/2015/R/gas e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.
- Delibera 404/2022/R/gas, Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale.

Il quadro regolatorio si è ulteriormente aggiornato a novembre 2022 con la delibera 557/2022¹⁵, che definisce le modalità di ottenimento delle agevolazioni in tema di energia elettrica da fonti rinnovabili prelevata da impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde.

Il PNRR prevede incentivi fiscali per la produzione di idrogeno elettrolitico a partire da energia elettrica rinnovabile (come previsto dalla direttiva 2018/2001) o prelevata dalla rete. In particolare, tali incentivi devono sostenere unicamente attività legate all'idrogeno che soddisfino il requisito

¹⁵ Arera, delibera 557/2022, "Modalità per l'ottenimento delle agevolazioni di cui al Decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 21 settembre 2022 in tema di energia elettrica da fonti rinnovabili prelevata da impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde", 8 novembre 2022

di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% per l'idrogeno, cioè 3 tCO₂eq/tH₂. Il DM 21 settembre 2022, in attuazione del DL 36/2022 (art. 23, comma 2) ha definito casi e condizioni tecniche in cui il consumo di energia elettrica da FER in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde accede all'agevolazione, consistente nella restituzione della quota variabile degli oneri generali di sistema, in particolare prevedendo:

- che l'idrogeno sia prodotto mediante processo elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile e/o dall'energia elettrica prelevata dalla rete e abbia caratteristiche di "idrogeno verde", ossia l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO₂eq/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO₂eq/tH₂;
- che gli impianti di produzione di "idrogeno verde" utilizzino energia elettrica prodotta da impianti FER direttamente connessi all'elettrolizzatore, oppure, qualora siano collegati agli impianti FER attraverso una rete pubblica con obbligo di connessione di terzi, utilizzino energia elettrica munita di garanzie di origine rinnovabile (art. 46 del Dlgs 199/21);
- che il calcolo e la verifica del requisito di riduzione delle emissioni visto in precedenza siano effettuati riferendosi a quanto previsto dall'Allegato V della direttiva 2018/2011 o, in alternativa, secondo le norme ISO 14067:2018 o ISO 14064-1:2018, considerando la media annuale dei contributi apportati da:
 - o l'energia elettrica prelevata dalla rete, alla quale si attribuisce un fattore emissivo nel ciclo di vita pari al valore medio annuale dei consumi elettrici su base nazionale dell'anno precedente;
 - o l'energia elettrica prelevata dalla rete con garanzia di origine rinnovabile (art. 46 del Dlgs 199/21), il cui fattore emissivo è considerato nullo;
 - o l'energia elettrica rinnovabile con collegamento diretto all'impianto, il cui fattore emissivo è considerato nullo;
- che l'agevolazione è riconosciuta a consuntivo, come ristoro degli oneri generali di sistema versati, nel rispetto della disciplina in materia di aiuti di Stato.

Una volta che Arera avrà definito le modalità di fruizione dell'agevolazione e di copertura degli oneri complessivi oggetto di restituzione, il Ministro della Transizione Ecologica, con apposito decreto, determinerà le condizioni per la com-

patibilità dell'agevolazione con la normativa sugli aiuti di Stato, da notificare alla Commissione europea, e le modalità di monitoraggio delle agevolazioni, per verificarne l'impatto sulle tariffe per gli utenti.

Nella delibera 557/2022, Arera specifica che la restituzione degli oneri generali di sistema si applica solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica con obbligo di connessione di terzi dotata di garanzia di origine rinnovabile (art. 46 del Dlgs 199/21), in quanto l'energia elettrica consumata ed istantaneamente prodotta da impianti FER direttamente collegati all'impianto di elettrolisi (nell'ambito, cioè, di un SSPC) non è soggetta all'applicazione di tali componenti tariffarie.

È inoltre opportuno per Arera identificare il GSE come responsabile della verifica delle condizioni necessarie all'eventuale ristoro delle somme versate dai titolari di impianti di elettrolisi alimentati da energia rinnovabile che rispettino tali condizioni e come soggetto deputato a tale ristoro.

Vanno poi disciplinate le modalità di presentazione dell'istanza dai gestori di impianti di elettrolisi al GSE e di determinazione, da parte del GSE, della restituzione delle componenti tariffarie a partire dai dati resi disponibili dai gestori degli impianti medesimi e dal Gestore del Sistema Informativo Integrato.

Il GSE dovrà poi presentare una proposta da sottoporre ad approvazione di Arera, per definire le modalità ed il formato delle istanze per l'ottenimento delle agevolazioni e le procedure operative per il calcolo dei parametri.

Le agevolazioni graveranno sul solo Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (art. 43 del TIT), in quanto sono una misura di sostegno per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

L'efficacia di questo provvedimento è sospesa fino alla verifica positiva di compatibilità della misura con la disciplina europea in materia di aiuti di Stato, prevedendo integrazioni, se richieste dalla Commissione europea.

In sintesi, quindi, la delibera 557/2022 prevede che i gestori degli impianti di elettrolisi che rispettano i requisiti citati (art. 3 del DM 21/09/2022) possono presentare istanza al GSE per la restituzione degli oneri generali di sistema relativi all'energia elettrica prelevata da rete pubblica e dotata di garanzia di origine rinnovabile, utilizzando uno schema di istanza predisposto dal GSE, contenente tutte le informazioni necessarie per la verifica dei requisiti, con validità di 12 mesi e oggetto di tacito rinnovo secondo modalità definite dallo stesso GSE.

Il GSE verifica il rispetto dei requisiti e dà evidenza al Gesto-

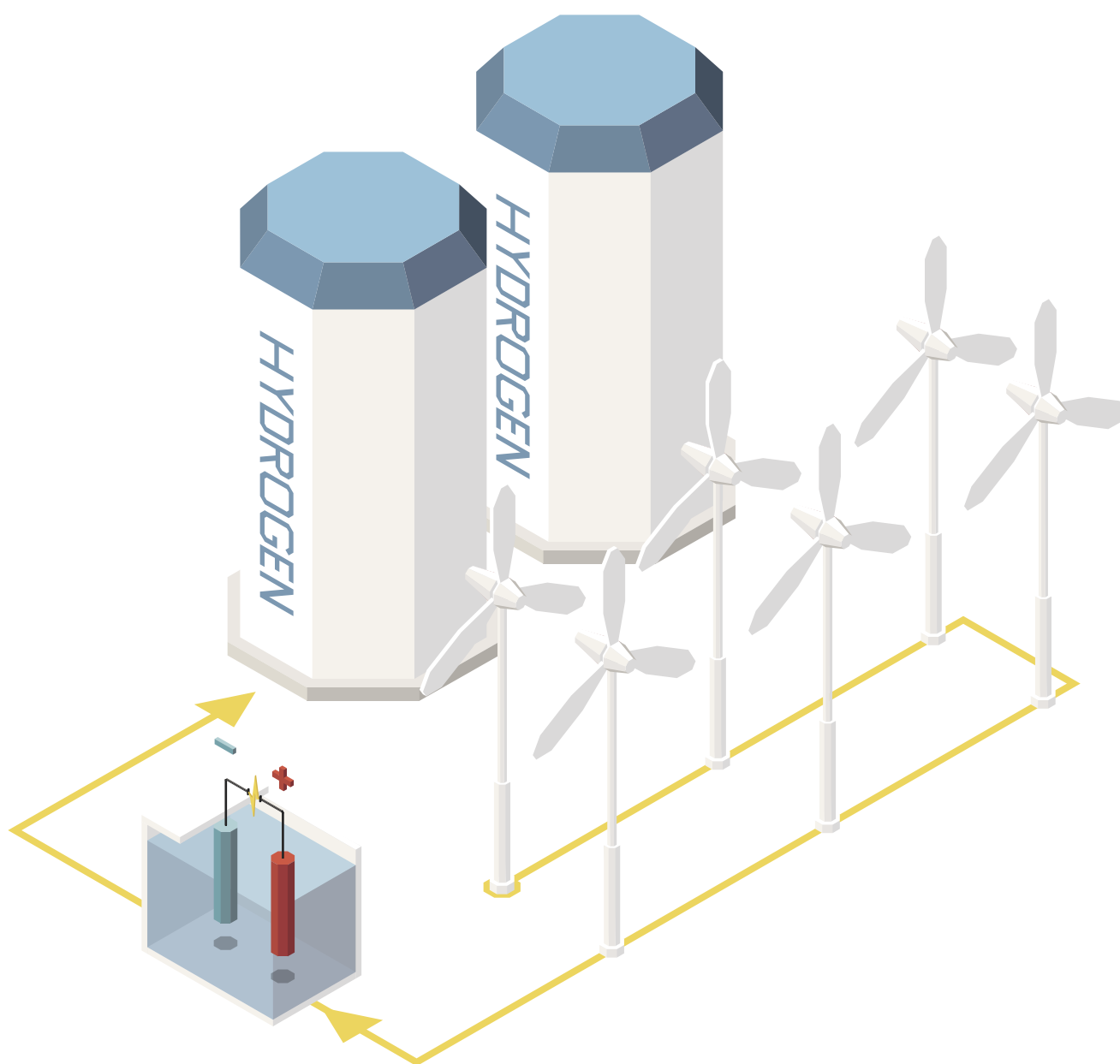
re del Sistema Informativo Integrato e ai rispettivi gestori di rete dell'elenco dei soggetti ammessi al beneficio di cui al DM 21/9/2022, comprensivo dei dati afferenti al corrispondente punto di connessione, con cadenza annuale, fatte salve variazioni a vario titolo intervenute.

Il Gestore del Sistema Informativo Integrato, sentito il GSE, definisce le modalità per la messa a disposizione al medesimo GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo attraverso cui viene prelevata l'energia elettrica da ogni gestore di impianti di elettrolisi e delle misure dell'energia elettrica prelevata.

Qualora la verifica abbia esito positivo, il GSE, per ogni gestore di impianti di elettrolisi e per ogni mese, determina gli oneri complessivi oggetto di restituzione.

A copertura dei costi amministrativi per la gestione dell'istanza e per la gestione mensile dei rimborsi, i soggetti ammessi al beneficio corrispondono al GSE un contributo *una tantum*, da erogare all'atto della prima richiesta, e un contributo annuale, le cui entità saranno definite dall'Autorità su proposta dal GSE.

Il GSE, entro il 31 marzo di ciascun anno a decorrere dal 2024, trasmette ad Arera un rapporto inerente all'attività svolta nell'anno precedente in relazione al provvedimento in questione, evidenziando, in relazione all'anno di competenza, il numero dei soggetti ammessi al beneficio, la quantità complessiva di energia elettrica per la quale è stata effettuata la restituzione delle componenti tariffarie e gli importi erogati.



CAPITOLO 5

CASI STUDIO

5.1 La produzione di idrogeno green

In questo paragrafo, facendo riferimento all'orizzonte temporale 2030, si affrontano tre differenti modalità per la produzione di idrogeno verde.

5.1.1 Produzione con sola energia elettrica rinnovabile acquisita dal mercato nelle ore con overgeneration

La produzione di idrogeno verde da energia elettrica prelevata dalla rete deve prevedere la garanzia della provenienza rinnovabile dell'energia elettrica (argomento trattato nel seguito del capitolo) ma, volendo esprimere la massima sinergia positiva tra il sistema elettrico e la produzione di H₂G, diviene opportuno che si utilizzino esclusivamente gli eccessi di energia elettrica rinnovabile non utilizzabili dal sistema elettrico stesso ("overgeneration") che quindi, in caso contrario, darebbero origine a curtailment. Così facendo si garantisce l'utilizzo efficace della produzione da FRNP anche con livelli altissimi di capacità di generazione elettrica installata da FRNP. Diversamente, la produzione di idrogeno verde da impianti FRNP dedicati (anche fuori rete) non fornirebbe un contributo altrettanto efficace al sistema elettrico per la riduzione delle overgeneration.

La produzione di idrogeno da sola eccedenza di generazione elettrica presenta diversi vantaggi per il sistema elettrico: maggiore valorizzazione della produzione da fonti rinnovabili (promuovendo quindi l'installazione di nuova capacità rinnovabile), disponibilità di energia elettrica a costo marginale molto basso per la produzione di H₂ (che verrebbe quindi prodotto con costi variabili potenzialmente anche inferiori rispetto al reforming), minori investimenti per il sistema elettrico, ad esempio per riduzione della necessità di capacità di accumulo. Per contro potrebbe indurre un innalzamento dei prezzi in MGP, ma soltanto nelle ore con prezzi molto depressi, mentre, al contrario, favorendo una minore difficoltà nel bilanciamento domanda/offerta potrebbe anche indurre una riduzione dei prezzi nelle altre ore.

Oltre a queste considerazioni, le caratteristiche di flessibilità e velocità nella presa di carico degli elettrolizzatori, nonché la significatività dei livelli di potenza coinvolti, rendono gli

elettrolizzatori particolarmente interessanti per la fornitura di servizi di riserva per il controllo della frequenza di rete e il bilanciamento. Gli impianti si possono rendere disponibili ad accendersi quando spenti per fornire riserva a scendere o, in ex-ante, per predisporre ad aumentare la disponibilità di riserva a salire¹⁶; oppure possono ridurre il carico, quando in funzione, partecipando alla riserva a salire, sia ex ante sia in erogazione in tempo reale.

La partecipazione alla riserva a scendere andrebbe quindi ad aumentare il numero di ore annue di funzionamento degli elettrolizzatori rispetto alle sole ore in cui si verificano overgeneration, con conseguente riduzione della quota relativa ai costi fissi nell'LCOH (Levelised Cost Of Hydrogen) della produzione da idrogeno. La partecipazione alla riserva a salire, invece, pur non aumentando le ore di funzionamento, va ad incrementare i margini economici rispetto a quelli della produzione di idrogeno a cui si è rinunciato. Infatti, il margine dovuto alla produzione di idrogeno è al più la differenza tra prezzo dell'idrogeno prodotto e il costo dell'energia elettrica consumata per la sua produzione; il servizio a salire è un'opportunità di aumentare il margine economico che risulterebbe, in tal caso, pari alla differenza tra il prezzo dell'offerta a salire nei mercati del dispacciamento e il prezzo di acquisto dell'energia elettrica in MGP e, quindi, slegato dal prezzo dell'idrogeno.



¹⁶ Per riserva a salire s'intende la disponibilità ad aumentare l'immissione di potenza in rete per un generatore e a ridurre il prelievo per un carico, in particolare, per un elettrolizzatore.

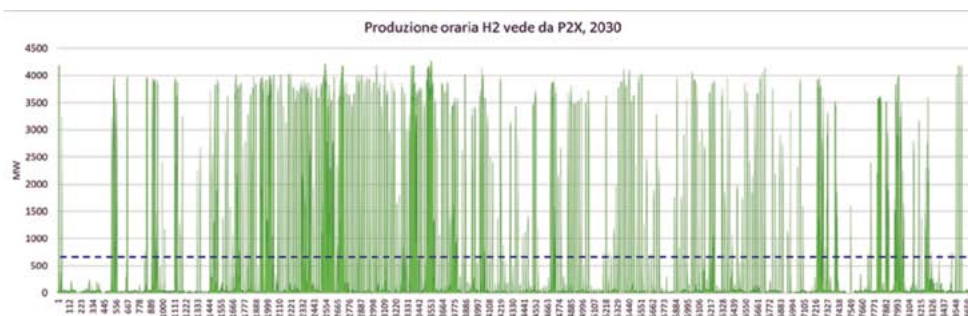


Figura 5.1: Produzione oraria degli elettrolizzatori nello scenario 2030 con utilizzo di sole eccedenze di produzioni di FRNP RIF a confronto con il livello di consumo medio (linea blue tratteggiata).

Appare quindi evidente che, per comprendere l'effettivo costo finale della produzione dell'idrogeno verde da overgeneration, è basilare avere una prima quantificazione delle ore di funzionamento in tale modalità, in particolare, in uno scenario 2030. In RIF¹⁷ sono state svolte alcune simulazioni di mercato al 2030 con ipotesi, in ottica Green Deal per l'Italia, ancora più spinte dello scenario PNIEC, ossia con 60 GW di solare installato e 23,6 GW di eolico connesso alla rete elettrica nazionale.

Da tali analisi emerge che gli elettrolizzatori (a seconda delle diverse simulazioni, da 3,6 GW a 7 GW installati sul territorio nazionale) potrebbero funzionare utilizzando l'overgeneration elettrica corrispondente a prezzi molto bassi (indicativamente inferiori a 15-20 €/MWh) in un numero di ore annue compreso tra 1.000 e 1.050 ore equivalenti alla potenza massima.

Con le ipotesi, assunte nello studio citato, sui costi e rendimenti degli elettrolizzatori (tecnologia al 2030)¹⁸ e il funzionamento indicato, si ottiene un LCOE per la produzione dell'idrogeno verde (al 2030) di circa 60-70 €/MWh (ossia 2-2,3 €/kg). Considerando le proiezioni del prezzo del gas naturale al 2030, tale LCOE risulta competitivo con l'idrogeno da reforming. Inoltre, negli anni successivi al 2030, il continuo progresso nello sviluppo delle fonti rinnovabili previsto dalla strategia energetica di lungo termine (RIF Long term Strategy) porterà ad una situazione di sempre maggior frequenza delle overgeneration, con il risultato di aumentare il numero di ore di funzionamento degli elettrolizzatori con progressiva diminuzione dell'LCOE dell'idrogeno verde.

La produzione concentrata in così poche ore, e soprattutto in alcune stagioni, determina d'altro canto maggiori problemi nella fornitura dell'idrogeno ai suoi utilizzatori; occorre infatti

disporre di forme di stoccaggio dell'idrogeno a breve (giorni) per affrontare giornate di scarsa disponibilità della fonte elettrica rinnovabile che presentano costi piuttosto elevati e occorrerebbe, soprattutto, nelle stagioni con scarsa producibilità (esempio inverno e autunno) ricorrere alla produzione di idrogeno non verde o a stoccaggi stagionali. L'utilizzo di stoccaggi stagionali, quali gli stoccaggi geologici, comporta al momento più di una incertezza; infatti, oltre alle problematiche di sicurezza e accettabilità, si renderebbe necessario il trasporto da e verso gli stoccaggi, con costi energetici e necessità di infrastrutture, e si verificherebbero anche perdite di massa e di energia per compressione e decompressione di parte del gas stesso immesso nello stoccaggio.

Dai risultati delle simulazioni in RIF si è ottenuto un eccesso di produzione mensile di idrogeno verde significativo su 5-6 mesi consecutivi rispetto al fabbisogno. La somma di tali eccedenze ci danno una stima della necessità di stoccaggio stagionale, ossia della quota di idrogeno prodotta nei mesi estivi e primaverili che dovrà essere utilizzata nei mesi invernali. Rispetto ad una produzione annua di 170 kt di idrogeno verde, la quota da stoccare a lungo termine ammonterebbe così ad oltre un terzo (65 kt).

Per il dimensionamento dello stoccaggio a breve termine si fa invece riferimento alla sola domanda, ossia è stato considerato pari ad almeno 2 giorni di consumo medio previsto (oltre 1 kt). Ovviamente tale capacità a breve non garantisce la continuità della fornitura in tutte le situazioni. In caso di condizioni meteorologiche anomale, e che si protraggano per diversi giorni, si potrà fare ovviamente ricorso agli stoccaggi stagionali. In figura 5.1 si riporta l'andamento della produzione dell'idrogeno verde da eccedenze di FRNP risultante dalla simulazione nel corso di tutto il 2030.

¹⁷ Maria Gaeta, Fabio Lanati, Federica Odifreddi, Laura Tagliabue, Alberto Gelmini, "Studi a supporto della profonda decarbonizzazione del sistema energetico nazionale" Rapporto RSE 20009857, Dicembre 2021.

¹⁸ Tecnologia PEM: CAPEX 250 €/kW (elettrico), OPEX annui 1,5% del CAPEX, rendimento 71%. (fonte DOE RIF US DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, «Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis - 2019», 3 February 2020. [Online]. Available: www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf e Hydrogen Europe "2X40 GW Initiative". RIF Hydrogen Europe, https://dii-desertenergy.org/wp-content/uploads/2020/04/2020-04-01_Dii_Hydrogen_Studie2020_v13_SP.pdf

Va rilevato che, al momento, anche lo stoccaggio di idrogeno a breve-medio termine è una opzione piuttosto onerosa, seppur di circa un ordine di grandezza inferiore in termini di costo di investimento rispetto all'accumulo elettrochimico delle batterie (a pari capacità energetica): da una prima valutazione approssimativa sugli scenari considerati (1.000-1.050 ore equivalenti di funzionamento annuo degli elettrolizzatori) emergerebbe una spesa di investimento per stoccaggi di idrogeno superiori ad un miliardo di euro, ossia paragonabile al costo d'investimento complessivo richiesto per l'installazione degli elettrolizzatori stessi.

Fatte queste valutazioni, risulterebbe più conveniente, dal punto di vista strettamente economico, accettare il ricorso all'utilizzo di idrogeno non verde, ad esempio da reforming del metano, nei periodi di bassa producibilità delle FRNP elettriche, piuttosto che predisporre un sistema di stoccaggio e di trasporto in grado di coprire sempre tutta la fornitura con approvvigionamento di solo H2 verde. In questa ipotesi, il basso costo variabile della produzione dell'idrogeno verde da eccedenze di produzioni elettriche rinnovabili ne faciliterebbe comunque l'appetibilità sul mercato come commodity meno costosa quando disponibile.

Quest'ultima opzione, che può essere anche considerata come temporanea in attesa di uno sviluppo più avanzato delle tecnologie e delle infrastrutture, deve tuttavia fare i conti con le effettive possibilità di fruizione di incentivi allo sviluppo di sistemi per la conversione degli usi finali verso l'idrogeno verde, che potrebbero richiedere l'utilizzo esclusivo di quest'ultimo. In ogni caso è importante che, anche nel caso della richiesta più severa di utilizzo esclusivo di energia elettrica rinnovabile, non ne risulti ostacolata la possibilità di partecipazione ai servizi del dispacciamento (riserva in particolare) che sarà rilevante per la sicurezza del sistema elettrico.

5.1.2 Produzione da impianti FER dedicati

Un'altra possibilità per mitigare la necessità di accumulo stagionale dell'idrogeno verde è quella di utilizzare impianti di generazione rinnovabile (eolico e fotovoltaico) dedicati; in questo modo le ore equivalenti aumentano sensibilmente passando a 1.500 per il FV stazionario, oltre 2.000 per il FV a inseguimento fino a superare anche le 3.000 ore per l'eolico off-shore.

In questi casi il costo dell'energia elettrica utilizzata corrisponderebbe sostanzialmente all'LCOE della generazione, tipicamente più elevato di quello corrispondente alle eccedenze di cui al punto precedente. D'altra parte, si ridurrebbe

l'impatto dei costi d'investimento per gli elettrolizzatori sul costo dell'idrogeno verde. Rimane tuttavia, come già spiegato all'inizio del paragrafo, una soluzione che non contribuisce pienamente alla gestione del sistema elettrico nazionale e che limiterebbe la partecipazione ai servizi di riserva.

Ad esempio, nel caso di un impianto eolico installato nel 2025 in zona con buona producibilità (2.400 ore annue), in RIF 20010832¹⁹ e rif IEA²⁰ è stato valutato un LCOE per la produzione elettrica di circa 50 - 60 €/MWh. Da qui si può stimare che l'LCOH per la produzione di H2, se l'impianto eolico fosse dedicato, sarebbe di **90-100 €/MWh** (ossia **3-3,5 €/kg** di H2). A fronte di tale costo di produzione, superiore a quello del caso precedente, si verificherebbe una minor necessità di stoccaggio a lungo termine che porterebbe benefici soprattutto in termini di minori costi di trasporto, compressione, decompressione e perdite.

Nel caso di accoppiamento con impianto fotovoltaico, il minor numero di ore di funzionamento, rispetto all'eolico, incide facendo crescere l'LCOH complessivo. Per restare sui livelli di costo di produzione di H2 del caso eolico, occorrerebbe una producibilità fotovoltaica molto elevata, superiore a 1.500 ore equivalenti annue. Diviene quindi maggiormente interessante l'opzione di impianti FV a inseguimento solare che, a fronte di un maggior costo di investimento, permetterebbe, oltre ad una maggiore producibilità, anche un aumento del numero di ore di funzionamento degli elettrolizzatori con conseguente riduzione dei costi fissi nell'LCOH dell'idrogeno.

5.1.3 Produzione con energia elettrica acquistata dal mercato con certificazione o PPA

Una terza alternativa per la produzione di idrogeno verde consiste nell'acquisto di energia elettrica rinnovabile dal mercato con certificazione di provenienza rinnovabile o, meglio, attraverso contratti PPA con impianti di generazione rinnovabile. Questa soluzione è apparentemente la più semplice e consente di far funzionare gli elettrolizzatori più liberamente e su un numero maggiore di ore. Dal punto di vista del sistema elettrico, però, essa somma gli elementi di criticità di entrambi i modelli introdotti (generazione di idrogeno verde da overgeneration e da impianti FRNP dedicati): in particolare tale consumo elettrico andrebbe a gravare sulla rete elettrica (come per il primo caso) e non contribuirebbe attivamente alla riduzione delle overgeneration (come per le produzioni da FRNP dedicate). Analogamente a questo secondo caso, risulterebbe possibile una partecipazione ai servizi ancillari.

¹⁹ Carmen Valli, "Costi della generazione elettrica: sintesi delle attività internazionali e nuove metriche di valutazione delle tecnologie", Rapporto RdS dicembre 2020, RSE n° 20010832.

²⁰ IEA (2020), «Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition» IEA, Paris (<https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>), 2020.

Il principale vantaggio di questa scelta è da individuare nella logistica a valle della generazione di idrogeno, dove una produzione più regolare durante l'anno limiterebbe la necessità di ricorrere allo stoccaggio stagionale: quest'ultimo, infatti, risulta al momento una soluzione non ancora applicabile con certezza. Questa potrebbe quindi essere la soluzione più fattibile ma solo a condizione di risolvere in altro modo il problema di dare flessibilità al sistema elettrico per la gestione della produzione delle FRNP. Si tenga conto che già nelle analisi del sistema elettrico al 2020, svolte per lo scenario PNIEC, era emerso che i livelli di installato di eolico e FV previsti potevano essere ancora ben gestiti con sviluppi di rete, inserimento di SdA elettrici e partecipazione della domanda, ma erano difficilmente superabili senza ricorrere a nuovi elementi di flessibilità per il sistema elettrico. Tali flessibilità erano state individuate negli elettrolizzatori eserciti in modo opportuno (ossia con funzionamento solo nelle ore di over-generation di FRNP e partecipazione al servizio di riserva). In questo senso occorrerà fare delle valutazioni molto precise su quanta parte della produzione di idrogeno dovrà essere dispacciata secondo le esigenze del sistema elettrico, oppure sviluppare altre risorse di flessibilità.

Si presentano di seguito i primi progetti studio implementati di produzione da elettrolisi di idrogeno verde.

5.1.4 Progetti pilota per produzione di idrogeno verde per elettrolisi

Caso 1 – Progetto HyStock (Olanda)

Descrizione generale

Si tratta di un'iniziativa avviata a metà 2017 da Gasunie New Energy (sussidiaria della Gasunie, leader europeo nel trasporto e stoccaggio di gas in Olanda²¹) e da Energy Stock (proprietario del sito di stoccaggio di gas sotterraneo a Zuidwending in Olanda) in risposta all'incremento atteso della generazione rinnovabile non programmabile in Olanda (produzione eolica da impianti off-shore e produzione solare da parchi on-shore) e all'intenzione del sistema Paese di voler creare un hub dell'idrogeno da offrire al mercato europeo sfruttando una tecnologia ormai consolidata e un'infrastruttura di trasporto del gas e dell'energia elettrica molto robusta, capillare ed interconnessa [rif.]²² [rif.]²³. L'impianto elettrolizzatore pilota,



denominato *HyStock Green Hydrogen Plant*, è stato realizzato, completato ed avviato dalla ITM Power²⁴ a metà 2019 e trasforma l'acqua in idrogeno utilizzando l'energia elettrica fornita da un parco fotovoltaico adiacente [rif.]²⁵ [rif.]²⁶. L'impianto è situato nella località di Zuidwending, presso la cittadina di Veendam (provincia di Groningen, nella parte settentrionale dell'Olanda). L'esito del progetto pilota potrà essere sfruttato per sviluppare ulteriormente sia la capacità di stoccaggio di idrogeno in caverna, che l'utilizzo di energia elettrica derivata dalla generazione solare ed eolica locale.

Caratteristiche tecniche

L'impianto elettrolizzatore di tipo PEM ha una potenza complessiva di 1 MW con una capacità di circa 400 kg/gg di idrogeno ed è alimentato da 5 mila pannelli solari con potenza complessiva 1 MW (l'alimentazione è assicurata anche dalla rete pubblica). Nei pressi del sito si trova anche una caverna di sale che è stata opportunamente allestita per poter accogliere l'idrogeno compresso prima di essere trasferito in appositi contenitori (serbatoi cilindrici); con la prima fase di realizzazione dell'impianto l'idrogeno non viene immesso quindi in una rete gas, ma viene stoccato in appositi serbatoi per il trasporto successivo fino al punto di consegna per un utilizzo industriale o nel trasporto (ma per il futuro si sta pensando di collegare il serbatoio in caverna alla rete gas).

²¹ Gasunie è la principale compagnia olandese operante nel settore energetico del gas in Olanda e nel Nord della Germania (controllo, infrastrutture, stoccaggio).

²² International Renewable Energy Agency (IRENA), "Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables", Report, February 2019, ISBN 978-92-9260-111-9. www.irena.org/publications

²³ N.V. Nederlandse Gasunie, "Gasunie converts sustainable energy into hydrogen with first 1 MW Power-to-gas installation in the Netherlands", News article, 29 June 2017. <https://www.gasunie.nl/en>

²⁴ ITM Power Plc è una compagnia inglese che progetta e realizza impianti destinati alla produzione di idrogeno gas con tecnologia Proton Exchange Membrane (PEM).

²⁵ N.V. Nederlandse Gasunie, "Successful start of hydrogen storage demonstration project strengthens hydrogen development", News article, 17 September 2021. <https://www.gasunie.nl/en>

²⁶ ITM Power Plc, "Opening of the Gasunie 1MW Green Hydrogen Electrolyser Plant in the Netherlands", News&Media, 27 June 2019. <https://www.itm-power.com/>

Attività di testing

Nell'ambito del progetto *Synergy Action TSO 2020 (Electric "Transmission and Storage Options" along TEN-E and TEN T corridors for 2020)* l'impianto di Zuidwending è stato utilizzato come impianto test per la modellizzazione di un impianto elettrolizzatore di maggiore potenza (300 MW); il modello di impianto, rappresentativo di un impianto realistico che si pensa potrà essere realizzato a Eemshaven (Olanda settentrionale), è stato quindi inserito in un modello di rete di trasmissione TenneT TSO in uno scenario all'anno 2030 per valutare il grado di flessibilità dell'impianto P2G e la relativa interazione con il resto del sistema di trasmissione (es. interazione dinamica con il sistema di trasmissione in corrente continua COBRA) [rif.]²⁷ [rif.]²⁸. Inoltre in sede di simulazione di rete è stata testata la partecipazione dell'impianto alla fornitura di servizi ancillari (servizi di regolazione della frequenza e della tensione). Le prove sul campo dell'impianto elettrolizzatore pilota (potenza massima 1 MW) hanno mo-

strato una risposta lineare al cambio di set-point in condizioni di funzionamento normale con una velocità media di rampa a salire e a scendere (*ramp-rate up/down*) di 0,5 MW/s e 0,4 MW/s rispettivamente per FCR (nel caso di funzionamento in condizioni di *startup*, invece, il valore di *ramp-rate up* si riduce a 0,2 MW/s circa). Ipotizzando l'impianto elettrolizzatore simulato da 300 MW costituito da 300 moduli elementari da 1 MW ciascuno funzionanti in parallelo, si può desumere un valore di *ramp-rate up/down* dell'impianto simulato dell'ordine rispettivamente di 150 MW/s e 120 MW/s per il servizio FCR (nel caso di funzionamento in condizioni di *startup*, invece, il *ramp-rate up* si riduce a circa 60 MW/s). Gasunie ha stimato per il progetto HyStock un investimento minimo di 1 milione di Euro (fino ad un massimo di 10 milioni)²⁹; tale investimento è stato co-finanziato dalla EU Connecting Europe Facility nell'ambito del progetto Synergy Action TSO 2020.

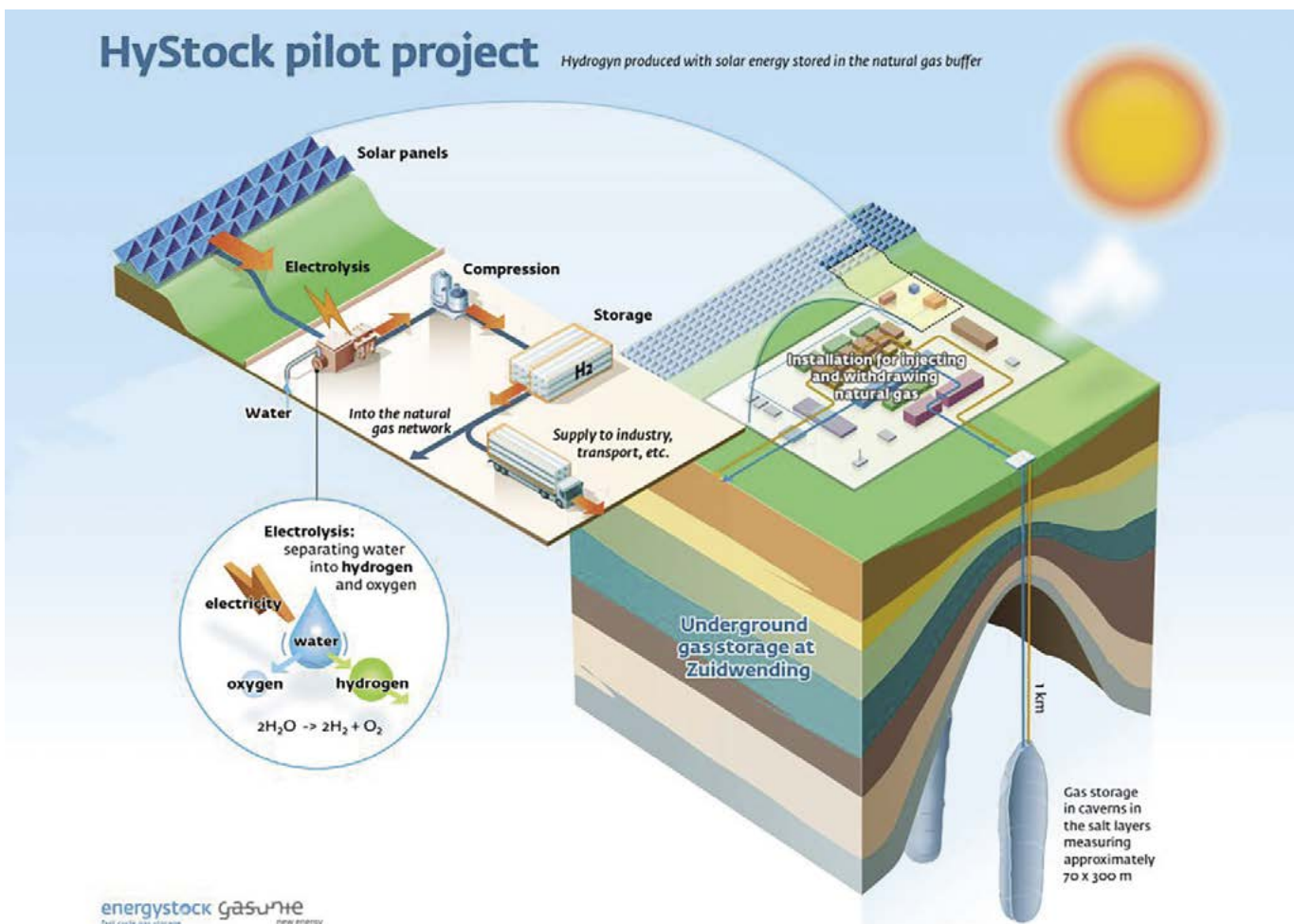


Figura 5.2 - Schema funzionale del progetto di impianto elettrolizzatore HyStock da 1 MW in Olanda (Fonte: GASUNIE).

²⁷ Víctor García Suárez, "Exploitation of Power-to-Gas for Ancillary Services Provision (within the Context of Synergy Action TSO 2020)", Master Thesis, Delft University of Technology, August 1st, 2018. <http://resolver.tudelft.nl/uuid:d2de125a-f225-4800-a1a1-c2692f6f3a3f>

²⁸ TSO2020 Project (Electric "Transmission and Storage Options" along TEN-E and TEN-T corridors for 2020), "Stability Analysis of an International Electricity System connected to Regional and Local Sustainable Gas Systems", TSO2020 Activity 2, Final Report, 16 December 2019, Delft University of Technology. https://tso2020.eu/wp-content/uploads/2020/01/TSO2020_Final_Report_TUD.pdf

²⁹ Gasunie Annual Report 2018.



Figura 5.3 - Impianto elettrolizzatore di Hobro da 1,2 MW in Danimarca (Fonte: HyBalance)

Caso 2 – Progetto HyBalance (Danimarca)

Descrizione generale

Si tratta di un'iniziativa avviata nel 2016 da Air Liquide, Hydrogenics, LBST, Neas Energy, e Hydrogen Valley in risposta all'esigenza del sistema Paese (Danimarca) di attuare una transizione energetica che lo renda sempre meno dipendente dalla fonte fossile (anzi con un utilizzo quasi totale delle sorgenti rinnovabili come sole, vento e biomasse) [rif.]²¹ [rif.]³⁰. A livello nazionale attualmente il mix tecnologico del parco di generazione è già composto da impianti che utilizzano sorgenti rinnovabili (impianti a biomassa, impianti eolici ed impianti solari fotovoltaici) potendo così, non solo soddisfare ampiamente la domanda di energia elettrica (che peraltro ha un grado di efficienza molto elevata), ma anche assicurare il controllo del sistema. In tal senso il combustibile idrogeno "verde" sarebbe sfruttato negli usi finali, con una particolare attenzione per la mobilità. Il progetto HyBalance vuole dimostrare quindi la possibilità di stoccaggio dell'energia rinnovabile in eccesso ottenuta a basso costo per riutilizzarla successivamente negli usi finali come il settore industriale e della mobilità, oltre alla fornitura di servizi ancillari (balancing services) al sistema elettrico assicurata dalla flessibilità

di funzionamento dell'impianto. L'impianto elettrolizzatore pilota, denominato HyBalance Plant, è stato realizzato, completato ed avviato dalla Air Liquide a inizio settembre 2018 e trasforma l'acqua in idrogeno utilizzando energia elettrica da fonte rinnovabile disponibile in abbondanza in Danimarca [rif.]³¹ [rif.]³². L'impianto è situato nella località di Hobro, a nord della Danimarca continentale; tale sito è particolarmente interessante sia per la presenza di settori industriali, che possono impiegare grandi quantità di idrogeno, che per altri usi finali potenzialmente alimentabili con l'idrogeno come il trasporto locale; inoltre, nella località di Hobro è situato anche un sito di stoccaggio sotterraneo finora utilizzato per stoccare gas metano (serbatoio di riserva strategica), ma che in futuro potrebbe essere riconvertito per accumulare idrogeno realizzando così un Hydrogen Hub Hobro.

Caratteristiche tecniche

L'impianto elettrolizzatore di tipo PEM ha una potenza complessiva di 1,2 MW con una capacità di circa 500 kg/gg di idrogeno senza rilascio di CO₂. L'idrogeno stoccato viene poi consegnato nelle stazioni di idrogeno che alimentano la rete ad idrogeno gestita dal Copenhagen Hydrogen Network (CHN), una sussidiaria di Air Liquide in Danimarca.

³⁰ HyBalance Project, "Background". <https://hybalance.eu>

³¹ Bussineswire, "Air Liquide Inaugurates a Pilot Site for the Production of Carbon-free Hydrogen in Denmark", Regulatory News, September 03 2018. <https://www.bussineswire.com/news/home/20180903005239/en/Air%C2%A0Liquide-Inaugurates-a-Pilot-Site-for-the-Production-of-Carbon-free-Hydrogen-in-Denmark>

³² Fuelcellworks, "Hybalance-pioneering-facility-proves-power-to-hydrogen-to-be-a-viable-way-to-balance-the-grid-and-transfer-renewables-into-industry-and-mobility", News, 30 November 2020. <https://fuelcellworks.com/news/hybalance-pioneering-facility-proves-power-to-hydrogen-to-be-a-viable-way-to-balance-the-grid-and-transfer-renewables-into-industry-and-mobility/>



Attività di testing

Nell'ambito del progetto Power2Hydrogen (2016-2017)³³ l'impianto HyBalance di Hobro è stato preso in esame come esempio di possibile impianto pilota per la modellizzazione di un impianto elettrolizzatore di maggiore potenza (fino a 600-1.000 MW) da utilizzare in un'analisi di scenario energetico futuro (2035) [rif.]³⁴.

In particolare, è stata valutata la possibile partecipazione dell'impianto elettrolizzatore sia ai mercati dell'energia (Day Ahead Market, DAM, e Intraday Market), che a quella dei servizi di bilanciamento (FCR, FRR e RR). In sede di partecipazione ai mercati la taglia dell'impianto può anche essere meno di 10 MW (taglia minima di partecipazione ai mercati) purché sia parte di un aggregato. Infatti, l'impianto è ritenuto in grado di effettuare un ramp up/down del proprio prelievo in meno di 15 minuti (requisiti di FRR e RR) e di effettuare una variazione veloce ramp up/down entro i 30 s (requisiti di FCR e a-FRR). Le prove sul campo hanno dimostrato l'effettiva capacità dell'elettrolizzatore di effettuare variazioni molto rapide (entro 10 s); queste prestazioni hanno permesso di ottenere presso le autorità danesi competenti la qualifica per la partecipazione dell'impianto su tutti i mercati dell'elettricità, compreso quello per la FCR.

Costo

All'intero progetto HyBalance è stato assegnato un budget di 15 milioni di Euro, comprensivo di 8 milioni di Euro da parte della Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) e 2,6 milioni di Euro da parte della Energy Technology Development and Demonstration Program (EUDP) danese.

Caso 3 – Progetto H2Future (Austria)

Descrizione generale

Si tratta di un'iniziativa avviata nel 2017 nell'ambito della Call H2020-JTI-FCH-2016-1 *Demonstration of large-scale rapid response electrolysis to provide grid balancing services and to supply hydrogen markets dalla utility Verbund*, acciaieria Voestalpine Stahl GmbH e Siemens Energy in risposta all'esigenza europea di maggiore integrazione della generazione da fonti rinnovabili nel settore elettrico, in particolare nella produzione di idrogeno per lo sfruttamento della generazione rinnovabile [rif.]²¹ [rif.]³⁵. Più precisamente, diversamente dai progetti ad idrogeno propriamente "verde", l'impianto pilota dovrebbe utilizzare l'energia elettrica prelevata nelle ore fuori picco tramite uno schema tariffario di tipo time-of-use; questo significa che, essendo in genere nei suddetti intervalli più elevata la disponibilità di generazione da rinnovabile nel sistema elettrico nazionale interconnesso, l'impianto dovrebbe sfruttare prevalentemente energia "verde" per la produzione di idrogeno. La pre-qualifica dell'impianto per la fornitura dei servizi ancillari è demandata all'operatore di rete nazionale Austrian Power Grid (APG). Una volta effettuata questa fase di test dell'impianto pilota l'idea è poter replicare questa realizzazione su larga scala in ambito UE nel settore dell'acciaio.

Caratteristiche tecniche

L'impianto elettrolizzatore di tipo PEM da 6 MW è stato completato ed avviato nel 2019 nell'area industriale (acciaieria) della Voestalpine Stahl [rif.]³⁵. Il funzionamento finora accertato mostra la capacità dell'impianto di partecipare al mercato sia dell'energia, che a quello dei servizi (modulazione della potenza prelevata tra 1,5 MW e 6 MW); questo è in linea con l'idea di utilizzare la flessibilità dell'impianto elettrolizzatore per la fornitura di servizi ancillari al sistema (FCR, FRR e RR), oltre la capacità dell'elettrolizzatore per la produzione di idrogeno da consegnare allo stabilimento locale. La pre-qualifica è stata ottenuta per ± 1 MW di FCR e ± 4 MW di a-FRR [rif.]³⁶.

Costo

L'intero progetto H2FUTURE ha avuto un budget di 18 milioni di Euro, comprensivo di 12 milioni di Euro da parte della Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).

³³ Il progetto Power2Hydrogen è stato condotto con il supporto del TSO danese.

³⁴ Power2Hydrogen Project, "Potential of hydrogen in energy systems", WP1, April 2016. <https://hybalance.eu/wp-content/uploads/2017/01/Power2Hydrogen-WP1-report-Potential-of-hydrogen-in-energy-systems.pdf>

³⁵ H2FUTURE Project <https://www.h2future-project.eu/>

³⁶ A. Eichhorn (VERBUND Energy4Business), "Planning and Scheduling the Electrolyzer in the Austrian Electricity and Balancing Market", Green Hydrogen for Industry – Regulatory Workshop, 11th February 2021 (VERBUND, CEER, ACER). https://www.ceer.eu/documents/104400/7155071/1_Presentation+1.pdf/23cce532-7f53-e9d9-3538-1eefb1dcead0?version=1.3



Figura 5.4 - Sito dell'impianto elettrolizzatore di Linz da 6 MW in Austria (Fonte: Fuel Cells and Hydrogen).



Caso 4 – Progetto REFHYNE (Germania)

Descrizione generale

Si tratta di una iniziativa avviata nel 2018 dalla Shell Deutschland Oils e ITM Power volta alla realizzazione e alla sperimentazione di un elettrolizzatore di grossa taglia all'interno di un complesso industriale adibito al processo di raffinazione del petrolio [rif.]²¹ Tale iniziativa è nata in risposta agli obiettivi di transizione energetica in Germania. In particolare, il progetto ha come obiettivo principale la produzione su larga scala dell'idrogeno utilizzando energia elettrica rinnovabile e potendo in questo modo soddisfare, non solo la domanda interna della raffineria, ma anche una futura domanda esterna (trasporto, altri usi finali industriali). Inoltre, la flessibilità dell'impianto potrà essere sfruttata per fornire servizi ancillari al sistema elettrico.

Caratteristiche tecniche.

L'impianto elettrolizzatore di tipo PEM da 10 MW è stato completato ed avviato nel mese di luglio 2021 nell'area industriale della Shell a Rhineland (Cologne); fino a quel momento è

l'impianto elettrolizzatore più grande a livello europeo. L'impianto è stato dimensionato per ottenere una produzione fino a 1.300 tonnellate di idrogeno/a (una produzione di 4 ton/gg) [rif.]³⁷. L'impianto nuovo va a sostituire i due impianti di produzione di idrogeno esistenti realizzati con tecnologia Steam Methan Reforming (SMR) che comporta un'elevata emissione di CO₂. In sede di progetto l'impianto è stato concepito in 5 moduli indipendenti da 2 MW ciascuno, aumentando così la flessibilità e l'affidabilità di funzionamento[rif.]³⁸. L'impianto verrà anche testato per valutare una risposta rapida in caso di partecipazione ai servizi ancillari del sistema elettrico. L'esito del progetto pilota potrà successivamente consentire lo sviluppo di un elettrolizzatore di taglia maggiore (almeno 100 MW) nel medesimo sito.

Costo.

All'intero progetto REFHYNE è stato assegnato un volume di investimento pari a 20 milioni di Euro di cui 10 milioni saranno finanziati dalla European Fuel Cells Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).



Figura 5.5 - Sito dell'impianto elettrolizzatore di Rhineland da 10 MW in Germania (Fonte: REFHYNE)

³⁷ Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), "Inauguration of Europe's largest PEM electrolysis plant", News, Events&Media, News, 02/07/2021. <https://greenhysland.eu/inauguration-of-europes-largest-pem-electrolysis-plant/>

³⁸ Refhyne Project – Clean Refinery Hydrogen For Europe, "REFHYNE Project 10 MW Electrolyser Rhineland Refinery – General Overview", Consortium Project Overview Presentation, September 2018. <https://refhyne.eu/>

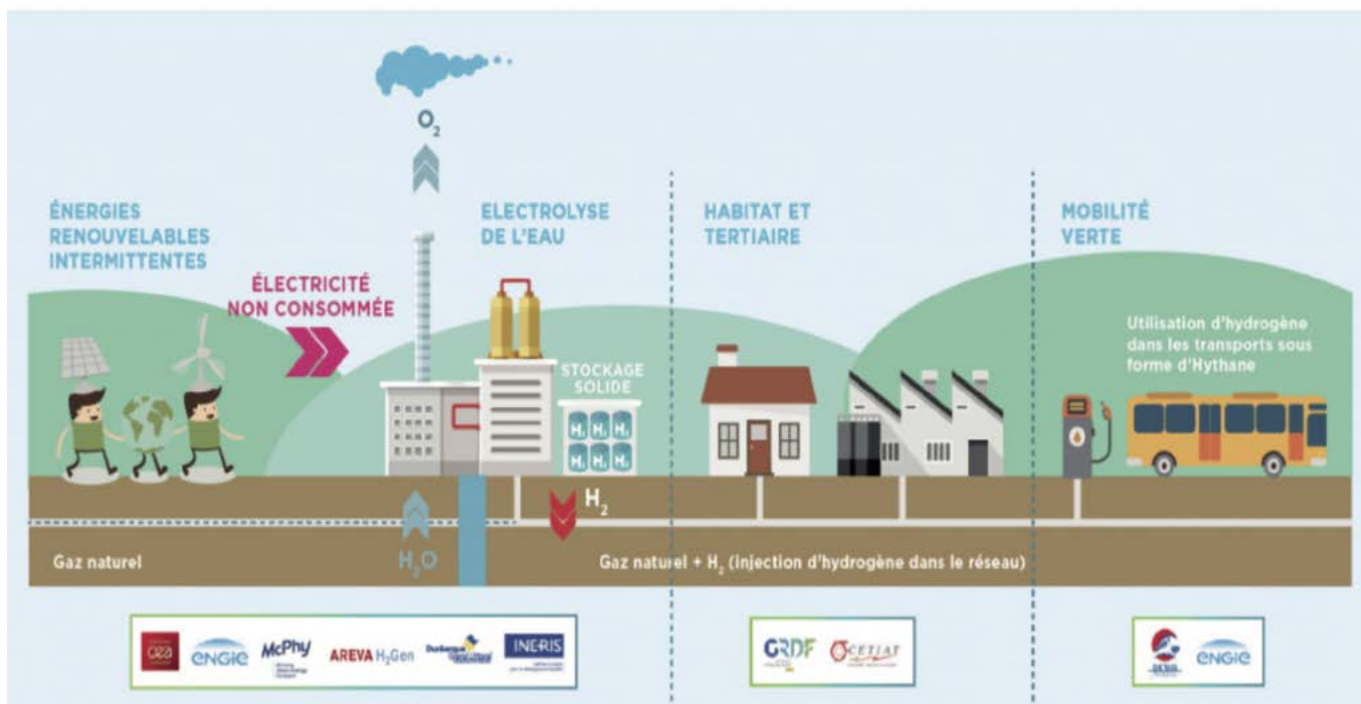


Figura 5.6 - Schema funzionale della sperimentazione GRHYD in Francia (Fonte: GRHYD)

Caso 5 – Progetto GRHYD (Francia)

Descrizione generale

Si tratta di un'iniziativa avviata nel 2014 da ENGIE e altri partner industriali in risposta all'obiettivo della Francia di utilizzo dell'energia rinnovabile per almeno una quota del 23% nei consumi finali entro il 2020 [rif.]²¹ [rif.]³⁹ [rif.]⁴⁰. In particolare, il progetto ha come principale obiettivo la sperimentazione, con due dimostratori, della produzione e della distribuzione della miscela di Hythane, ossia la miscela di idrogeno + gas naturale. L'idrogeno è ottenuto dall'elettrolisi dell'acqua utilizzando energia elettrica proveniente da fonte rinnovabile (es. eolica, solare fotovoltaica). L'impiego finale della miscela di Hythane è indirizzato al trasporto pubblico su gomma (1° dimostratore) e al consumo domestico (2° dimostratore).

Caratteristiche tecniche.

La produzione dell'idrogeno avviene in piccoli impianti elettrolizzatori di tipo PEM della AREVA H2Gen (capacità di 10 Nm3/h) mentre lo stoccaggio avviene in piccoli moduli della McPhy [rif.]⁴¹. Il primo dimostratore è ottenuto collegando il

sistema di produzione e di stoccaggio al sistema di miscelazione della ENGIE per ottenere la miscela di Hythane. Il fluido vettore viene immesso quindi nella stazione di rifornimento di mezzi pubblici (flotta di 50 bus). Il secondo dimostratore è ottenuto, invece, immettendo la miscela di Hythane nella rete del gas naturale che porta così il fluido vettore fino agli usi finali (200 utenze domestiche). Il progetto è testato nella cittadina di Capelle la Grande (distretto di Dunkerque). La miscelazione dell'idrogeno è inizialmente fissata ad una percentuale 6% (potendo poi portarla fino al 20%).

Costo.

All'intero progetto GRHYD è stato assegnato un budget di 15,3 milioni di Euro, di cui 4 milioni finanziato dalla ADEME (Agenzia nazionale per l'ambiente e la gestione dell'energia).

³⁹ ENGIE, "The GRHYD demonstration project" - <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>

⁴⁰ Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies (GRHYD), "Présentation". <https://grhyd.fr/presentation/>

⁴¹ H. Pierre, I. Alliat, "The GRHYD project", ENGIE Lab CRIGEN (ENGIE), 2017.

https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/06_grhydproject-h_pierre.pdf

Caso 6 – Progetto North Sea Wind Power Hub

Descrizione generale

Nell'ottica della transizione energetica europea si pensa di sfruttare ancora di più l'enorme disponibilità di energia eolica nei Paesi che si affacciano sul Mare del Nord. In tale contesto, nel 2017, 4 grandi stakeholders dell'energia (Energinet, Tennet, Gasunie e Porto di Rotterdam) hanno costituito un consorzio denominato *North Sea Wind Power Hub* (NSWH)^[rif.]⁴². L'idea di fondo è la realizzazione di HUB energetici in cui poter immagazzinare l'energia eolica sotto forma di energia elettrica oppure di gas/idrogeno per poi poterla trasportare verso le aree di utenza (sistema UK, Sistema Nordico e sistema Continentale Europeo) [rif.]⁴³. In particolare, la fase di conversione dell'energia elettrica in idrogeno potrebbe avvenire in impianti P2X on-shore oppure off-shore; nel caso di una realizzazione off-shore l'impianto P2X deve essere dotato anche di una parte di impianto di dissalazione dell'acqua marina [rif.]⁴⁴. Si tratterebbe quindi di un impiego a livello continentale su larga scala della tecnologia P2G.

Caratteristiche tecniche.

Un primo progetto della North Sea Wind Power Hub è stato inserito nel Piano di Sviluppo Pluriennale ENTSO-E nel 2018 [rif.]⁴⁵. Infatti, il primo lotto (First Building Block⁴³) consentirà l'integrazione nel 2035 di 12 GW di impianti eolici off-shore della Danimarca, Olanda e Germania, includendo anche l'impiego della tecnologia P2G.

Costo.

La realizzazione del primo lotto è stimata in 11,3 miliardi di Euro di investimento.

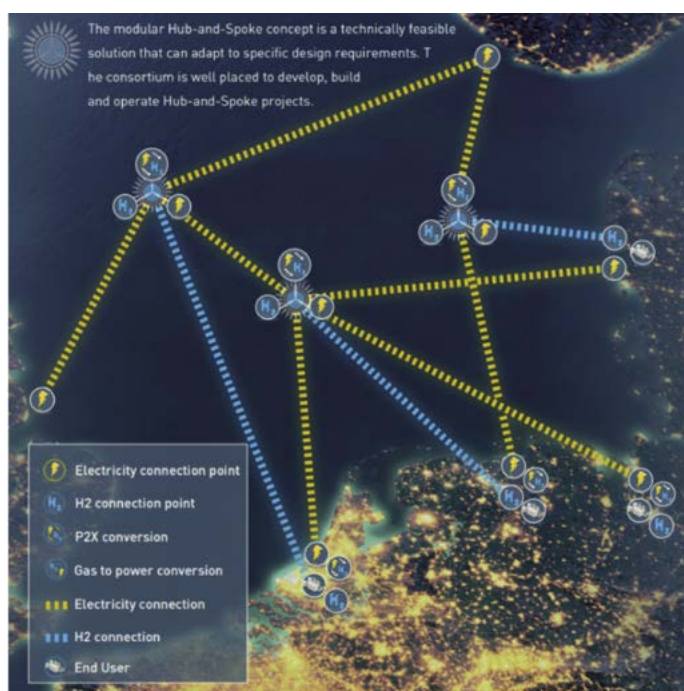


Figura 5.7 - Schema funzionale del progetto NSWP HUB (Fonte: NSWP).



Figura 5.8 - Schema funzionale del primo lotto del progetto NSWP HUB (Fonte: ENTSO-E)

⁴² North Sea Wind Power Hub consortium, "Vision", 2019. <https://northseawindpowerhub.eu/>

⁴³ Port of Rotterdam, "North Sea Wind Power Hub Consortium presents achievable solution to meet climate goals", News Overview, 09 July 2019. <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/north-sea-wind-power-hub-consortium-presents-achievable-solution-meet>

⁴⁴ North Sea Wind Power Hub (NSWPH), "Towards the first hub-and-spoke project- Progress of the North Sea Wind Power Hub Consortium", Concept Paper 2021. https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Concept%20Paper_05_2021_v2.pdf

⁴⁵ ENTSO-E, "TYNDP 2018 - Projects Sheets: Project 335: North Sea Wind Power Hub", Cross Border Project. <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/335>

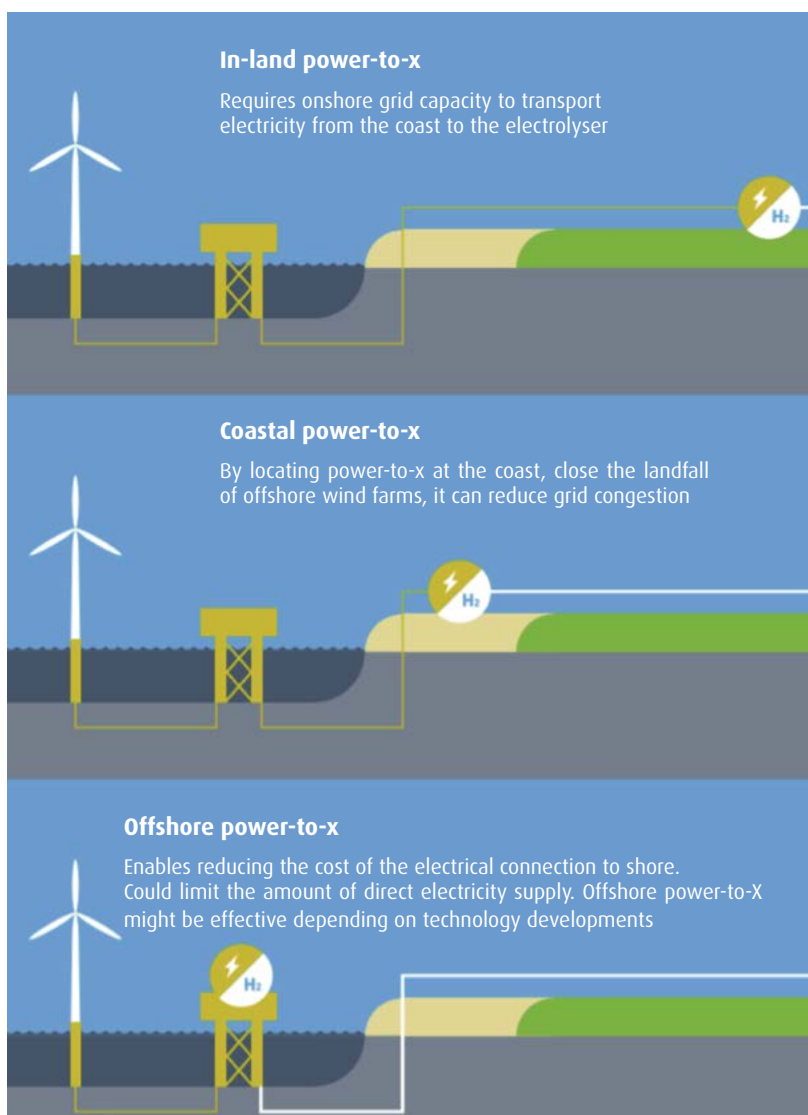
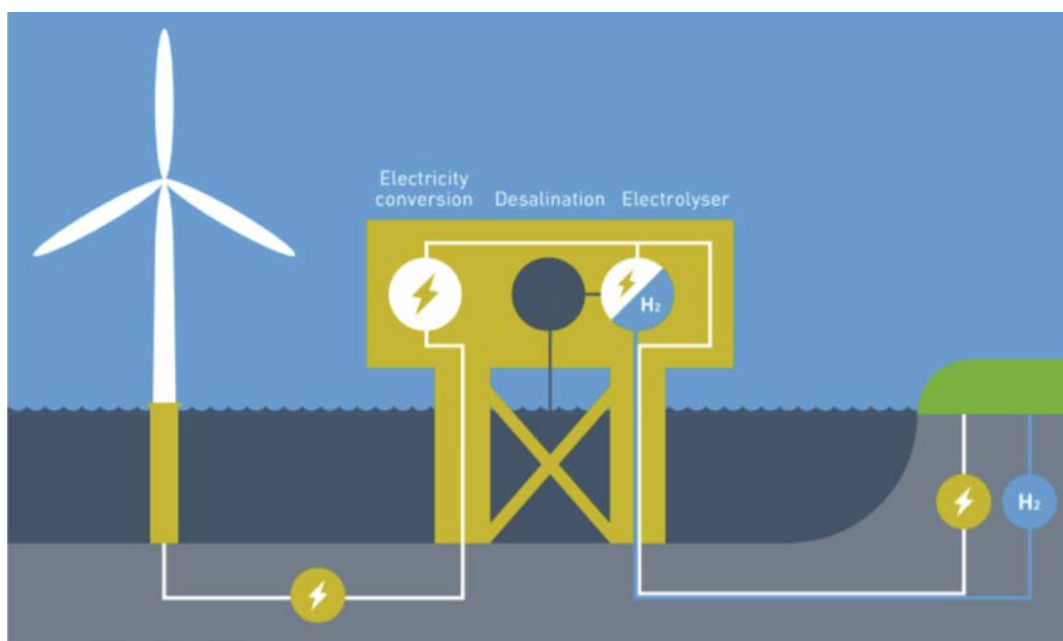


Figura 5.9 - Schema funzionale di realizzazione ed integrazione dell'impianto elettrolizzatore nell'ambito del NSW HUB Project (Fonte: NSW)

Figura 5.10 - Schema funzionale di realizzazione dell'impianto elettrolizzatore off-shore nell'ambito del NSW HUB Project (Fonte: NSW).



Nella tabella 5.1 di seguito riportata sono riassunte le principali caratteristiche dei progetti “Power to Hydrogen” precedentemente descritti.

Nome progetto (Proponente)	Nazione	Sito	Taglia [MW]	Tecnologia	Utilizzo	Realizzazione
HyStock (Gasunie New Energy, Energy Stock)	Olanda	Zuidwending (Veendam)	1	PEM	P2G: Servizi di rete; H2: uso industriale, trasporto, altri usi finali.	2019
HyBalance (Air Liquide, Hydrogenics, LBST, Neas Energy, Hydrogen Valley)	Danimarca	Hobro (nord Danimarca continentale)	1,2	PEM	P2G: Mercato energia, Servizi di rete; H2: alimentazione rete H2 locale per successivi vari usi finali.	2018
H2Future (utility Verbund, acciaieria Voestalpine Stahl, Siemens Energy)	Austria	Linz	6	PEM	P2G: Mercato energia, Servizi di rete; H2: impiego nello stabilimento industriale locale.	2019
REFHYNE (Shell Deutschland Oils, ITM Power)	Germania	Cologne	10	PEM	P2G: Servizi di rete; H2: uso nell'impianto petrolchimico locale (raffineria) ma in futuro anche altri usi finali esterni.	2021
GRHYD (ENGIE, GrDF, GNVERT, AREVA Hydrogen and Energy Storage, CEA, McPhy Energy, INERIS, CETIAT, CETH2)	Francia	Capelle la Grande (distretto di Dunkerque)	-	PEM	P2G: solo produzione idrogeno; H2: idrogeno immesso nella rete di distribuzione metano (miscela Hythane) per uso nel trasporto pubblico e consumo domestico.	2018-2020

Tabella 5.1 - Principali caratteristiche dei progetti pilota di elettrolizzatori “verdi” (sintesi)

Altri dimostratori di impianti elettrolizzatori in Europa (stato a metà 2020)

A metà 2020 sono risultate attive (pianificate, in realizzazione o completate) più di 200 applicazioni di tipo dimostrativo di elettrolizzatori per uso Power-to-Gas [ref.⁴⁶]. La produzione di combustibile (es. carburante per autobus ad idrogeno oppure combustibile per impianti CHP) rappresenta ancora la principale applicazione, anche se l'impiego negli usi finali (industriali) non è trascurabile; la forma principale del fluido vettore è quella di gas compresso. Dal punto di vista tecnologico prevalgono la tecnologia PEM e quella alcalina. In termini di taglia di impianto, la tecnologia di tipo SOEC ha finora portato a realizzare elettrolizzatori non superiori a 1 MW, mentre per la tecnologia PEM e per quella alcalina sono documentate realizzazioni fino a 20 MW.

Si osserva inoltre che circa la metà dei progetti (105) fa specifico riferimento ad una fonte primaria di energia di tipo rinnovabile (eolico, solare, geotermico e idroelettrico), come è mostrato in Figura 5.11.

Un altro elenco di installazioni P2G completate e pianificate (fino al 2050) a livello mondiale è mostrato in [rif.]⁴⁷[rif.]⁴⁸. Sono state individuate 153 realizzazioni di P2G completate o pianificate dal 1988 fino al 2050; di queste, circa il 45% (circa 70 impianti) inietta il gas prodotto in rete (inoltre circa il 35% di questi ultimi produce idrogeno, il resto metano sintetico e il 60% di quelli che producono metano sintetico immettono direttamente in rete il gas prodotto). Con riferimento al 2019 (inizio) su 143 impianti P2G ben 56 trattavano il gas prodotto immettendolo nella rete oppure ritrasformandola in energia elettrica, in calore o in un consumo locale. Inoltre, sempre nel 2019 (inizio) risultavano effettivamente attivi 94 impianti P2G (circa 40 MW di potenza elettrica installata) di cui 56 producevano idrogeno e di cui 21 con immissione in rete del gas (il resto produceva metano e quasi tutti con immissione in rete del gas).

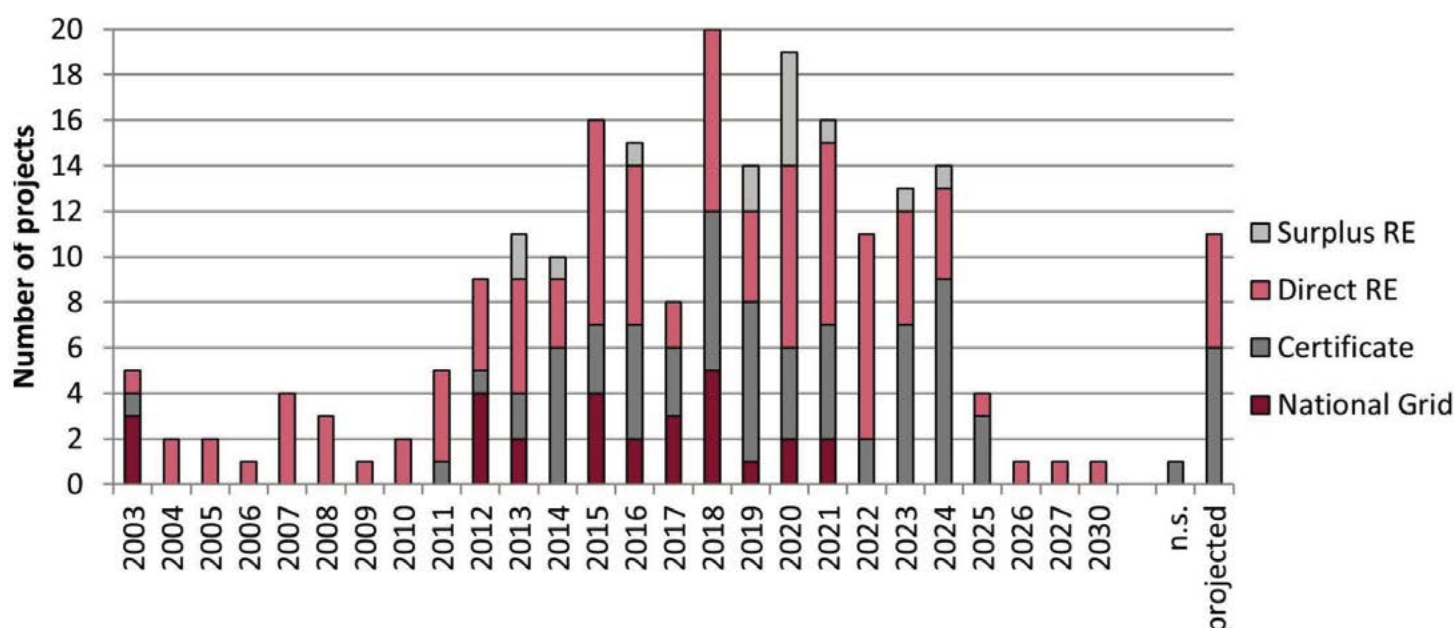


Figura 5.11 - Tipologia di sorgente di energia utilizzata nei progetti elettrolizzatori (Fonte: *Frontiers in Energy Research*⁴⁶)

⁴⁶ C. Wulf, P. Zapp, A. Schreiber, "Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe", Jülich Research Center (Forschungszentrum Jülich, Jülich, Germany)/Institute of Energy and Climate Research – Systems Analysis and Technology Evaluation (IEK-STE), Published on: 25 September 2020, *Frontiers in Energy Research*. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00191>

⁴⁷ M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review", *ELSEVIER/Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 112, September 2019, Pages 775-787. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>

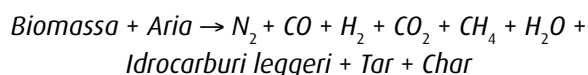
⁴⁸ Sonal Patel (Powermagazine - News & Technology for the Global Energy Industry), "A Review of Global Power-to-Gas Projects To Date", Article, 02 December 2019. <https://www.powermag.com/a-review-of-global-power-to-gas-projects-to-date-interactive/>

5.1.5 Pirolisi e gassificazione di rifiuti organici e biomasse

I processi termochimici (gassificazione e pirolisi) sono tra i più promettenti per convertire rifiuti organici e biomasse in idrogeno (e, più in generale, in prodotti chimici o altri vettori energetici) [1]

La gassificazione (sia di rifiuti organici che di biomasse) è un processo fortemente endotermico che si svolge ad una temperatura di circa 1.000 °C: si consuma l'agente ossidante (aria, ossigeno o vapore) per produrre un gas di sintesi composto principalmente da idrogeno, monossido e diossido di carbonio, metano ed azoto, con impurità quali il tar (liquido organico viscoso), H_2S , HCl ed NH_3 . [2]

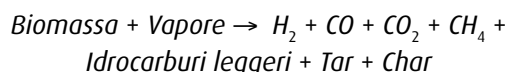
Il processo, nel suo complesso (con aria come agente ossidante), può essere descritto dalla seguente equazione:



Molti materiali lignocellulosici possono essere adatti per la gassificazione, tuttavia la produzione di idrogeno risulta molto variabile [3] in funzione delle caratteristiche chimico-fisiche della biomassa in ingresso. Ad esempio, in [4] si è dimostrato come la produzione di H_2 venga favorita se si utilizza materia prima ricca di cellulosa e povera di lignina.

L'aria è un agente ossidante problematico, in quanto la concentrazione di H_2 nel gas di sintesi risulta limitata a causa della presenza di azoto ed anidride carbonica; utilizzando ossigeno (quasi) puro, anziché aria come ossidante, si ottiene una maggiore concentrazione di H_2 nei gas prodotti (dal 16 al 36% [5]); inoltre, diminuisce la concentrazione di tar e char. Tuttavia, a causa degli elevati costi di produzione dell'ossigeno, tale processo non è attualmente competitivo [6].

Un buon compromesso tra le due tecnologie presentate precedentemente consiste nell'utilizzo del vapore:



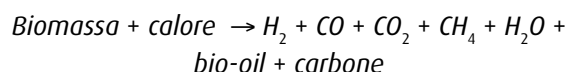
Si ottiene una concentrazione di H_2 simile a quella ottenuta con l'ossigeno puro, ma senza il costo di produzione di quest'ultimo. Si ha però presenza (seppur molto limitata ed inferiore rispetto alla gassificazione ad aria) di azoto, tar e char nel gas di sintesi [2]. Un altro vantaggio della gassificazione a vapore rispetto a quella ad aria è che la materia prima non deve essere secca, ma può contenere dal 5 al 35% di umidità in massa [7].

La reazione di steam reforming, concomitante alla gassificazione, viene promossa dall'utilizzo di vapore come agente

ossidante e porta ad una riduzione del rapporto C/H nel gas prodotto: gli idrocarburi leggeri presenti nel gas di sintesi vengono convertiti in CO ed H_2 in presenza di H_2O e CO_2 , e successivamente la reazione di Water Gas Shift (WGS) converte CO in CO_2 e H_2 (in presenza di H_2O). La presenza di vapore sposta quindi la reazione verso la produzione di idrogeno e risulta benefica per il processo. Il rapporto H_2/CO nel gas di sintesi risulta pari a 0,75 per la gassificazione ad aria, 1 per la gassificazione con ossigeno puro e 1,6 per la gassificazione a vapore [2].

Al termine del processo di gassificazione, il gas consiste prevalentemente di idrogeno ed anidride carbonica, che può essere catturata con tecniche di CCS (cattura e stoccaggio della CO_2) come la PSA (Pressure Swing Adsorption).

La pirolisi è un'altra tecnologia che permette la conversione termochimica di biomassa in idrogeno: rispetto alla gassificazione, avviene a temperature inferiori (tipicamente tra 400 e 800 °C) ed in assenza di ossigeno [8]:



In base alle temperature del processo, si distingue tra pirolisi convenzionale (o lenta, velocità di riscaldamento delle particelle minore di 1° C/s), veloce (10-300 °C/s) o flash (maggiore di 1.000 °C/s). Maggiore la temperatura raggiunta dalle particelle (400-650 °C per la pirolisi convenzionale, 650-850 °C per quella veloce e 900-1.100 °C per quella flash), minore sarà il tempo di residenza della materia prima nel reattore (fino a meno di un secondo) e maggiore sarà la produzione di gas di sintesi per unità di volume del reattore [9].

Tra i prodotti della pirolisi si trova il cosiddetto olio biologico (*bio-oil*), un liquido simile al tar derivante dalla condensazione di varie molecole ossigenate (aldeidi, chetoni, alcoli, etc.), acqua e cenere e caratterizzato da basso pH ed alta viscosità. La parte solubile di questo olio biologico può essere successivamente sottoposta a gassificazione a vapore per aumentare la produzione di H_2 .

Anche la pirolisi può essere seguita dalla reazione di steam reforming in un processo a due stadi: come per la gassificazione l'idrogeno viene prodotto con una resa intorno al 70/80%⁴⁹ [10].

Rispetto ai processi biologici ed elettrochimici, quelli termochimici sono basati su tecnologie già utilizzate per la conversione di combustibili fossili su larga scala. Inoltre, sebbene sia necessario implementare tecnologie di CCS (cattura

⁴⁹ Definita come rapporto fra potere calorifico dell'idrogeno prodotto e quello della biomassa in ingresso

e stoccaggio della CO_2) ove si vogliano ottenere emissioni negative, gassificazione e pirolisi restano le soluzioni più economiche per produrre gas di sintesi ricchi di H_2 in modo sostenibile [11]. La gassificazione e la pirolisi sono processi industrialmente avanzati, e si stima che possano raggiungere un TRL pari a 9 entro i prossimi venti anni [2] (attualmente si assestano su TRL pari a 7, mentre la gassificazione di carbone ha già TRL pari a 9 e le tecnologie biologiche ed elettrochimiche di conversione di biomassa in idrogeno non superano 5, in quanto studiate finora solo in laboratorio e/o piccoli dimostrativi).

Un esempio interessante è costituito dal progetto europeo UNIFHY [12] [13] [14].

Si tratta di un impianto di produzione di H_2 di taglia media tramite gassificazione di biomassa (1.000 kW termici, potenza equivalente sul PCI dell'idrogeno), testato tra il 2012 ed il 2016 sotto il coordinamento di ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile) nel centro di ricerca di Trisaia (Basilicata). Il reattore a letto fluidizzato bollente è stato progettato per permettere il ricircolo interno delle particelle, aumentandone il tempo di residenza e la conversione in gas. Inoltre, è presente un fascio di candele ceramiche per la filtrazione del gas ad alta temperatura.

Il progetto ha dimostrato la fattibilità della produzione di idrogeno puro al 99,99% da gassificazione di biomassa.

Si è stimato, per impianti con taglia pari a 10 MW termici (sopra i 3 MW possono essere considerati impianti di taglia industriale [15]), un costo di produzione pari a 3-6 €/kg H_2 , non molto superiore a quello della produzione da fonti fossili (reforming) con cattura della CO_2 [13] [16].

La IEA ha invece presentato uno studio tecnico-economico sulla produzione di idrogeno da gassificazione di biomassa con doppio letto fluidizzato [17] e taglia di 50 MW (potenza equivalente sul PCI dell'idrogeno). Si sono ottenuti un LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*, Costo Livellato dell'Idrogeno) pari a 2,7 €/kg ed una efficienza (calcolata come rapporto tra il contenuto energetico dell' H_2 prodotto e quello della biomassa utilizzata) fino ad un massimo del 69%.

La stessa tecnologia e le stesse assunzioni di base (costo di energia, calore e materie prime, vita utile dell'impianto di 20 anni, 8.000 ore annue equivalenti di funzionamento) sono state utilizzate per l'analisi di un caso italiano. Per l'adattabilità all'attuale contesto italiano, si è considerata una taglia di impianto inferiore (10 MW), utilizzando un fattore di scala con esponente 0,67 per i costi di investimento (CAPEX e spese di avviamento) ed operativi, mentre si è stimato approssimativamente un consumo di materie prime pari ad un quinto rispetto al caso presentato dall'IEA.

Si è utilizzato un costo della biomassa di 0,060 €/kg (tipico valore per biomassa con 15% di umidità in Italia), inferiore rispetto a quello indicato in [17] (0,088 €/kg), così come un minore costo del lavoro (60.000 € per operatore all'anno contro i 75.000 €/anno indicati in [17]): questi fattori bilanciano i maggiori costi specifici dovuti alla minore taglia dell'impianto, portando l'LCOH del caso italiano a 2,67 €/kg, con una efficienza intorno al 63%.

Rispetto alla produzione di idrogeno da elettrolisi tramite energia eolica o solare, gassificazione e pirolisi di rifiuti organici e biomasse hanno l'evidente vantaggio di essere processi ad alta produttività e non soggetti alla disponibilità variabile nel tempo delle fonti energetiche. Questo è particolarmente rilevante nei casi di *hydrogen valleys* (filiera che prevedono sia la produzione che il consumo di idrogeno in loco), dove è fondamentale fornire H_2 con continuità agli utenti finali, senza interporre infrastrutture di accumulo e trasporto.

Con impianti di co-produzione di elettricità, calore ed idrogeno si potrebbe inoltre riuscire a fornire servizi di flessibilità per il sistema elettrico: seppur tecnicamente fattibili, tali strutture devono ancora essere sperimentate a livello di impianto pilota.

La gassificazione è uno dei processi di produzione di idrogeno più approfonditamente studiati: attualmente le attività di ricerca sono focalizzate sull'ottimizzazione delle condizioni operative. L'obiettivo è incrementare il volume di gas prodotto e la sua qualità, mantenendo il costo contenuto [18]. In particolare, si stanno ricercando catalizzatori economici che resistano alla disattivazione dovuta al carbonio e siano facilmente rigenerabili, in modo da aumentare la concentrazione di H_2 e diminuire quella di tar e char.

Per quanto concerne la pirolisi, le attività di ricerca sono focalizzate sull'ottimizzazione delle condizioni operative e sull'aumento della produttività [19] [20] in particolare, sono stati studiati catalizzatori al Ni/ CaAlO_x che permettono di controllare la composizione del gas di sintesi prodotto (modificando le quantità di Ca ed Al).



5.2 Utilizzo nei trasporti

5.2.1 Contesto legislativo

Un'alta qualità ambientale delle varie forme di trasporto è in grado di influire decisamente sull'ottenimento di una mobilità efficiente e sostenibile. Questa si caratterizza sia per l'esigenza di ammodernamento del settore, sia per la necessità di conseguimento degli obiettivi europei di riduzione dei livelli di inquinamento dell'aria.

In tal senso sono state attuate numerose azioni a livello legislativo, coerenti con gli orientamenti europei, per favorire un diverso approccio alla mobilità. In particolare, le misure in corso di adozione sono tese ad assicurare una mobilità più sostenibile nel trasporto privato (segnatamente in connessione al rinnovo del parco automobilistico con mezzi meno inquinanti), dell'autotrasporto, del trasporto pubblico urbano ed extraurbano su strada e di quello ferroviario.

L'idrogeno costituisce uno dei vettori privilegiati per il raggiungimento di questi obiettivi ed il legislatore ne considera già da alcuni anni le potenzialità in termini di decarbonizzazione del settore del trasporto: segue una rassegna dei più importanti provvedimenti in tal senso.

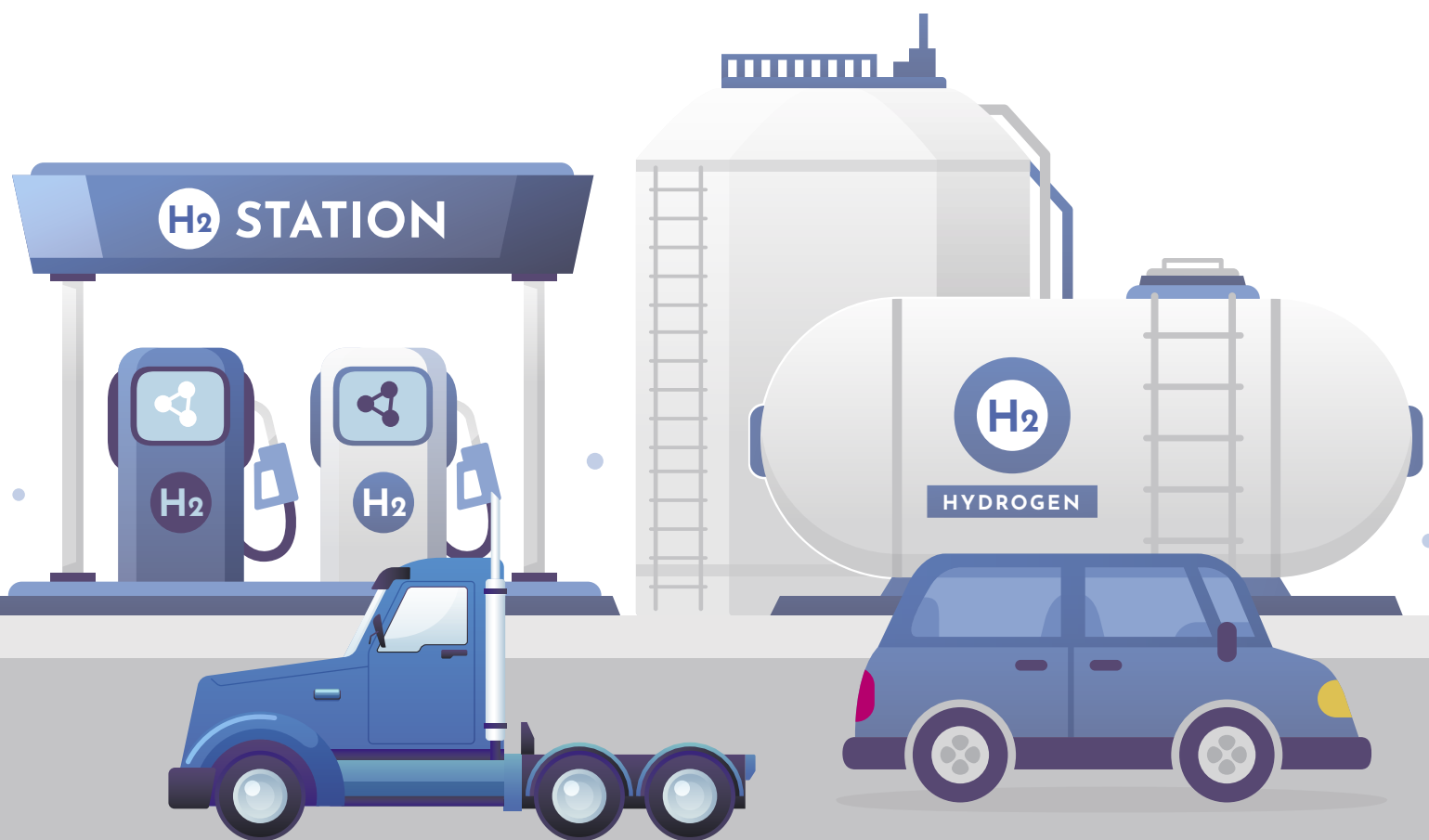
A livello europeo, il primo provvedimento particolarmente significativo da ricondurre al tema è stata la Direttiva 2014/94/UE (DAFI) sulla realizzazione di un'infrastruttura per combustibili alternativi, tra cui l'idrogeno. In questo ambito, è stata prevista la creazione di punti di rifornimen-

to di idrogeno a partire dal 2025. In seguito, la direttiva 2019/1161/UE ha indicato agli Stati membri l'obiettivo di assicurare, nell'ambito della Pubblica Amministrazione, per taluni veicoli adibiti al trasporto su strada, la promozione di un mercato di veicoli a basso impatto ambientale e basso consumo energetico, annoverando tra questi quelli alimentati ad idrogeno, nell'ambito di contratti di acquisto, leasing e locazione. Per l'Italia i vincoli consistono in una percentuale di questi mezzi in relazione al numero complessivo di veicoli oggetto di contratto, aggiudicati rispettivamente tra il 2/8/2021 e il 31/12/2025 per il primo periodo di riferimento e tra l'1/1/2026 e il 31/12/2030 per il secondo periodo di riferimento:

- 38,5% sia al 2025 sia al 2030 per i veicoli leggeri
- 10% al 2025 e 15% al 2030 per gli autocarri
- 45% al 2025 e 65% al 2030 per gli autobus

In quest'ottica la Legge 160 del 27/12/2019 ha addirittura incrementato queste soglie, prevedendo che la sostituzione di veicoli vetusti della pubblica amministrazione (salvo alcune eccezioni) con analoghi a basse emissioni, così come il noleggio di nuovi, debba essere in misura non inferiore al 50%.

Il DM MITE 2/7/2021 "Piano d'Azione Nazionale sul Green Public Procurement" (PANGPP) ha ulteriormente definito metodi per il raggiungimento degli obiettivi citati attraverso la definizione di Criteri Ambientali Minimi (CAM). Il



documento estende questi vincoli non solo all'acquisto, al leasing, alla locazione e al noleggio di autovetture e veicoli commerciali leggeri (categoria M1 ed N1), autobus (categoria M2 ed M3), veicoli adibiti al trasporto di merci (N2 ed N3), ma anche di motoveicoli a due, tre ruote e quadricicli (categoria L). Restringendo il focus più precisamente sul trasporto pubblico, fin dal 2019, con il DPCM 30/4/2019 "Piano Strategico Nazionale della Mobilità Sostenibile" (PNSMS), il Governo italiano ha promosso finanziariamente il rinnovo del parco autobus nazionale ad uso urbano ed extra-urbano regionale con nuovi mezzi alimentati con carburanti alternativi, tra cui l'idrogeno.

Ulteriori finanziamenti in questo senso sono previsti nel "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza" (PNRR); circa l'idrogeno il piano prevede la realizzazione di 40 stazioni (a 700 bar) per il rifornimento di veicoli su gomma (auto e camion) e 9 per il trasporto ferroviario, precedentemente non elettrificato, entro il 2026.

5.2.2 Trasporto ferroviario

In ambito ferroviario, gli investimenti PNRR saranno destinati all'alimentazione di rotabili in 6 linee ferroviarie, situate in più regioni, scelte all'interno del "Tavolo di Coordinamento e Confronto per la Sperimentazione dell'Idrogeno in Ambito Ferroviario" istituito presso il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili [21]. Più precisamente le linee prescelte dal tavolo ministeriale sono:

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

A livello locale, nel maggio 2020 la Provincia Autonoma di Bolzano - PAB ha stilato, avvalendosi di stakeholder locali, il proprio Masterplan Idrogeno [22] per definire la strategia del suo impiego per usi civili e della mobilità. Il documento prevede un progressivo sviluppo nel corso degli anni nel settore della produzione, dello stoccaggio e della distribuzione di idrogeno; tale processo si avvarrà delle esperienze maturate all'interno di progetti europei già conclusi o in corso.



Figura 5.12 - Piano geografico di realizzazione di elettrolizzatori da Masterplan Idrogeno della Provincia Autonoma di Bolzano

Il Masterplan mira perciò a costituire una Hydrogen Valley, basata su idrogeno da elettrolisi alimentato da fonti rinnovabili, entro il 2030, integrando il precedente piano internazionale del cosiddetto "Corridoio Verde del Brennero" [23] che prevede la realizzazione nello stesso periodo di 4 impianti di rifornimento veicoli a idrogeno da Innsbruck a Campogalliano lungo l'asse A13 (Austria) – A22 (Italia).



Figura 5.13 - Piano geografico di realizzazione del Corridoio Verde del Brennero

La Regione Valle d'Aosta con la Legge Regionale 18 del 13/7/2021 "Disposizioni per una ferrovia moderna e un efficiente sistema di trasporto ecosostenibile con utilizzo di trazione a idrogeno" ha avviato un processo di valutazione per la possibile riapertura della tratta Aosta – Pré S. Didier con impiego di rotabili a idrogeno.

5.2.3 Trasporto ferroviario - Casi di studio

Come già precedentemente descritto, la conversione di tra-

zione di alcune tratte ferroviarie non elettrificate (attualmente 4.717 km, di cui circa 1.000 di prossima elettrificazione) da alimentazione diesel a quella a idrogeno, fa parte degli obiettivi del PNRR [24]. Al di là dei percorsi individuati in sede ministeriale, RFI ha definito alcune linee guida per le quali la trazione a idrogeno è ipotizzabile per tratte non superiori ai 60 – 80 km. RFI ha anche quantificato i benefici ambientali dell'adozione di un rotabile a idrogeno, come mostrato in figura seguente (fatta 1 l'alimentazione diesel).

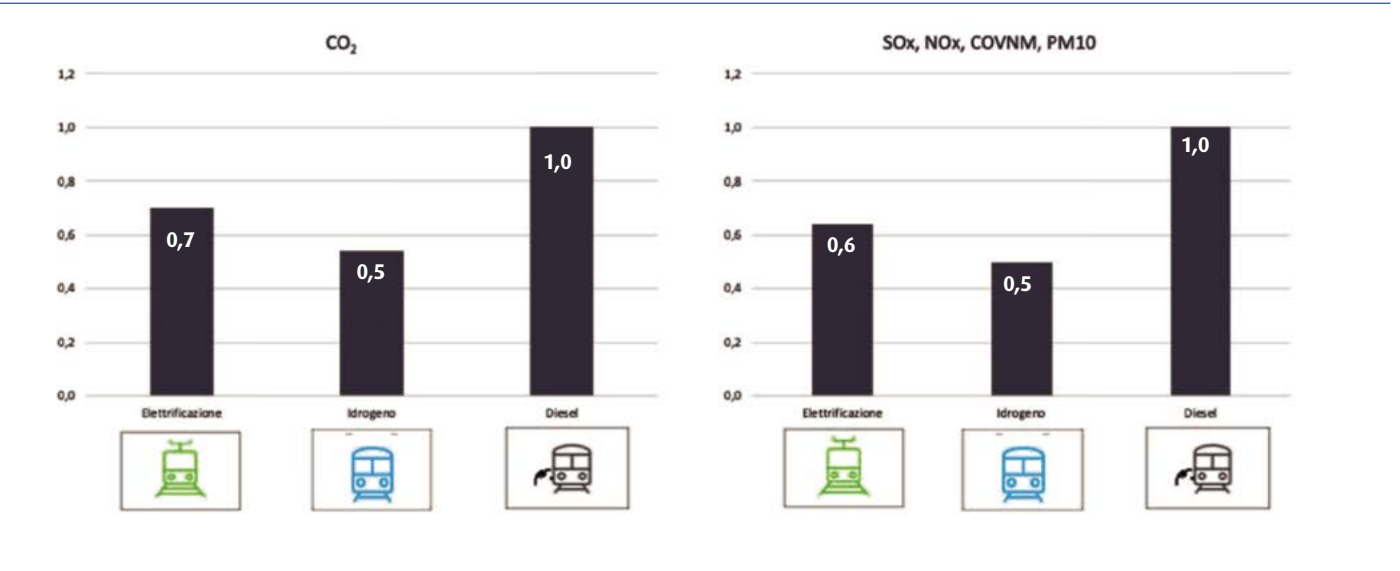


Figura 5.14 - Computo emissivo per alternative nell'alimentazione di rotabili ferroviari [24]

Il consorzio H2IT ha espresso nel Piano Nazionale di Sviluppo "Mobilità Idrogeno – Italia" [25], per condizioni standard in termini di flussi passeggeri, percorrenze e costi, un TCO su base chilometrica in grado di dimostrare la competitività

della soluzione a idrogeno (prodotto on site tramite elettrolizzatore) nei confronti dell'elettrificazione a catenaria. Ciò non avviene nei confronti dell'alimentazione a gasolio.

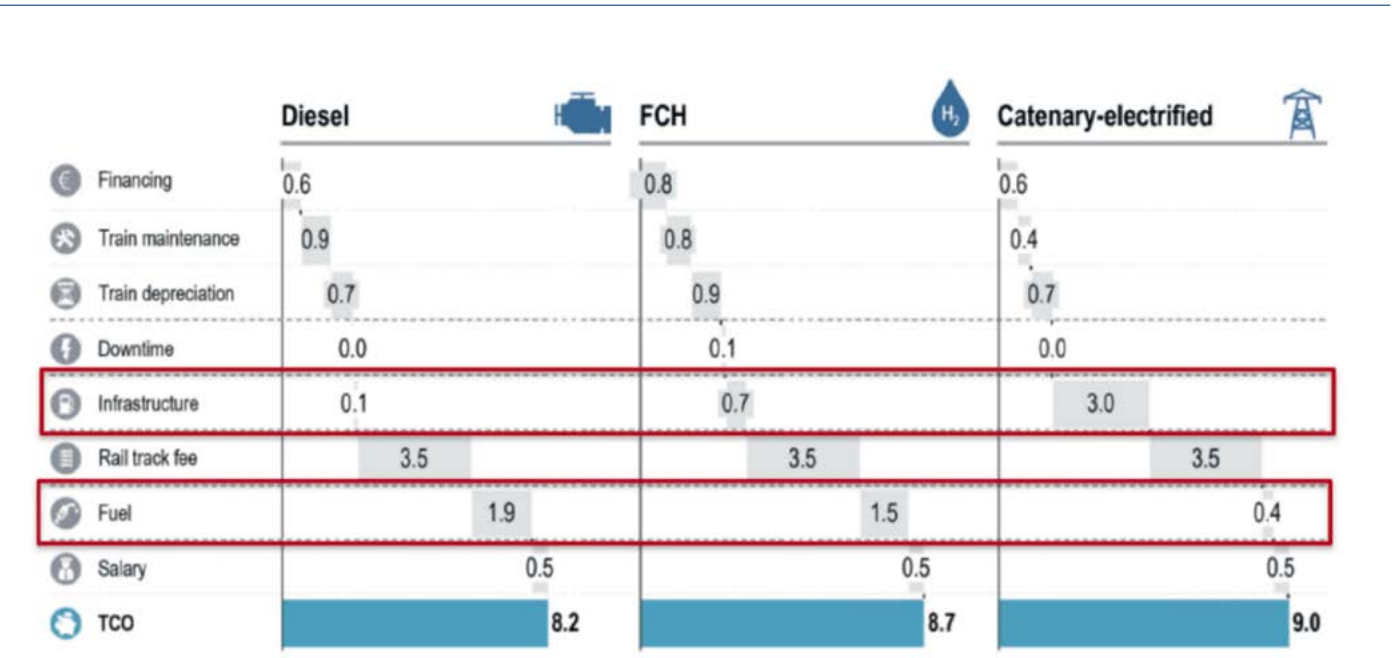


Figura 5.15 - Total Cost of Ownership su base chilometrica per rotabili ferroviari [25]

A livello nazionale attualmente il progetto in fase più avanzata è il cosiddetto “H2ise0” che prevede, a partire dal 2024, la circolazione sulla linea Brescia – Edolo di 14 treni a idrogeno, attraverso l’introduzione di un primo lotto di 6 rotabili seguito dopo due anni da altri 8 [26]. A partire dal 2026 sa-

ranno in servizio i primi autobus ad idrogeno (per un totale di 40) che costituiranno un sistema integrato con la parte su ferro e produttiva, legata alla realizzazione di centri di produzione, accumulo e distribuzione di idrogeno, da metano/biometano a Iseo e da elettrolisi a Edolo e Brescia.

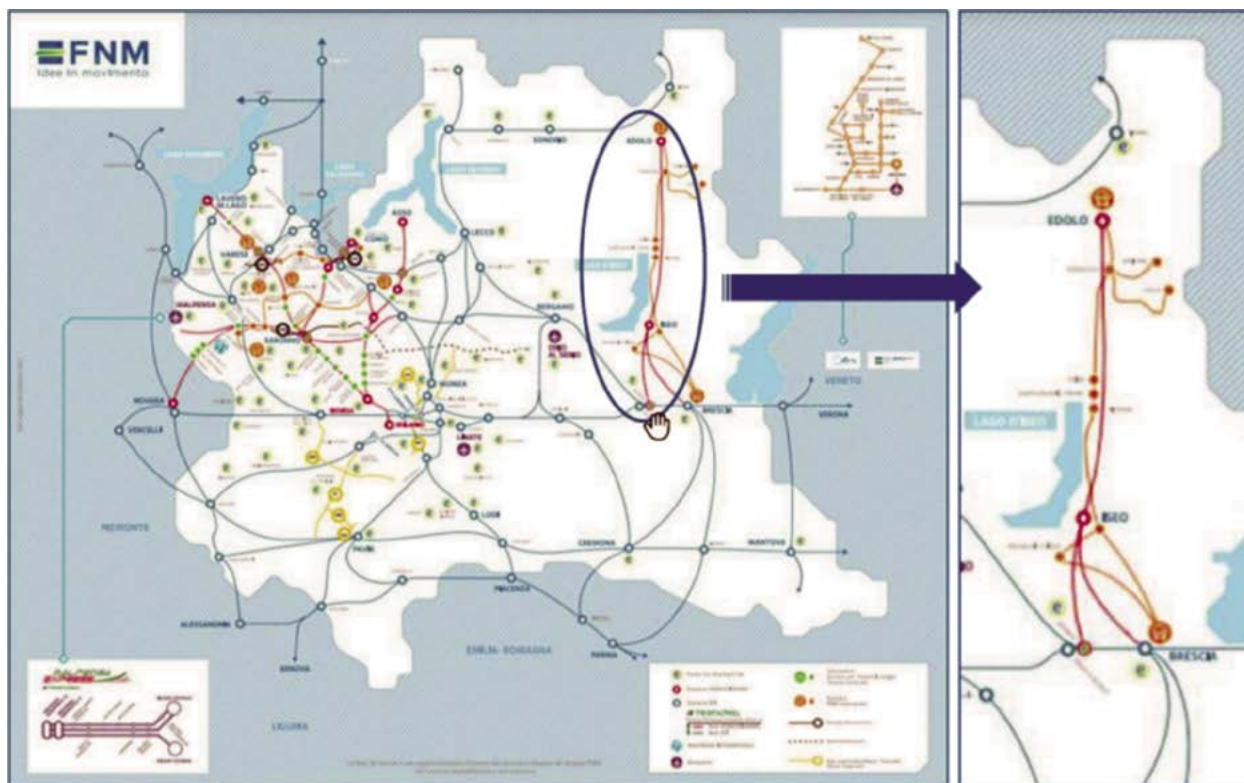


Figura 5.16 - Piano geografico di realizzazione del progetto H2ise0 [26]

Analogamente al caso lombardo, sono di attualità altre proposte progettuali di conversione di tratte ferroviarie, ma al momento senza sviluppi realizzativi concreti.

Non vi sono invece al momento sul territorio nazionale casi di retrofit di rotabili diesel verso alimentazione a idrogeno. Ciò si sta verificando all’opposto nel Regno Unito dove il prototipo HydroFLEX [27] è stato ottenuto adeguando un treno diesel del 1987 all’alimentazione a idrogeno. Il progetto, sostenuto dal governo nazionale, si inserisce in un piano di decarbonizzazione della rete ferroviaria britannica, sostituendo treni solo diesel con HydroFLEX fino al 2040. Il treno è in grado di ospitare fino a 20 kg di idrogeno, immagazzinato in quattro serbatoi ad alta pressione (350 bar). Il progetto prevede la possibilità di realizzare anche treni bimodali ad alimentazione idrogeno/elettrica per tratte miste. I costi di retrofit si attestano tra il 30 e il 50% in meno rispetto all’acquisto di un equivalente rotabile nativo alimentato a idrogeno.



La Regione Valle d'Aosta con la Legge Regionale 18 del 13/7/2021 "Disposizioni per una ferrovia moderna e un efficiente sistema di trasporto ecosostenibile con utilizzo di trazione a idrogeno" ha avviato un processo di valutazione per la possibile riapertura della tratta Aosta – Pré S. Didier con impiego di rotabili a idrogeno.

5.2.4 Trasporto pubblico su gomma

Le esperienze di ambito nazionale del trasporto pubblico su gomma ad idrogeno puro o in miscela constano di:

- **Progetti conclusi:**
 - o Torino ("City Class Fuel Cell", 2006 – 2007)
 - o Milano (progetto europeo "CHIC", 2011 – 2016)
 - o Ravenna (idrometano, 2013 – 2017)
 - o Provincia Autonoma di Trento (retrofit minibus Iveco Daily, 2013 – 2014)
- **Progetti in corso:**
 - o Bolzano (dal 2010)
 - o Sanremo (dal 2018)
- **Progetti previsti:**
 - o Avezzano – Terni – Civitavecchia (dal 2023)
 - o Ravenna (dal 2023)
 - o Bologna (dal 2024)
 - o Ferrara (dal 2024)

5.2.5 Trasporto pubblico su gomma - Casi di studio

Torino

A partire dal 2001 fu allestito un autobus urbano GTT a 2 assi CityClass Iveco, dotato di una pila a combustibile fuel cell con un impianto di rifornimento (accumulo) di idrogeno in città presso il deposito Gerbido. L'impianto avrebbe dovuto nel futuro provvedere oltreché alla distribuzione anche alla produzione stessa dell'idrogeno. Il servizio di linea dell'autobus avvenne tra il 2005 e il 2006; al termine dei giochi olimpici il progetto venne abbandonato, l'autobus accantonato presso il deposito di Gerbido, dove staziona tuttora, e l'impianto smantellato. I costi calcolati di gestione del veicolo al termine del progetto furono di 1,35 €/km per l'idrogeno, contro 0,35 €/km del gasolio [28].

Torino



Milano

Nel 2010 la città di Milano, attraverso la società di gestione del trasporto pubblico ATM, entra a far parte del progetto europeo CHIC (Clean Hydrogen In European Cities), avente l'obiettivo di una diffusione di bus alimentati ad idrogeno per significativi benefici ambientali ed economici. A Milano furono 3 gli autobus (Mercedes Citaro) alimentati ad idrogeno in sperimentazione per 5 anni a partire dal 2011, per un investimento di circa 15 milioni di euro: 5 milioni in autofinanziamento da ATM, 5 milioni da finanziamenti della Regione Lombardia, 5 da contributi europei e dal Comune di Milano. La linea coinvolta nella sperimentazione fu la 84 tra Largo Augusto e San Donato, dove, presso il deposito, fu realizzato l'impianto di rifornimento tuttora presente. Al termine del progetto tutti gli autobus coinvolti sono stati dismessi. All'interno del piano Strategico ATM 2021 – 2025 [29] è citata, in vista di una sua possibile riconsiderazione, la futura adozione di veicoli ad idrogeno a complemento del piano Full Electric già avviato. Non sono disponibili in questo caso i costi di gestione dei veicoli.

Milano



Ravenna



Ravenna

L'esperienza conclusa in Romagna si è caratterizzata per l'impiego dell'idrometano; l'aggiunta dell'idrogeno al metano ha lo scopo di ottenere un miglioramento del rendimento complessivo della prestazione del veicolo rispetto all'alimentazione pura a CNG. Le miscele si caratterizzano per percentuali di idrogeno variabili in volume dall'8% al 36%. Il progetto EU LIFE MHY BUS [30] di Ravenna si è basato sull'impiego di un autobus alimentato a miscela in volume al 15%. L'aggiunta di idrogeno al metano permette di:

- o incrementare e stabilizzare la combustione, aumentandone il rendimento termico;
- o ridurre le emissioni di CO₂ per effetto del minor tenore di carbonio del carburante

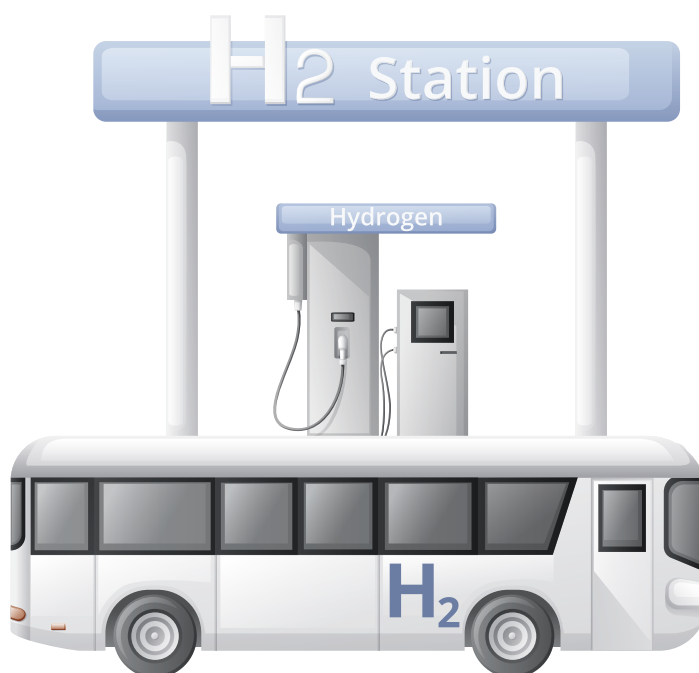
L'autobus di progetto, gestito dalla società START, alimentato a idrometano, ha dimostrato, su una vita di 100.000 km, una diminuzione dei consumi del 13% e una riduzione del 15% di CO₂ emessa. Nell'ambito dello stesso progetto è stato anche realizzato il primo impianto per la produzione e la distribuzione di idrometano per autotrazione. La sperimentazione è stata interrotta nel 2017 a causa della sospensione, da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, del permesso di circolazione del mezzo a seguito di criticità legate al processo di rilascio dei certificati di omologazione e conformità del mezzo. Ad oggi l'autobus è alimentato a metano [31].

Nel 2021 il Comune di Ravenna con stakeholder industriali ha pianificato la realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno a elettrolisi per alimentare nuovi autobus alimentati a idrogeno la cui entrata in servizio è prevista a partire dal 2023 [32].

Provincia Autonoma di Trento

Avviato nel 2011, il progetto di impiego di minibus alimentati ad idrogeno si basò, fino alla loro dismissione nel 2014, su tre mezzi Iveco Daily in retrofit ad uso di linea per servizio navetta per i mondiali di sci nordico della Valle di Fiemme del 2013. Il costo di acquisto dei veicoli fu di circa 3 milioni di euro, ad aggiungersi a 1,4 milioni di euro per la costruzione del distributore di idrogeno (in località Panchià), poi demolito nel 2014 [33].

Provincia Autonoma di Trento



Bolzano



Bolzano

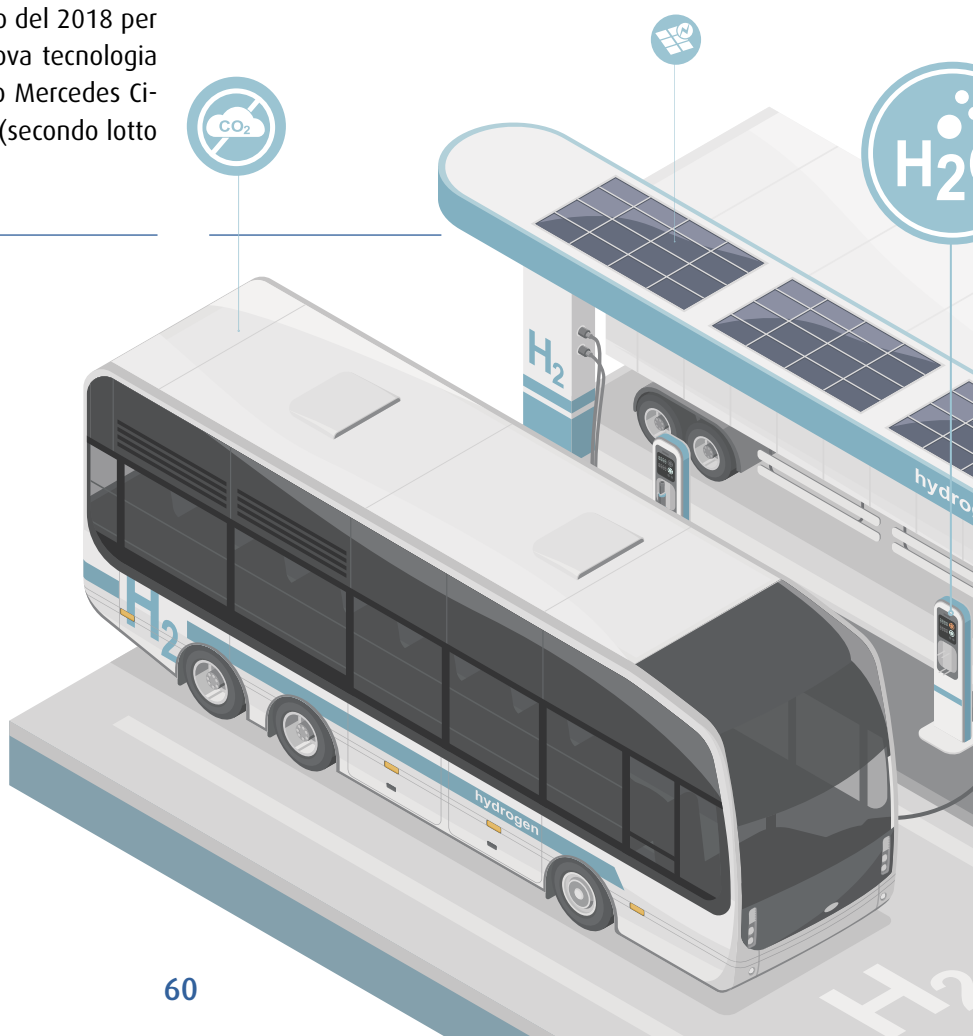
Il caso della città di Bolzano si caratterizza per essere il maggiore esempio italiano di produzione e utilizzo del vettore idrogeno nei trasporti, attraverso un impianto elettrolizzatore in grado di rifornire 15 autobus urbani o 700 autovetture, ora in ulteriore potenziamento. Analogamente a Milano, anche la città di Bolzano è stata partner del progetto EU CHIC, attraverso l'impiego di cinque autobus alimentati a idrogeno tuttora circolanti; i costi relativi si sono attestati per l'acquisto di un autobus da 12 m alimentato a idrogeno a 1.100.000 €, del carburante a 0,96 €/km (con 11,29 €/kg di prezzo alla pompa) e della manutenzione full service a 2,2 €/km [34], valori non dissimili da quelli dell'ultimo bando del 2018 per l'acquisto di ulteriori 12 mezzi, seppur di nuova tecnologia [35]. Gli autobus attualmente in servizio sono Mercedes Citaro (primo lotto di 5 mezzi) e Solaris Urbino (secondo lotto di 12 mezzi).

Sanremo



Sanremo

Dal 2018 a Sanremo circolano tre autobus Van Hool A330 a celle a combustibile (facenti parte del progetto UE High V.LO-City, che mira a facilitare la diffusione di autobus elettrici a celle a combustibile in varie città europee). I tre autobus Van Hool sono gestiti dall'operatore di autobus locale Riviera Trasporti e stanno sostituendo i tradizionali autobus a gasolio, con l'obiettivo di ridurre le emissioni dei trasporti pubblici in città. Gli autobus sono operanti sulla linea extraurbana Sanremo - Taggia, lunga circa 14 km. A partire dal 2020 gli autobus sono stati sospesi dal servizio e giacciono in deposito [36].



Avezzano – Terni – Civitavecchia

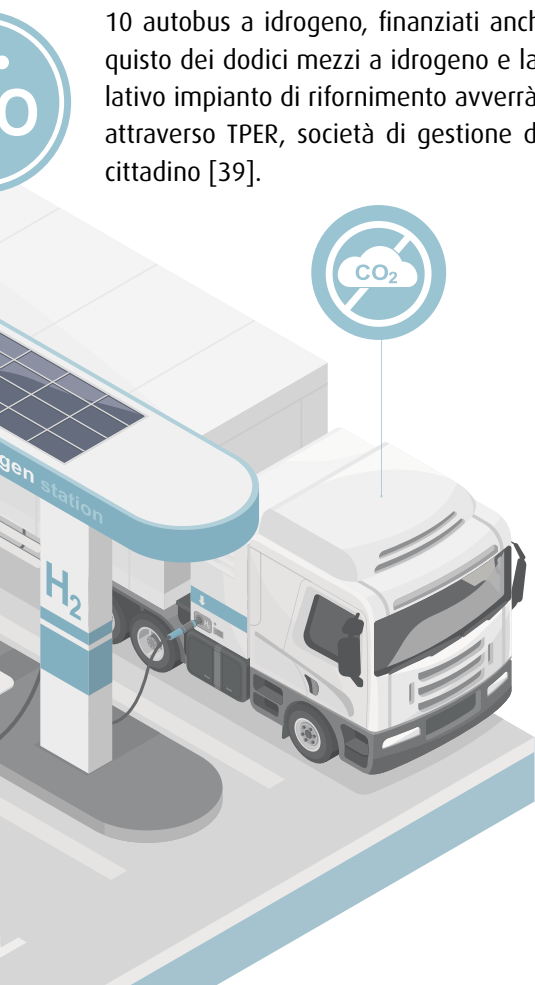
Nell'ambito del EU LIFE3H, Co-finanziato dal Programma LIFE della Unione Europea, saranno in servizio nella zona del centro Italia, a partire dal 2023, 6 autobus a idrogeno, alimentati da carburante ottenuto da elettrolisi. Il progetto, nel complesso, prevede la ripartizione a coppie dei 6 mezzi nelle città di Avezzano, Terni e Civitavecchia con realizzazione di tre stazioni di rifornimento, una per ciascun sito dimostrativo [37].

Bologna

All'interno di un gruppo di nuovi mezzi ad alimentazione alternativa che la Città metropolitana si appresta ad acquistare nei prossimi anni, vi saranno alcuni mezzi a idrogeno. I fondi provengono dal già citato PSNMS che ha dedicato rilevanti risorse finanziarie alle Città metropolitane (oltre che ai Comuni con più di 100.000 abitanti), per il rinnovo del parco autobus adibito al trasporto pubblico locale con mezzi meno inquinanti (elettrici, a metano o a idrogeno) e dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). La futura flotta a idrogeno sarà composta da oltre 120 veicoli al 2026 con prime consegne già al termine del 2024 [38].

Ferrara

Nella città di Ferrara a partire dal 2024 saranno in servizio 10 autobus a idrogeno, finanziati anch'essi dal PNRR. L'acquisto dei dodici mezzi a idrogeno e la realizzazione del relativo impianto di rifornimento avverrà fra il 2024 e il 2025, attraverso TPER, società di gestione del trasporto pubblico cittadino [39].



Valutazione economica

Acquisto e alimentazione dei mezzi

In seguito alla rassegna delle casistiche nazionali, si procede ad un confronto relativo a prezzi e caratteristiche tecniche di nuovi autobus ad alimentazione tradizionale e alternativa, tra cui l'idrogeno. I dati si riferiscono a esiti di gare pubbliche di aggiudicazione, con relativi pacchetti manutentivi e di sostituzione della batteria; lo studio si è concentrato in particolare su quattro città modello, scelte per la loro varietà di mezzi ad alimentazione alternativa e per essere rappresentative di realtà cittadine medio-grandi collocate in aree geografiche differenti: Torino, Milano, Bergamo, Bolzano. Le metodologie di analisi sviluppate in passato sono state integrate con le indicazioni ministeriali del DM157/2018 circa la standardizzazione dei valori riguardanti i mezzi per il trasporto pubblico locale (vita utile 13 anni e percorrenza annua 44.000 km). Allo scopo di valutare i costi di gestione dei veicoli, risulta fondamentale identificare il consumo energetico medio dei veicoli, nel seguito analizzato per ciascuna tipologia di trazione.

Per chiarire il valore del costo dell'energia e i parametri che possono influenzarlo, si sono trattate le voci di costo che intervengono nella tariffazione dell'energia consumata da una flotta di autobus.

Per quanto riguarda gli autobus a idrogeno, la Provincia Autonoma di Bolzano (PAB) ha reso pubblici già da alcuni anni i costi relativi al progetto UE CHIC [10] caratterizzato dall'impiego di cinque autobus prototipi alimentati a idrogeno tuttora circolanti in città ai quali si stanno aggiungendo 12 autobus con contratto comprensivo di acquisto e manutenzione full service. Per un autobus da 12 metri alimentato a idrogeno i costi del carburante si attestano a 0,96 €/km (con 11,29 €/kg di prezzo alla pompa).

Stime riassuntive

Per la valutazione del costo totale di possesso (Total Cost of Ownership, TCO) si sono equiparati in termini di percorrenza annua i casi studio di Bolzano, Torino, Milano, e Bergamo. L'attività di valutazione relativa alle caratteristiche energetiche legate al TPL, svolta con l'obiettivo di effettuare un confronto tra gli scenari delle principali città italiane, come descritto in precedenza, ha permesso di stimare per un autobus elettrico di 12 m i costi di acquisto, di alimentazione e di manutenzione, questi ultimi riferiti all'intera vita utile, assunta pari a 13 anni, da cui è stato stimato il TCO per ciascuna alimentazione (tabella seguente).

		Acquisto	Manutenzione	Sostituzione batteria	Alimentazione	Totale	
		[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€/pu]
Elettrico	BZ	423.700	111.228	142.500	156.200	787.300	10.497
	TO	420.000	143.000	130.000	156.200	815.400	10.872
	MI	412.600	111.200	142.500	156.200	776.200	10.349
	BG	388.000	111.200	142.500	156.200	751.600	10.021
Diesel	BZ	220.000	171.600	-	286.200	677.600	7.529
	TO	227.000	234.000	-	286.200	747.000	8.300
	BG	210.000	205.400	-	286.000	701.400	7.793
Ibrido	BZ	380.000	243.100	-	263.300	886.400	9.849
	MI	400.500	243.100	-	263.300	906.900	10.077
CNG	TO	247.000	175.500	-	288.000	710.500	7.894
LNG	BZ	250.000	171.600	-	272.800	694.400	7.716
Idrogeno	BZ	650.000	286.000	-	516.600*	1.453.000	16.140

Tabella 5.2 - Esiti dell'analisi tecnico-economica su costi di acquisto, manutenzione, alimentazione di autobus 12 m (elettrico 75 posto unità, altri 90 posto unità)

La stima si riferisce al TCO di un autobus 12 m per diverse alimentazioni, tramite analisi ex post su dati di aggiudicazione di bandi. Lo studio ha permesso di fissare dei presupposti di base sui quali confrontare, in maniera ragionevolmente comparabile, diverse opzioni che spesso, a causa di differenti condizioni operative, non sono facilmente né efficacemente paragonabili. Al di là del costo delle infrastrutture, non trattate a causa della scarsa disponibilità di dati pubblici, si dimostra come tuttora l'onere di acquisto, manutenzione e alimentazione per un mezzo a idrogeno superi nettamente le alternative, inclusa quella elettrica.

5.2.6 Trasporto merci

Il mercato dei veicoli N1 (camion) presenta iniziative da parte di un gran numero di case produttrici; tuttavia tutte prevedono un'effettiva commercializzazione prossima al 2030. Hyundai ha consegnato nel corso del 2020 il primo di una serie di camion a celle a combustibile Hyundai XCIENT in Europa e più precisamente in Svizzera [40]. Si tratta di un

modello da 36 tonnellate, azionato da un motore elettrico da 350 kW. Hyundai prevede consegne per 1.600 unità fino al 2025 di questo modello, mentre nel frattempo in Svizzera si sta costituendo una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno "green" da fonti rinnovabili. Le stazioni di rifornimento H2 già aperte a Hunzenschwil (AG) e San Gallo (SG), che offrono idrogeno da FER per veicoli commerciali (350 bar) e autovetture (700 bar), saranno affiancate nel 2021 da Zofingen (AG), Rümlang (ZH), Losanna (VD), Berna (BE), Rothenburg (LU) e Geuensee (LU). A fine 2021 si è svolto un primo rifornimento dimostrativo e al tempo stesso sperimentale di un esemplare di questo modello di veicolo presso la stazione di rifornimento di Bolzano.

Nel corso del 2022 è stato inoltre annunciato un accordo strategico su più argomenti, tra cui l'idrogeno, tra la stessa Hyundai e IVECO, quest'ultima già impegnata nella produzione del modello S-Way entro il 2023, nell'ambito di una collaborazione con Nikola [41], una startup americana dedita ai sistemi di powertrain a zero emissioni.

Il prototipo del camion a idrogeno liquido, di Daimler Trucks, secondo un comunicato stampa recente, vedrà la luce nel 2023 [42]. Daimler opta per l'idrogeno liquido (LH2) poiché il vettore energetico in questo stato di aggregazione ha una densità energetica notevolmente superiore rispetto all'idrogeno gassoso: di conseguenza, un truck a celle a combustibile rifornito con idrogeno liquido può fare affidamento su serbatoi molto più piccoli e, grazie alla pressione più bassa, molto più leggeri. Ciò consente ai truck un maggiore spazio di carico e un peso del carico utile più elevato. Allo stesso tempo, la quantità di idrogeno è superiore, aumentando notevolmente l'autonomia. Daimler Trucks sta attualmente portando avanti lo sviluppo delle tecnologie del sistema di rifornimento necessarie per rendere l'idrogeno liquido utilizzabile come vettore energetico anche per gli autocarri di se-

rie a celle a combustibile. I due serbatoi di idrogeno liquido in acciaio inossidabile previsti in futuro avranno una capacità di 80 kg (40 kg ciascuno) e potranno quindi contare su una capacità di stoccaggio particolarmente elevata per coprire lunghe distanze.

Infine, il produttore Hyzon Motors [43] ha firmato nel primo semestre 2021 un accordo definitivo per fornire fino a 70 automezzi pesanti alimentati a idrogeno ad una catena di negozi di alimentari leader in Austria. Hyzon prevede l'inizio delle consegne nel 2021, con termine nell'arco di tre anni. La connessione dell'iniziativa con un'area oggetto del progetto di Corridoio Verde del Brennero potrebbe portare già nel corso dei prossimi anni ad una prima circolazione di mezzi pesanti a idrogeno lungo l'A22.

Veicolo	Capacità serbatoio	Consumo carburante	Prezzo	Potenza	Autonomia	In vendita a partire da
	Kg H ₂	Kg/100km	€	kW/PS	Km	Anno
Nikola ONE				735/1000	800-1200	
Nikola TRE						
DAF – Holthausen	40			350		
VDL (DAF)						2020 test pratici
Toyoty e Hino					600	
HYZON Lkw				370/500		Nov 2020
HYZON furgoni				75/100		Q1 2021
Hyundai Xcient Fuel Cell	32,86			190 Fuel Cell 350 Motor	400	
Mercedes Benz HySYS Spriter						
Ford H2 Panel Van (furgone)						DHL (2020-2021)
Renault Kangoo Z.E. Hydrogen					370	
Renault Master Z.E. Hydrogen					350	

Tabella 5.3 - Stato di sviluppo di alcuni modelli di mezzi ad idrogeno per trasporto merci

La tabella 5.3, tratta dal Masterplan Idrogeno dell'Euregio Tirolo – Alto Adige – Trentino [44], presenta lo stato di sviluppo di alcuni modelli di mezzi a idrogeno per trasporto merci. Pur molto incompleto, questo quadro attesta come alcune

importanti case costruttrici abbiano iniziato la commercializzazione di queste soluzioni.

5.3 Usi industriali

La decarbonizzazione dell'industria è, dal punto di vista tecnologico, una delle principali sfide per l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050. È opinione ampiamente condivisa che la via più efficace da seguire per raggiungere tale obiettivo sia l'elettificazione dei processi industriali. Tuttavia, nella comunità scientifica è prevalente la valutazione che l'elettificazione dei processi industriali non possa superare il 50÷55%^{50,51}, anche se recenti studi sostengono che già entro il 2030 si possa arrivare al 76% di elettificazione^{52,53}. In realtà, anche se il potenziale di elettificazione del settore industriale è molto elevato, le tecnologie di sostituzione dei combustibili fossili con energia elettrica a basse emissioni di carbonio sono per molti processi industriali ancora a livello di laboratorio, e in alcuni casi tuttora sconosciute. Ci sono a riguardo alcuni interessanti progetti. Solo per fare un esempio, l'OGCI e la Boston Metal stanno sviluppando un sistema di elettrolisi a ossido fuso che potrebbe essere utilizzato per la produzione di più metalli (oltre a terre rare), ma lo stato attuale di sviluppo è a livello di impianto pilota e si stima solo per il 2050 una sua possibile industrializzazione. Inoltre, la misura in cui l'elettificazione diretta verrà implementata nell'industria dipenderà soprattutto dal costo relativo delle tecnologie elettriche rispetto ad altre opzioni a basse emissioni di carbonio. Esiste infine un'ulteriore criticità da superare: molti settori, compresi i metalli non ferrosi, la ceramica, i prodotti chimici e gli alimenti, utilizzano processi batch che richiedono grandi quantità di energia in intervalli molto brevi. Questi picchi di consumo possono causare problemi di tensione e frequenza, rendendo necessari importanti adeguamenti della rete elettrica. I costi delle batterie stanno diminuendo, ma immagazzinare energia

elettrica a livello locale per soddisfare intensi picchi di domanda può rivelarsi proibitivo. Appare quindi chiaro che da oggi al 2050 non potremo fare a meno dell'utilizzo dell'idrogeno se si vuole raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050. Uno studio di SNAM-McKinsey⁵⁴ prevede una domanda di idrogeno come vettore energetico per l'intera industria manifatturiera italiana di 15 TWh/anno nel 2030 e 25 TWh/anno nel 2050.

5.3.1 Produzione e utilizzo dell'idrogeno nel settore industriale

Il 98% della produzione industriale di idrogeno in Italia si realizza nei settori Chimico, Petrolchimico e Raffinerie. Circa il 95% dell'idrogeno prodotto è utilizzato all'interno di questi tre settori, la restante quota a disposizione del mercato, pari al 2%, si suddivide per il 1% al settore alimentare e il restante 1% ai consumi industriali sotto forma di H₂ gassoso in bombole, pacchi, semirimorchi, H₂ liquido, piccole produzioni on-site da 1-50 m³/h. La Figura 5.17 mostra la produzione di idrogeno aggiornata al 2018 e le possibili conversioni "green" dei processi. Le tonalità di grigio utilizzate in figura hanno il solo scopo di fornire l'intensità di generazione di CO₂ nei processi che producono idrogeno. La colorazione verde indica che la produzione di idrogeno avverrà mediante processi come l'elettrolisi dell'acqua, mediante l'utilizzo di energia rinnovabile. Si può osservare dal confronto dei due istogrammi che la trasformazione green non è completa. Le frazioni grigie possono tuttavia diventare verdi ma solo con il superamento di condizioni molto onerose. Sussistono infatti alcuni vincoli difficili da eliminare che sono descritti nei seguenti capitoli.

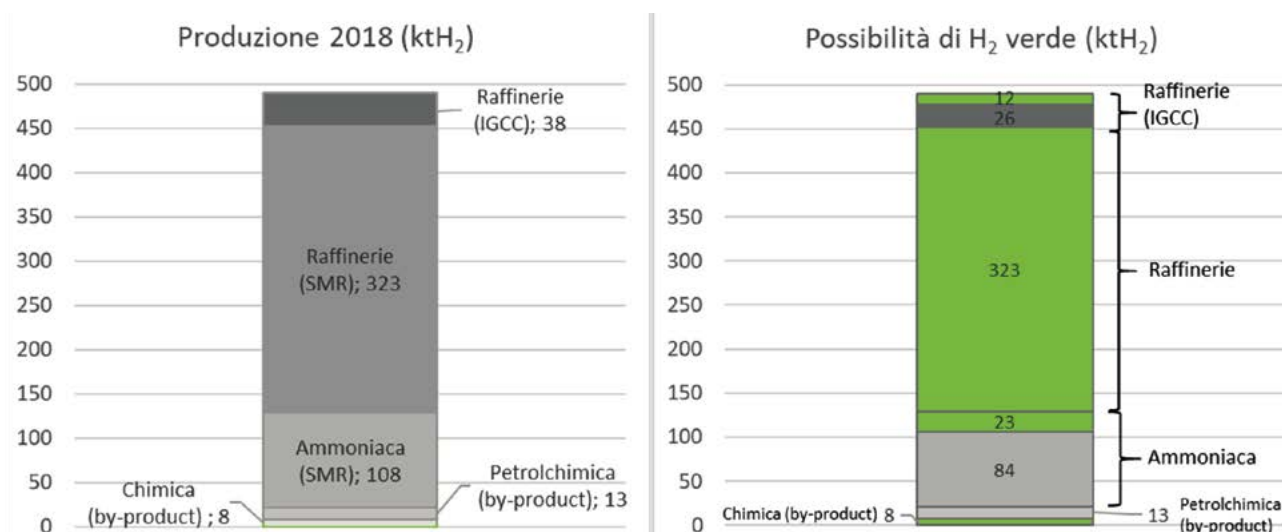


Figura 5.17 - Possibile evoluzione green dei settori industriali italiani che attualmente producono e utilizzano idrogeno (Fonte: elaborazioni RSE su dati BEN (2020), ISPRA (2020), FCH Observatory (2020), associazioni categoria industriali)

⁵⁰ European Commission: 2050 long-term strategy (https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en)

⁵¹ IRENA: World Energy Transition Outlook (2021)

⁵² Energy Transition Commission: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy (April 2021)

⁵³ Etipwind.eu: Getting fit for 55 and set for 2050: Electrifying Europe with wind energy (June 2021)

⁵⁴ THE HYDROGEN CHALLENGE: The potential of hydrogen in Italy, SNAM-McKinsey Report, November 2019

5.3.1.1 Raffinerie

Nelle raffinerie l'idrogeno è utilizzato principalmente per raffinare il petrolio greggio e migliorare il greggio più pesante. L'hydrotreating e l'hydrocracking sono i principali processi che consumano idrogeno nella raffineria. L'hydrotreating viene utilizzato per rimuovere le impurità, in particolare lo zolfo (spesso viene semplicemente chiamato desolforazio-

ne) e rappresenta una grande percentuale dell'uso di idrogeno da raffineria a livello globale. Oggi le raffinerie rimuovono circa il 70% dello zolfo naturalmente presente negli oli grezzi. L'hydrocracking è un processo che utilizza l'idrogeno per sfruttare gli oli residui pesanti trasformandoli in prodotti petroliferi di valore superiore. La Figura 5.18 mostra un tipico schema a blocchi dei processi che utilizzano l'idrogeno in una raffineria.

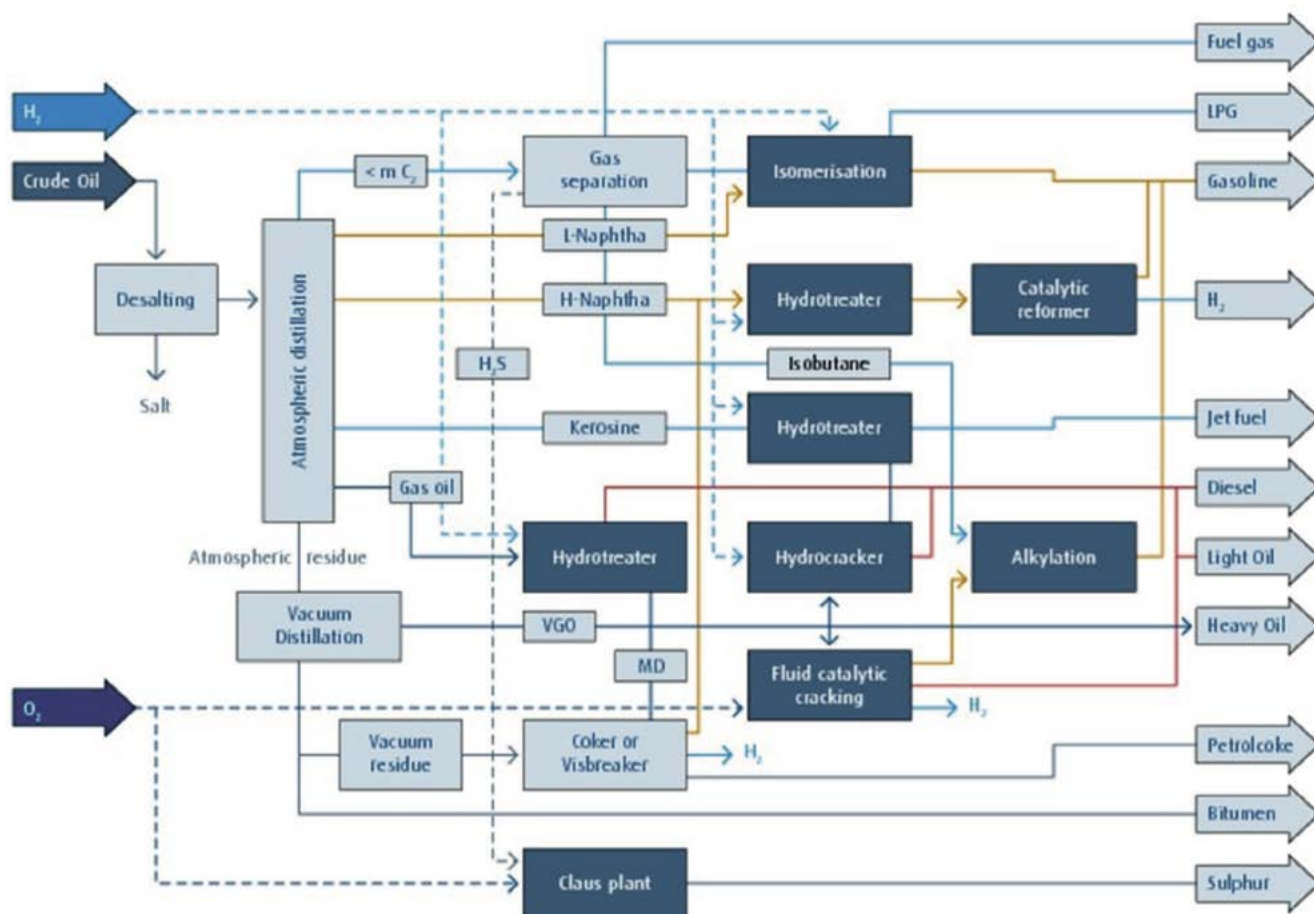


Figura 5.18 - Produzione ed utilizzo dell'idrogeno in un tipico impianto di raffinazione (fonte: Linde)

L'idrogeno utilizzato nelle raffinerie è prodotto mediante il processo di Steam Methane Reforming (SMR) o dal processo di gassificazione dei distillati pesanti del petrolio (TAR) negli impianti IGCC. Entrambi questi processi utilizzano come materie prime dei combustibili fossili e, conseguentemente, rilasciano CO₂. Per il processo SMR non ci sono particolari impedimenti nell'utilizzo di biometano mentre per l'IGCC ci sono importanti criticità nella sostituzione del TAR con biomasse. La tecnologia di gassificazione delle biomasse è ancora da migliorare e la fonte di biomassa dovrebbe avere una capacità di approvvigionamento piuttosto elevata, considerando che questi impianti lavorano 24 ore su 24. Per

questo motivo, sulla base di stime ed elaborazioni di RSE, si è ritenuto in via prudenziale che 26 kt di idrogeno vengano permanentemente prodotte ancora da TAR. È evidente, tuttavia, che nel caso di un'adeguata disponibilità di energia elettrica da FER e di elettrolizzatori, sia SMR e IGCC potrebbero essere interamente sostituiti e diventare totalmente green.

La produzione di ammoniaca è destinata per il 78% circa alla produzione di urea. Questo processo si basa sulla reazione chimica tra ammoniaca e CO_2 . Attualmente la CO_2 utilizzata nel processo è quella catturata dal processo SMR e quindi di

derivazione fossile. Per questo, la produzione di ammoniaca comporta rilevanti emissioni di CO₂, dell'ordine di 5 kg per kg di prodotto⁵⁵ (se si considera anche la fase di utilizzo del fertilizzante). Gli 84 kt di idrogeno grigio per la produzione di ammoniaca destinata alla produzione di urea potrebbero diventare verdi a condizione che sia l'idrogeno che la CO₂ siano generati da biomassa o biometano.

Esiste una piccola frazione di idrogeno, circa 13 kt, generati come sottoprodotto nella petrolchimica (per esempio nella produzione dello stirene) che potrebbero diventare green a condizione che si trovi un sostituto valido dei derivati del petrolio per la produzione di diversi materiali plastici.

Infine, troviamo l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto dell'industria Cloro-Soda. Il processo utilizza l'energia elettrica della rete nazionale che, come è noto, ha una parte minoritaria di energia green. È chiaro che anche questa quota di idrogeno potrà diventare green a condizione che il processo cloro-soda sia alimentato esclusivamente da energia elettrica da fonti rinnovabili.

5.3.1.2 Siderurgia

L'industria siderurgica è il maggior emettitore industriale di CO₂ ed è responsabile del 20% delle emissioni industriali e dell'8% delle emissioni totali. Il processo di produzione dell'acciaio non è elettrificabile (almeno fino al 2050) e si presta invece ad un utilizzo efficiente dell'idrogeno come agente riducente.

Il settore siderurgico italiano è un "unicum" nel mondo, essendo l'unica importante realtà siderurgica dove oltre l'80% della produzione è basato sull'utilizzo del rottame come materia prima nel processo EAF (Electric Arc Furnace) e solo per il 20% da minerale di ferro mediante BF-BOF (Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace).

La possibile road map italiana della produzione di acciaio con H₂ partirà presumibilmente da un progressivo abbandono del processo BF-BOF a vantaggio del processo DRI (Direct Reduction of Iron) con EAF, dove il carbon coke sarà sostituito interamente dal gas naturale. Successivamente si convergerà verso un processo DRI+EAF con la sostituzione progressiva del gas naturale e del polverino di carbone (usato nell'EAF) con idrogeno (Figura 5.19).

Questa road map è tecnologicamente già realizzabile: il gruppo svedese SSAB di Oxelösund ha consegnato a Volvo Group il primo lotto di acciaio completamente fossil-free, prodotto nell'ambito del progetto HYBRIT, utilizzando l'idrogeno verde al posto del carbone e del coke secondo lo schema di figura 5.19. Ci sono tuttavia due importanti criticità da superare: la disponibilità ed il costo dell'idrogeno.

Per produrre i circa 18 Mt di acciaio, attualmente prodotti in Italia ogni anno da EAF, sono stati necessari 1.650 MNm³ di gas naturale, corrispondenti a oltre 90 Nm³/t⁵⁶. Per la sostituzione completa di 1.650 MNm³/a di gas naturale nell'industria siderurgica basata su EAF sarebbe necessario un volume totale di 5.450M Nm³/a di idrogeno, corrispon-

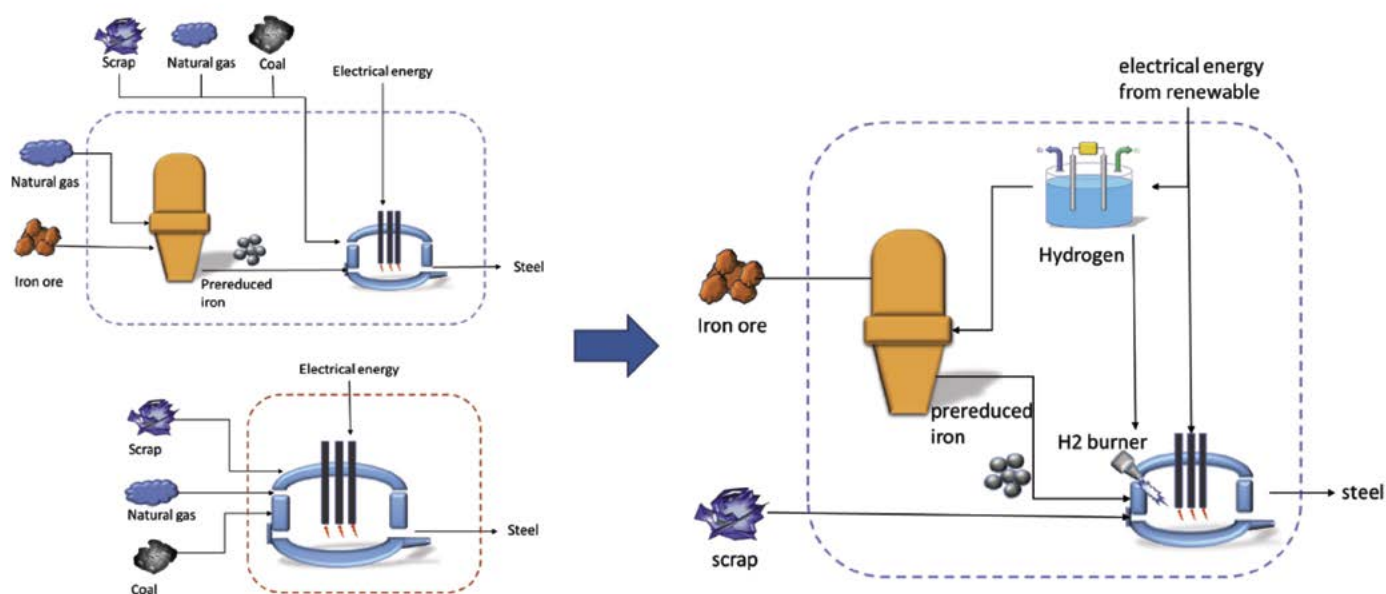


Figura 5.19 - Convergenza del DRI da minerale di ferro e del processo EAF da rottame verso DRI+EAF ad idrogeno

⁵⁵ Fertilizers Europe: Paving the way to green ammonia and low-carbon fertilizers (2020)

⁵⁶ Federacciai, Rapporto di sostenibilità. Assemblea annuale, 2019

dente a 60 500 TJ/a che equivalgono a 16,8 TWh/a. Questa è la principale criticità: un'enorme quantità di idrogeno difficile da produrre. La seconda importante criticità è il prezzo dell'idrogeno che fino al 2030 si manterrà probabilmente a valori di circa quattro volte superiore al costo del gas naturale, anche se si stima che nel 2050 i costi si avvicineranno sensibilmente.

Dal punto di vista economico le condizioni sono invece abbastanza favorevoli. Il costo medio dell'acciaio in genere supera i 470 euro per tonnellata. Le prime valutazioni del prezzo di produzione della riduzione diretta a base di idrogeno su vasta scala indicano un costo maggiore del 20%-30% rispetto alla produzione di acciaio convenzionale⁵⁷. Questo costo più elevato equivale a un costo delle emissioni evitate di circa € 60-85/tCO₂, prossimo al prezzo del sistema ETS, che recentemente ha superato 80 €/tCO₂.

L'analisi, pur approssimativa poiché basata su una struttura dei costi piuttosto variabile (prezzo del minerale di ferro, costo del lavoro, ...), indica una possibilità di pareggio, senza alcuna tassa sul carbonio, per i prezzi dell'elettricità appena inferiori a € 17/MWh.

5.3.1.3 Vetro

La produzione di vetro, insieme a quella dell'acciaio e del cemento, rientra nei settori industriali definiti "hard to abate", dove l'uso dei combustibili fossili non è, per ora, rimpiazzabile con energia elettrica, anche se sono in corso studi in tal senso. L'idrogeno, come vettore energetico, si presta ad essere la soluzione "green" per la produzione del vetro. Attualmente questa soluzione è molto discussa all'interno delle associazioni di categoria.

L'olandese CelSian guida un consorzio di 30 partner industriali (di cui il 40% del settore vetro) in un progetto che ha lo scopo di realizzare la graduale transizione dei bruciatori da gas naturale a idrogeno⁵⁸. Ci sono alcuni tentativi di applicazione dell'idrogeno come combustibile alternativo alle fonti fossili nei bruciatori della Nippon Sheet Glass (NSG) nel sito inglese di St. Helens⁵⁹. Anche Linde fornisce bruciatori innovativi che si basano su tecnologie a gas pre- o post-miscelati come HYDROPOX^{®60}. Uno dei rarissimi casi pilota è stato re-

alizzato nello stabilimento di produzione sloveno Steklarna Hrastnik⁶¹. Si tratta di un impianto fotovoltaico che alimenta un sistema di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde. L'idrogeno verde viene miscelato al gas naturale che viene utilizzato nei forni di fusione. Con l'idrogeno prodotto sono state ridotte le emissioni di CO₂ del 30% nell'unità di vetro cavo e del 10% nell'unità di imballaggio in vetro. Tuttavia, lo sviluppo della tecnologia è attualmente in fase pilota. Un'altra singolare applicazione utilizza l'idrogeno nel processo di combustione miscelato con quantità variabili di ossigeno puro per migliorare il taglio e la lucidatura del vetro nel settore industriale delle stoviglie. Si segnala che da alcuni mesi alcune aziende italiane rappresentative del settore hanno costituito, con il coordinamento del Rina Consulting – CSM (Centro Sviluppo Materiali), un consorzio che ha sviluppato una idea progettuale per l'introduzione dell'idrogeno nel settore vetro. Il progetto, tuttora in fase di definizione è stato nominato DIVINA (DIVINA: Decarbonizzazione dell'Industria Vetraria – Idrogeno e Nuovi Assetti).

Lo scopo di questo progetto è sviluppare ed applicare a livello industriale un sistema di combustione basato sull'utilizzo dell'idrogeno come sostituto, totale o parziale, del gas naturale in un impianto industriale reale, ovvero in un Forno Fusorio in produzione garantendo efficienza energetica e bassi livelli di emissioni. Il progetto si configura come una attività di ricerca e sviluppo completa, che prevede la simulazione del sistema di combustione con codici di calcolo numerico, prove sperimentali presso la stazione sperimentale di combustione del RINA-CSM per verificare i limiti dei sistemi attuali e quindi determinare quali livelli di utilizzo di idrogeno è possibile usare in tali sistemi; lo studio delle eventuali azioni migliorative, la progettazione di un nuovo forno fusorio in grado di lavorare con alimentazione fino al 100% di idrogeno e la realizzazione di un nuovo forno pilota. Come per il settore siderurgico, il costo dell'idrogeno è l'aspetto critico principale da superare. Anche l'industria del vetro è soggetta a ETS. Per giustificare economicamente l'utilizzo dell'idrogeno verde nell'industria del vetro, anche disponendo del prezzo più economico attualmente concepibile di 2,5 euro al kg, sarebbe necessario un prezzo ETS di non meno di 350 euro per tonnellata⁶².

⁵⁷ Rocky Mountain Institute: *The disruptive potential of green steel* (2019)

⁵⁸ Morris, G., «Hydrogen consortium aims to reduce glass emissions, glass international, 23 July,» pp. <https://www.glass-international.com/news/hydrogen-consortium-aims-to-reduce-glass-emissions>, 2020.

⁵⁹ Integrated Report 2020 (Archive), Nippon Sheet Glass Company, Limited

⁶⁰ Linde, «HYDROPOX,» https://www.linde-gas.com/en/images/HYDROPOX%20leaflet_tcm17-139343.pdf, 2019

⁶¹ R. Golob, «Steklarna Hrastnik will use the electricity generated in the production of hydrogen,» FuelCellWorks, pp. <https://fuelcellworks.com/news/slovenian-glass-manufacturer-to-use-solar-power-plant-to-create-green-hydrogen/>, 2020.

⁶² Liebreich (BloombergNEF): *Separating Hype from Hydrogen – Part Two: The Demand Side* (2020)

5.3.1.4 Cemento

La produzione di una tonnellata di cemento genera oggi in media circa 0,6 tonnellate di CO₂, di cui due terzi sono emissioni di processo generate dal carbonio rilasciato dalle materie prime utilizzate. I combustibili fossili (principalmente carbone più una certa quantità di coke di petrolio) coprono il 90% del fabbisogno di energia termica. L'uso del carbone sarà eliminato dalla produzione di cemento entro il 2050. Uno studio di IEA⁶³ riporta che mediante l'aumento della miscelazione nel cemento di materiali alternativi per sostituire una parte del clinker (l'ingrediente attivo e di più alta intensità di emissioni), la minore domanda di cemento e le misure di efficienza energetica si potrà evitare circa il 40% di emissioni nel 2030 rispetto al 2020. Il clinker nel cemento può essere sostituito in una certa misura con gli SCM (supplementary cementitious materials) come le ceneri, le loppe, il fumo di silice, pozzolane e calcare. Aumentando il livello di SCM di solito si ottengono prestazioni di resistenza del cemento piuttosto scarse, ma esistono additivi che consentono ai produttori di cemento di aumentare la produzione e l'efficienza della macinazione e migliorare significativamente le prestazioni, la qualità e la manipolazione del cemento finito, consentendo così un aumento della produttività e della redditività del cemento. L'uso di SCM potrebbe continuare a diminuire dopo il 2030, ma più lentamente, raggiungendo 0,57 nel 2050. Il calcare e l'argilla calcinata saranno i principali materiali alternativi utilizzati nei cementi miscelati entro il 2050. Poiché 0,5 è il rapporto clinker-cemento tecnicamente più basso possibile, sono necessarie altre misure per ottenere riduzioni più profonde delle emissioni. Nella fase iniziale si assisterà probabilmente ad una sostituzione del carbone con gas naturale per una quota che passerà dal 15% a circa il 40% dell'energia termica. L'utilizzo delle biomasse e rifiuti rinnovabili passerà dall'attuale 5% al 35%. Il 25% rimanente dovrà essere coperto da idrogeno e elettrificazione diretta.

L'elettrificazione diretta dei forni da cemento è oggi allo stadio di piccolo prototipo e quindi inizierà probabilmente ad essere implementata solo dopo il 2040 su piccola scala. Dal 2040, l'idrogeno fornirà circa il 10% del fabbisogno di energia termica nei forni da cemento, con una progressiva miscelazione di modeste quantità. I bruciatori esistono già in commercio, ma andranno risolti alcuni aspetti relativi alla combustione, come la riduzione della vita dei refrattari dovuta all'idratazione di MgO con conseguente disgregazione e al maggior carico termico. L'industria italiana del cemento è leader mondiale in tema di efficienza energetica, utilizzo di combustibili secondari ed economia circolare. Nei forni ita-

liani si fa un abbondante uso di combustibili solidi secondari (CSS) e di pneumatici usati. L'uso dell'idrogeno sarà indispensabile anche per fronteggiare la limitata disponibilità di forniture di biomassa sostenibile.

Nel settore della ceramica, affine al settore cemento, sono state avviate verifiche preliminari per l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile, in particolar modo da parte dei produttori di impianti. Le prime verifiche svolte, seppur a livello embrionale, portano a pensare che l'idrogeno sia utilizzabile come combustibile per facilitare l'atomizzazione nei forni, ovvero i principali processi termici che caratterizzano il settore. Serviranno tuttavia approfondimenti tecnici sui materiali da adottare per la combustione (la temperatura di fiamma dell'idrogeno è superiore a quella del gas naturale tipicamente impiegato) e sulla incidenza sul processo dei maggiori volumi di acqua generati dalla combustione ad idrogeno (a parità di potenza termica erogata), in particolar modo pensando ai processi dove l'energia termica ha funzione essiccative come nell'atomizzatore. Più in generale, gli approfondimenti saranno a maggior ragione necessari dato che i processi termici del ciclo ceramico prevedono, a tecnologia attuale, sempre un utilizzo diretto dei fumi di combustione sul prodotto da trattare.

A valle delle verifiche sulle possibilità di adeguare il processo, andranno inoltre valutati gli effetti sul prodotto, in particolar modo in riferimento alla cottura, in cui la trasmissione di calore avviene con un opportuno equilibrio di convezione e irraggiamento. L'adozione dell'idrogeno altererebbe sicuramente tale equilibrio (a causa dei diversi volumi in gioco, della diversa temperatura di fiamma, etc.) e necessiterebbe sicuramente di una fase di test ed adeguamento per garantire le qualità del prodotto offerto.



⁶³ Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency IEA. May 2021

5.3.2 Integrazione tra sistema idrico e filiera dell'idrogeno

Un settore industriale, per cui è possibile prevedere una proficua integrazione con la filiera di produzione ed utilizzo dell'idrogeno, è il sistema idrico, in particolare per quanto riguarda gli impianti di trattamento delle acque reflue.

Tali impianti sono numerosi, diffusamente presenti nel territorio, di grandi dimensioni e intrinsecamente energivori: tutte queste caratteristiche li rendono adatti all'integrazione con l'idrogeno, con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità ambientale del sistema idrico tramite un virtuoso processo di economia circolare.

Il settore del trattamento delle acque reflue è basato su infrastrutture che sono già provviste di tecnologie per il recupero e lo sfruttamento delle risorse presenti durante le varie fasi del processo a cui sono sottoposte, sia le acque reflue che i fanghi; tuttavia, il rinnovato interesse per le tecnologie dell'idrogeno spinge ad indagare le ulteriori opportunità che tali tecnologie possono offrire [45]

Un primo approccio tecnologico per aumentare l'efficienza energetica e la sostenibilità ambientale degli impianti consiste nel produrre H_2 direttamente dalle acque reflue. Un'ampia indagine delle possibilità di integrazione di tecnologie dell'idrogeno è riportata in [46]: sono stati analizzati nove diversi metodi di produzione di H_2 (fermentazione oscura, foto-fermentazione, fotocatalisi, metodi fotoelettrochimici, elettrolisi microbica, elettrolisi, elettrodialisi inversa, elettrodialisi microbica e gassificazione supercritica dell'acqua) dal punto di vista economico, energetico ed ambientale.

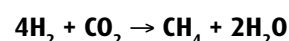
I metodi biologici sono i più maturi dal punto di vista dell'applicabilità industriale, nonché gli unici per cui siano state svolte prove in impianti pilota e non soltanto in laboratorio, mentre quelli fotonici sono in fase di rapido sviluppo grazie all'utilizzo di nuovi materiali per i foto-catalizzatori.

A livello economico la fermentazione oscura è il metodo meno dispendioso (seguito da foto-fermentazione ed elettrolisi microbica), ma il costo di produzione dell'idrogeno (2,50-3,20 \$/kg) è comunque superiore al target di 1,50 \$/kg indicato affinché tale processo sia profittevole [47].

L'elettrolisi microbica è invece la tecnologia con impatto ambientale minore, seguita da fotocatalisi e metodi fotoelettrochimici [46]. Il basso GWP (*Global Warming Potential*) di queste tecnologie le rende promettenti e valide (nel medio termine) per la decarbonizzazione del sistema idrico, nonostante nessuna di esse sia già disponibile a livello commerciale.

La produzione diretta di H_2 non è però l'unica possibilità di integrazione tra il sistema idrico e la filiera dell'idrogeno: di particolare interesse è il trattamento dei fanghi, eventualmente con apporto di frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), che offre margini di ottimizzazione energetica e contenimento delle emissioni tramite processi in cui si sfrutta l'idrogeno [45]

Uno dei più promettenti tra questi processi è la metanazione idrogenotrofa: alcuni microrganismi specifici (le *Archaea Idrogenotrofe*, che vivono in ambienti estremi caratterizzati da assenza di ossigeno e temperature elevate) possono catalizzare la conversione di CO_2 in biometano (CH_4) secondo la seguente reazione:



La CO_2 è presente negli impianti di depurazione delle acque reflue in quanto prodotto della digestione anaerobica dei fanghi (solitamente il biogas prodotto contiene il 30/40% in volume di CO_2), e può essere ottenuta allo stato pressoché puro a seguito di processi di upgrading del biogas e produzione di biometano.

Nel sistema idrico è quindi possibile sfruttare questa CO_2 (che solitamente non viene valorizzata) tramite la metanazione: la percentuale di CH_4 nel biogas è limitata al 55/60% in quanto i fanghi non contengono abbastanza idrogeno per ottenere una conversione completa del carbonio [48]. Aggiungere H_2 al processo porterebbe quindi ad un aumento del metano (utilizzabile, ad esempio, per cogenerazione o immissione in rete) nel biogas.

Un metodo praticabile è quello di produrre idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua, sfruttando energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: questo accoppiamento tra gestione dei fanghi e sistemi di produzione di idrogeno verde risulta particolarmente strategico in previsione dell'aumento del numero di impianti fotovoltaici ed eolici che avverrà nei prossimi anni. La diffusione capillare (a livello nazionale) degli impianti di depurazione e della rete del gas naturale è un altro fattore che facilita il migliore sfruttamento dell'eventuale surplus di energia rinnovabile prodotta [45].

Vi è inoltre la possibilità di installare impianti fotovoltaici, eolici e mini-idro direttamente nel sito di depurazione delle acque (visti gli ampi spazi tipicamente disponibili). In questo modo tutto il processo si svolgerebbe localmente: produzione di energia elettrica rinnovabile per gli autoconsumi dell'impianto e l'elettrolisi, produzione di idrogeno e metanazione idrogenotrofa. Ciò comporta un minore carico sulla rete elettrica, con conseguenti minori costi di potenziamento della rete stessa e minori perdite energetiche di trasporto.

La metanazione idrogenotrofa può essere implementata in due modi diversi:

- immissione di H_2 in situ: si installa un sistema di miscelazione di H_2 e biogas all'interno del digestore anaerobico già presente nell'impianto. Dalle sperimentazioni risulta che è necessario dosare l'iniezione di idrogeno in modo che si mantenga un rapporto H_2/CO_2 almeno pari a 7 (teoricamente dovrebbe essere 4) per avere biogas con concentrazione finale di CH_4 pari al 90% [49]. Questo approccio sarebbe di più facile implementazione in impianti di depurazione delle acque reflue già esistenti, grazie ai modesti ingombri aggiuntivi.
- Immissione di H_2 ex situ: si deve installare un reattore addizionale. Ci sono quattro possibili configurazioni dei reattori (continuo a mescolamento, a membrana, a colonna a bolle ed a gocciolamento) [50]. Quest'ultimo (TRL=4) è il più promettente: in [51] sono presentati i risultati di una sperimentazione della durata di 1.200 giorni. Con pressione assoluta interna al reattore pari a 5 bar si è ottenuto un tenore di CH_4 nel prodotto finale pari al 97,7%. Per l'immissione ex situ si mantiene un rapporto H_2/CO_2 circa pari al valore stechiometrico 4 [52].

Il Politecnico di Milano ha condotto una serie di analisi tecnico-economiche per identificare i casi in cui il bioupgrading tramite metanazione idrogenotrofa sia economicamente ed ambientalmente vantaggioso [52]: considerando un consumo specifico per produzione di H_2 pari a circa 50 kWh/kg_{H₂} (tipico di un elettrolizzatore PEM) le emissioni di CO_2 diminuiscono rispetto all'utilizzo diretto di gas naturale soltanto se almeno il 70% dell'elettricità utilizzata proviene da fonti rinnovabili.

Pertanto, visto che il mix di fonti del sistema elettrico italiano ha una frazione di energie rinnovabili pari a poco più del 35% [53], l'implementazione di un sistema di metanazione idrogenotrofa non è giustificata (nel contesto attuale italiano) se l'elettrolisi è ottenuta da generica energia elettrica prelevata dalla rete. Questa opzione risulta invece di notevole interesse se l'alimentazione dell'elettrolisi deriva da un impianto dedicato a fonte rinnovabile, oppure da energia prelevata selettivamente da rete nelle ore di eccedenza di produzione FER.

Per il caso specifico degli impianti di trattamento acque si ha inoltre l'ulteriore possibilità di sfruttare anche l'ossigeno prodotto dall'elettrolizzatore assieme all'idrogeno: questo può essere insufflato nelle vasche di ossidazione, dove microrganismi batterici degradano la sostanza organica. L'ossigeno viene consumato velocemente e dev'essere quindi continuamente introdotto nelle vasche.

Insufflare direttamente ossigeno anziché aria porta ad un risparmio energetico del sistema di ventilazione, a fronte di un aumento della complessità impiantistica. Si devono quindi effettuare valutazioni tecnico-economiche specifiche per il singolo impianto per comprendere la fattibilità di questo intervento.

Un altro utilizzo possibile dell'ossigeno è quello di trasformarlo in ozono (O_3) in appositi generatori (per azione di opportune scariche elettriche ad alto voltaggio e medio-alta frequenza): i generatori di ozono operano con consumi elettrici specifici da 6,5 a 13 kWh/kg_{O₃} [54].

L'ozono può essere poi applicato singolarmente o in combinazione con raggi ultravioletti (UV), acqua ossigenata (H_2O_2) e catalizzatori dedicati per ottimizzare i processi di ossidazione e conseguente distruzione delle sostanze nocive e di molti inquinanti presenti in acque potabili, di scarico e negli effluenti gassosi [54].

Uno studio per valutare i vantaggi energetici ed economici delle tecnologie dell'idrogeno nell'ambito di impianti di depurazione delle acque reflue è stato svolto in collaborazione tra Politecnico di Milano, RSE ed il gruppo CAP (Consorzio Acqua Potabile) [55]: l'impianto di trattamento delle acque di Bresso è stato preso come riferimento per l'analisi, considerandone i reali autoconsumi e spazi disponibili.

Attualmente nell'impianto si producono 135 Nm³/h di biogas (che viene poi trattato in apposite membrane per up-grading) ed è presente un impianto fotovoltaico da 20 kW di potenza nominale.

Si è valutata l'opzione di incrementare la potenza dell'impianto fotovoltaico per poter produrre (e accumulare) idrogeno da elettrolisi, tramite l'elettricità in eccesso generata; esso si potrà utilizzare in un metanatore ex situ (insieme alla CO_2 uscente dalla sezione di up-grading) per aumentare la produzione di CH_4 . Inoltre, è stata considerata la possibilità di sfruttare l' O_2 prodotto dall'elettrolisi per ossigenare i fanghi attivi, risparmiando così parte dei consumi di ventilazione dell'aria.

Sono state ottimizzate le taglie di fotovoltaico da installare, elettrolizzatore, sistema di stoccaggio dell' H_2 e metanatore; successivamente si è calcolato un LCOBio- CH_4 (costo livellato del biometano prodotto in più rispetto all'attuale impianto) pari a 11,7 €/kg con gli attuali costi delle tecnologie considerate (produzione extra di biometano pari a 1.0 kNm³_{CH₄}/a), che scenderebbe a 1.8 €/kg (111.0 kNm³_{CH₄}/a) se queste dovessero godere dell'effetto di economia di scala, come da previsioni per il 2030 [55]. Si prevede di installare questo impianto presso la struttura di Bresso, in modo da poter convalidare i risultati ottenuti.

5.3.3 Un esempio di “Hydrogen Valley”: il progetto LIFE CABEZO GREENH2 - Produzione di idrogeno verde per decarbonizzare il trattamento dei residui di carne

LIFE CABEZO GREENH2 mira ad integrare la tecnologia dell'idrogeno per contribuire alla mitigazione delle emissioni di CO2 sostituendo il gas naturale utilizzato come combustibile nel trattamento dei residui di carne con idrogeno rinnovabile generato in loco. A questo scopo, un impianto di produzione di idrogeno basato su una tecnologia di elettrolisi dell'acqua sarà installato a Muel (Saragozza), un'importante area industriale della Spagna, al fine di produrre più di 100 tonnellate di idrogeno verde all'anno da utilizzare nella decarbonizzazione di questa industria. Il progetto, che ha una durata di 3,5 anni (luglio 2021-dicembre 2024) è stato finanziato con 2,5 M€ dal programma LIFE 2020 dell'Unione Europea.

5.3.3.1 Residuos Aragon: trattamento e valorizzazione dei rifiuti animali in Spagna

In Spagna ogni anno si generano circa 2 milioni di tonnellate di rifiuti animali, la cui raccolta e trattamento comporta un costo annuale di circa 150 milioni di euro. Questi rifiuti sono parti di animali che non possono essere utilizzate per il consumo umano o animale e devono essere gestite adeguatamente. Per ragioni sanitarie, questi residui devono essere trattati seguendo un protocollo regolamentato, secondo la legislazione europea, in base alla loro pericolosità per la salute o l'ambiente.

Residuos Aragon, situata a Los Pitarcos (Muel, Saragozza) è una delle quattro aziende spagnole che opera nel trattamento e valorizzazione dei rifiuti animali, includendo l'intera catena del valore: raccolta, trasporto, trattamento, stoccaggio e trasformazione in prodotti a valore aggiunto. L'impianto (con una superficie di 30.000 m²) è progettato per trattare più di 70.000 tonnellate di rifiuti all'anno, con la possibilità di estendere gli impianti di produzione per raggiungere una capacità di 210.000 tonnellate all'anno. Il processo innovativo utilizzato da Residuos Aragon ha come risultato la trasformazione dei rifiuti animali in diversi tipi di grasso/olio che possono essere successivamente utilizzati in altri processi industriali. Genera anche biocarburanti e una polvere calorifica per la produzione di cemento.

Oggi Residuos Aragon utilizza una grande quantità di gas naturale come combustibile per produrre vapore nel termo-ossidatore principale, figura 5.20, che genera fino a 17.000 kg/ora di vapore necessari nel processo di trasformazione. Questo vapore porta i residui animali a temperature molto alte, il che permette di separare il grasso dal resto delle parti solide e raccoglierlo in forma liquida. I gas di scarico vengo-

no trasferiti alla zona di combustione dove si raggiungono le massime temperature e permettono il processo di ossidazione che elimina il cattivo odore e recupera l'acqua residua.

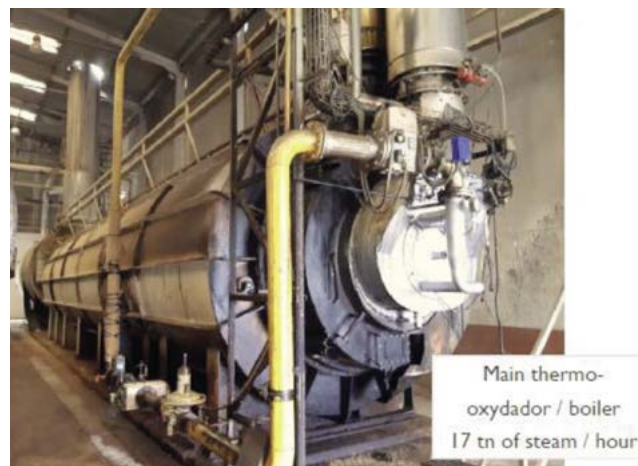


Figura 5.20 - Principale termo-ossidatore del processo Residuos Aragon

L'obiettivo principale di questo progetto è quello di dimostrare l'integrazione dell'idrogeno verde nel processo di trattamento e trasformazione dei residui di carne all'interno di Residuos Aragon, raggiungendo fino a un 20% in volume di idrogeno verde nel flusso di gas naturale fornito come carburante. Poiché il gas naturale e l'idrogeno sono gas con proprietà e caratteristiche diverse, l'idrogeno non può semplicemente sostituire il gas naturale perché l'attrezzatura non è ancora pronta a gestire il nuovo vettore energetico, ma sarà necessaria una attività di revamping sulla caldaia esistente.

5.3.3.2 Impianto di produzione di H2 PEM da 1 MW

Un elettrolizzatore PEM da 1 MW sarà sviluppato nel quadro del progetto da una società spagnola chiamata H2Greem. L'elettrolizzatore sarà basato su configurazioni avanzate di celle con metodi di produzione a basso costo. Questi progressi non solo ridurranno il costo dei componenti sviluppati, ma massimizzeranno anche l'efficienza globale del sistema. L'elettrolizzatore dovrebbe produrre 18 kg all'ora di H2 di alta qualità (99,999%) e operare dinamicamente in una gamma di 5-100%, rispondendo in modo rapido alle fluttuazioni degli input di energia rinnovabile.

L'elettrolizzatore sarà alimentato da un parco eolico situato a circa 5 km dal sito industriale. Il parco eolico di Cabezo San Roque, sviluppato e gestito da Falck Renewables (ora Renantis) dal 2004 nello stesso villaggio di Muel, ha una comprovata esperienza in termini di generazione elettrica. Il parco eolico ha una capacità installata di 23,25 MW ed ha una produzione media di 2.200 ore equivalenti all'anno. Dal 2016 al 2019, il parco eolico ha registrato costantemente una produzione media annua di oltre 50 GWh.

Per massimizzare l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile per la produzione di idrogeno verde, e minimizzare il degrado dell'elettrolizzatore dovuto a un funzionamento estremamente dinamico, la capacità dell'elettrolizzatore è stata fissata in 1 MW. Secondo simulazioni precedenti, il sistema Wind-H₂, figura 5.21, fornirebbe circa 100 tonnellate/anno di H₂ verde considerando più di 5.000 ore di funzionamento direttamente con energia rinnovabile. Tuttavia, data l'in-

termittenza della produzione di energia elettrica del parco eolico di Cabezo San Roque, si sta pensando di collegare l'impianto H₂ anche ad nuovo impianto solare fotovoltaico per combinare sia il profilo solare, che quello eolico al fine di aumentare il fattore di carico dell'elettrolizzatore, mitigando i potenziali rischi di carenze elettriche dovute a condizioni climatiche sfavorevoli che influenzerebbero la produzione di idrogeno rinnovabile.

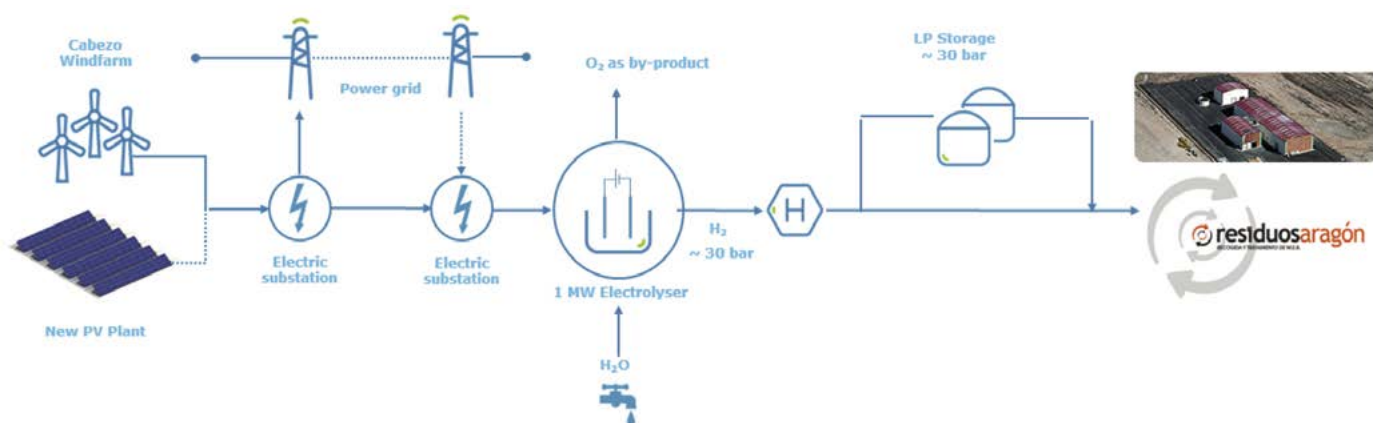


Figura 5.21 - Schema semplificato del funzionamento dell'impianto

5.3.3.2 Il consorzio

Il consorzio è composto da 5 aziende che coprono tutta la catena del valore dell'idrogeno verde:

- FALCK RENEWABLES (ora Renantis), proprietaria del parco eolico che fornirà energia all'impianto di idrogeno
- ENAGAS, coordinatore del progetto. Sarà coinvolto nella progettazione dell'impianto di idrogeno
- H2GREEM svilupperà la tecnologia di elettrolisi PEM fino alla scala di 1 MW
- RESIDUOS ARAGON, acquirente dell'H₂ verde prodotto dall'impianto
- LOONIT, società di consulenza (specializzata in progetti di idrogeno) che realizzerà le attività relative al business plan.

5.4 Immissione di idrogeno nella rete gas

Nell'ottica di ridurre significativamente le emissioni di gas serra in ambito civile, si dovrebbe progressivamente abbandonare il gas naturale a favore dell'elettrificazione. Questo passaggio può presentare criticità a causa della necessità di espandere le infrastrutture elettriche [56] e adattare gli edifici a tecnologie di riscaldamento basate sull'energia elettrica.

Mantenere attive le esistenti reti gas potrebbe rivelarsi una soluzione complementare tecnicamente ed economicamente accettabile: l'idrogeno, in quanto vettore energetico sostenibile, può essere iniettato (in miscela con il gas naturale) nella rete gas già esistente per diminuire l'impatto dei processi per i quali è difficile raggiungere una completa elettrificazione [57].

L'iniezione di H₂ nella rete permetterebbe una diminuzione (seppur limitata) delle emissioni di gas serra da parte degli utilizzatori finali: ad esempio, iniettando H₂ con una concentrazione volumetrica pari al 20%, si otterrebbe una riduzione di emissioni di gas serra del 7%. Queste emissioni verrebbero completamente eliminate, invece, se si sostituisse completamente il gas naturale con l'idrogeno.

Infine, la rete gas ha il vantaggio, rispetto a quella elettrica, di poter naturalmente permettere lo stoccaggio e/o l'utilizzo in tempo reale di grandissime quantità di energia in eccesso, anche per lunghi periodi [57]: si ricorda che gli attuali consumi di gas naturale in Italia sono di circa 70 MLD di Sm^3 /anno, equivalenti a 650 TWh/anno, e l'immissione in rete di notevoli quantità di idrogeno, anche per tempi di settimane o mesi, come possono tipicamente derivare da una produzione eolica eccedente la domanda, risulta operazione fattibile, pur mantenendo valori di concentrazione di idrogeno in ciascun punto della rete entro limiti di sicurezza.

Rimangono tuttavia diverse problematiche di natura tecnica (resistenza meccanica dei materiali all'iniezione di idrogeno) ed economica sull'iniezione di idrogeno nella rete del gas: [58] dall'analisi di alcuni progetti reali si è evidenziata la necessità di interventi governativi di incentivazione dato che la produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi è attualmente troppo costosa [58].

Vanno inoltre approfonditi gli effetti dell'iniezione di idrogeno sulla rete e sugli utilizzatori finali.

La prestazione e la durata di alcune leghe metalliche (tra cui l'acciaio inossidabile), possono diminuire drasticamente quando esposte all'idrogeno per lunghi periodi. Il meccanismo di degrado è basato sull'assorbimento di una molecola di idrogeno sulla superficie metallica e la successiva diffusione degli atomi dell'idrogeno all'interno della microstruttura dell'acciaio. Gli atomi di idrogeno possono accumularsi in alcuni punti e creare molecole di idrogeno, che aumentano lo stress meccanico locale portando alla comparsa di vesciche, fessure e crepe [59]. Sulle condotte ad alta pressione, nonostante le preoccupazioni associate ai processi di fragilimento, non risultano esistere problemi a percentuali di idrogeno fino al 10%, mentre a concentrazioni superiori occorre esaminare caso per caso le caratteristiche delle condotte e le loro condizioni operative.

Per le reti di media e bassa pressione, invece, grazie alle pressioni molto inferiori non sembra esserci un significativo impatto fino a concentrazioni dell'ordine del 25% di idrogeno, né sui tubi in polietilene né su quelli in ghisa (presenti nelle reti più vecchie) o acciaio [59].

Inoltre, in [60] si sottolinea che le stazioni di compressione, che lavorano nella rete gas ad alta pressione, dovrebbero essere potenziate per poter fornire all'idrogeno (meno denso del metano) sufficiente energia per la sua movimentazione.

Un esercizio numerico per quantificare il problema della minore densità energetica dell'idrogeno rispetto al gas naturale è presentato in [61]: per una tubazione di lunghezza 50 km e diametro 1 metro, con pressione di inizio linea pari a

50 bar, sono stati confrontati il trasporto di gas naturale puro con quello di una miscela al 20% in volume di idrogeno, supponendo la stessa caduta di pressione lungo la linea per entrambi i casi.

I risultati ottenuti mostrano che l'energia trasportata (valutata sul Potere Calorifico Superiore) è del 5% inferiore nel caso della miscela, mentre l'energia di ricompressione sale del 10% (il rapporto fra l'energia spesa per la ricompressione e l'energia trasportata aumenta del 16%).

Per questa distanza, l'incidenza dell'energia di ricompressione rispetto a quella trasportata è pari a circa lo 0,1%; si conclude quindi che, fino a distanze di qualche centinaio di km, questo contributo al costo dell'idrogeno è trascurabile.

L'immissione di idrogeno in rete ha un impatto anche sulla misurazione dell'energia fornita ai consumatori finali, specialmente se la sua concentrazione è variabile nel tempo [57]. Nei sistemi attuali viene misurato il volume di gas consumato e non direttamente il suo potere calorifico, che è invece monitorato sulla rete di trasporto e non sulla singola utenza. Visto che lo stesso problema si riscontra anche con l'iniezione in rete di biometano (anch'esso con potere calorifico inferiore, sia pure di poco, rispetto al gas naturale), si stanno già sviluppando metodi adatti a misure estensive del potere calorifico del gas nella rete.

In Italia, un primo importante approccio per l'iniezione di idrogeno nella rete del gas naturale è stato svolto da Snam a partire dal 2019.

5.4.1 L'esperienza italiana e le utenze industriali

Con l'obiettivo di trasportare gas interamente decarbonizzato (idrogeno e biometano) entro il 2050, Snam (società di infrastrutture energetiche attiva nel trasporto, nello stoccaggio e nella rigassificazione del metano) ha dedicato importanti sforzi alla ricerca ed allo studio di nuovi asset secondo standard compatibili anche con l'idrogeno, con l'obiettivo di trasportare non solo gas naturale e biometano, ma anche percentuali crescenti di H_2 in rete [62].

A partire da aprile 2019, per prima in Europa, Snam ha sperimentato l'immissione di un mix di gas naturale e idrogeno (al 5% in volume) nella sua rete di trasmissione a Contursi Terme (SA). Questa miscela veniva fornita a due utenze industriali della zona, un pastificio ed un'azienda di imbottigliamento di acque minerali. A dicembre 2019 la percentuale di idrogeno in miscela è stata raddoppiata al 10% volumetrico.

Nel 2020, inoltre, Snam ha iniziato a testare una turbina ibrida a idrogeno (può bruciare miscele di gas naturale e idrogeno con concentrazioni volumetriche di quest'ultimo dal 5 al 100%): si tratterà del primo caso, a livello mondiale, di turbogas operante con idrogeno in miscela con gas di rete,



progettato per l'impiego in un'infrastruttura di trasporto del gas naturale. La turbina, prodotta da Baker Hughes in Italia, sarà installata entro il 2021 nell'impianto di spinta di Snam a Istrana, in provincia di Treviso e verrà operata con miscele contenenti fino al 10% volumetrico di H_2 .

Le prove svolte (per un totale di circa due mesi) nel progetto di Contursi non hanno evidenziato problemi a livello meccanico dei componenti della rete gas né criticità funzionali delle utenze industriali, pertanto si prevede di continuare con l'aumento della concentrazione in rete di idrogeno (fino almeno al 20% volumetrico).

Queste sperimentazioni si affiancano alle analisi che Snam svolge sulle proprie infrastrutture, i cui risultati evidenziano come il 70% dei metanodotti della rete di trasmissione gas di Snam sia già costruito con materiali compatibili per trasportare quantità elevate di idrogeno miscelate con gas naturale.

5.4.2 Utilizzi di miscele di idrogeno e gas naturale in ambito civile

Il contesto del riscaldamento urbano è sicuramente il più importante in ambito civile dal punto di vista dei consumi di energia e dell'impatto ambientale. Il 60% circa dell'energia domestica viene utilizzata per riscaldare gli spazi abitativi, l'acqua calda sanitaria ed il cibo. Questo settore è respon-

sabile del 23% delle emissioni globali di CO_2 , soprattutto a causa degli edifici più datati. In Italia, ad esempio, il 60% degli edifici ha più di 45 anni ed è responsabile del 92% delle emissioni (circa 70 kg/m²/anno, il doppio rispetto agli edifici moderni) [63]. L'idrogeno può fornire un'alternativa alle pompe di calore elettriche nel contesto del riscaldamento urbano, specialmente nelle regioni più fredde (dove scende il rendimento delle pompe di calore e si ha altresì maggiore necessità di riscaldamento) o proprio in quegli edifici datati e poco efficienti, difficili da adattare alle tecnologie elettriche [64]. Tuttavia, anche le apparecchiature domestiche risentono dell'iniezione di idrogeno: un'ampia analisi a riguardo è stata svolta in [65]. Gli autori hanno studiato i possibili problemi legati all'adattamento di fornelli, forni e caldaie alimentate con idrogeno al 100%, identificando i componenti che necessitano di essere riprogettati per tale scopo. Sono state esplorate tre opzioni:

- 1) nuovi prodotti sviluppati specificatamente per funzionare con idrogeno;
- 2) adattamento di apparecchiature esistenti per passare al funzionamento ad idrogeno;
- 3) nuovi prodotti che possano continuativamente alterare il funzionamento ad idrogeno con quello a gas naturale.

Per l'adattamento di apparecchiature esistenti il problema risulta essere quello di prestazioni non ottimizzate (rendimento non massimizzato) per il funzionamento con idrogeno, oltre alla difficoltà pratica nell'adattare le caldaie. Il funzionamento alternato presenta invece la problematica di richiedere il raddoppio di alcuni componenti, con conseguente significativo aumento delle dimensioni.

La visione generale dell'industria prevede inizialmente lo sviluppo di apparecchiature domestiche ad hoc per il funzionamento ad idrogeno (opzione 1) e solo successivamente di quelle a doppia alimentazione.

Per tutte le apparecchiature domestiche, le principali criticità tecniche sono dovute ai bruciatori: l'idrogeno, infatti, ha una maggiore velocità di fiamma, un più ampio campo di infiammabilità e temperature di fiamma superiori rispetto al gas naturale [65]. Per risolvere questi aspetti si stanno studiando nuove geometrie e nuovi materiali per i bruciatori, ma si è ancora in una fase di ricerca e sviluppo per trovare soluzioni ottimali. Tubi, scambiatori di calore e valvole mantengono gli stessi principi di funzionamento e devono essere solo marginalmente adattati a causa delle diverse caratteristiche di combustione dell'idrogeno.

In altri studi è stato valutato l'impatto dell'idrogeno su apparecchiature domestiche esistenti in concentrazioni volumetriche fino al 10% [66] [67]: il lieve aumento della velocità di fiamma non causa rischi di sicurezza, così come l'aumento di vapore acqueo generato in seguito alla combustione. La possibilità di perdite di gas attraverso tenute e valvole (a causa della ridotta dimensione della molecola di H_2) rende necessari ulteriori test nel prossimo futuro per verificare la resistenza meccanica e la sicurezza delle apparecchiature.

5.4.3 Considerazioni economiche

Si ritiene necessario effettuare una valutazione economica semplificata sul blending metano-idrogeno nel contesto italiano:

- i costi attualmente stimati dell'idrogeno "verde" oscillano fra 5 e 8 €/kg, che equivalgono a circa 150-240 €/MWh. Questo è un valore ben superiore al prezzo medio per unità di energia del gas naturale, facendo riferimento ai valori storici dell'ordine di 20 – 30 €/MWh. Anche tenendo conto delle emissioni evitate, valorizzabili in $0,2 \text{ t}_{CO_2}/\text{MWh}$ per 80 €/t_{CO₂} (attuale prezzo ETS), il delta rispetto al gas di origine fossile resta elevato e non giustificerebbe economicamente l'operazione di blending. Abbastanza diverso sarebbe il risultato se si facesse riferimento ai valori molto elevati dei prezzi del gas verificatisi a partire dall'autunno 2021, che hanno superato 100 – 150 €/MWh, e nel

contempo si assumesse che l'energia elettrica da fonti rinnovabili è valorizzata al costo LCOE di produzione;

- se si considera l'avvio di una produzione di idrogeno rinnovabile da elettrolisi, come pianificato dal PNRR, si avranno inevitabilmente eccedenze di lungo periodo di produzione di idrogeno, non gestibili in termini sostenibili con lo stoccaggio. In questi casi il blending è l'unica alternativa praticabile per un utilizzo di quella quota di energia. Essa va quindi conteggiata, a livello di sistema, come a costo nullo, non essendovi alcuna opportunità legata ad altri impieghi. In questo senso, risulta corretto attribuire al costo dell'idrogeno immesso la sola quota parte dell'ammortamento dell'impianto di produzione che, riferita ad un costo di investimento di 1.000 €/kW di alimentazione elettrica, sulla base di un'ipotesi di 2.000 ore annue equivalenti di funzionamento e di un fattore di annualità pari a 10, risulta di 2,5 €/kg_{H₂}. Tale valore equivale a 76 €/MWh sul PCI dell'idrogeno, a cui vanno detratti 16 €/MWh come valorizzazione delle emissioni di CO₂ evitate. Il confronto con il prezzo medio "storico" del gas naturale di circa 25 €/MWh evidenzia che con le tecnologie attuali il ritorno degli investimenti nel caso del blending richiederebbe contributi in conto capitale di almeno il 50-60%, o forme equivalenti di sussidio.

5.5 Produzione di metano sintetico

Negli ultimi anni il metano sintetico si è fatto strada nell'agenda politica comunitaria ed è attualmente uno dei temi più discussi a livello europeo. Per i policy-maker dell'Unione europea, puntare su questa fonte consentirebbe di andare in una direzione di decarbonizzazione del sistema energetico, con particolare priorità ai processi di produzione a basse o zero emissioni di carbonio. Il metano sintetico sembra infatti rappresentare la soluzione ideale affinché questo gas continui a svolgere un ruolo significativo in un sistema energetico a sempre più ridotte emissioni di CO₂. Non bisogna infatti dimenticare che quando si parla di gas naturale si sta parlando di una fonte che attualmente copre un quarto della domanda energetica europea. Il metano sintetico è un gas prodotto artificialmente a partire da energia rinnovabile e anidride carbonica. Se infatti pensiamo di produrre metano sintetico a partire esclusivamente da energia rinnovabile otterremmo un combustibile interamente rinnovabile; il grosso vantaggio del SNG (Synthetic Natural Gas), rispetto al gas naturale di origine fossile, è che la sua generazione richiede l'impiego di CO₂: si assorbe infatti anidride carbonica che altrimenti andrebbe dispersa in atmosfera o comunque stoccata in apposite strutture. Il metano tradizionale invece viene estratto da giacimenti fossili, purificato e immesso in rete per essere

distribuito a tutte le utenze. Le caratteristiche del gas però rimangono identiche sia che si tratti di metano di origine fossile che di origine rinnovabile (sintetico).

Le principali tecnologie per la produzione di metano sintetico da immettere nella rete del gas naturale sono elencate di seguito [68]:

- **Produzione biochimica del biometano:** partendo da opportuni tipi di biomassa, il metodo più sviluppato e ampiamente impiegato è la conversione biologica della biomassa stessa tramite fermentazione. Il biogas prodotto contiene circa il 50-75% di metano e la restante frazione è costituita dall'anidride carbonica. Si rende necessario un processo di upgrading con l'impiego di un'unità di separazione della CO_2 per ottenere metano con una purezza adeguata all'immissione in rete.
- **Produzione termochimica del gas naturale sintetico:** un secondo percorso per la generazione del SNG è un processo termochimico che consiste nella gassificazione della biomassa, seguita da una purificazione del gas e sintesi catalitica del metano con upgrading finale.
- **Produzione elettrochimica** del gas naturale sintetico: il terzo metodo è la produzione di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua, sfruttando l'elettricità in eccesso prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili e conseguente sintesi del metano a partire dall'anidride carbonica, che può essere ottenuta da diverse fonti (gas di scarto dell'upgrading del biogas, CO_2 separata da fumi di combustione ecc.).

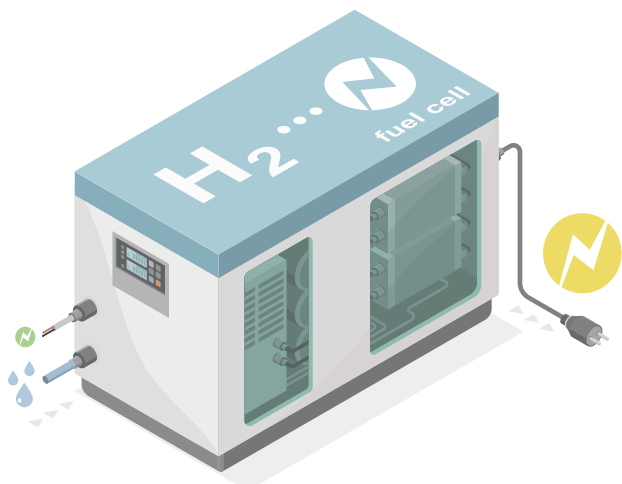
Ad oggi esistono più di 120 impianti per la produzione di metano sintetico installati in Germania con una capacità di

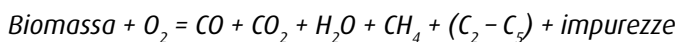
circa 71.000 m^3/h di SNG, e 277 in tutto il mondo. In Italia attualmente sono installati 21 impianti di produzione di biometano con una capacità circa di 28.000 Sm^3/h .

La produzione biochimica del gas naturale sintetico tramite fermentazione della biomassa è la tecnologia più matura da un punto di vista industriale e applicativo. I principali step, che permettono di convertire la biomassa agricola in SNG, includono la fermentazione e l'upgrading del biogas fino ad ottenere un prodotto che rispetta gli standard necessari per l'immissione in rete del biometano.

La produzione del biogas grezzo si basa sulla digestione anaerobica di materiale biodegradabile, quale letame, liquami, rifiuti municipali e raccolto/scarti agricoli. Nel processo di decomposizione, i microorganismi (acetoclasti e metanogeni), operando in un ambiente anaerobico, trasformano la materia organica in biogas e residuo solido. Il processo biochimico di conversione include i quattro stadi principali della digestione anaerobica: idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi. Ci sono molti fattori che possono influenzare i processi biologici, primi tra questi: il pH, la temperatura, il tempo di residenza, il contenuto organico iniziale ecc. Nella fase successiva, avviene una prima purificazione del biogas grezzo, tramite condensazione dell'acqua: cicloni e trappole di condensa possono essere impiegati per la separazione fisica dell'acqua fino al raggiungimento del punto di rugiada, mentre metodi di essiccamento chimico tramite adsorbimento o assorbimento dell'acqua possono essere necessari qualora si desideri raggiungere una purificazione ulteriore. In un secondo stadio, si procede alla rimozione di H_2S dal biogas grezzo. In particolare, esistono due metodi: la rimozione in situ, all'interno del digestore o la rimozione a valle del digestore. Infine, grazie alla separazione della CO_2 , il potere calorifico del biogas aumenta, a scapito della densità relativa, ottenendo un più alto indice di Wobbe del gas finale. Diverse tecniche possono essere impiegate per la separazione della CO_2 : assorbimento fisico e chimico, pressione swing adsorption o vacuum swing adsorption (PSA/VSA), separazione tramite membrana o criogenica [69].

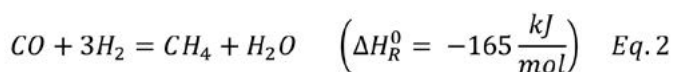
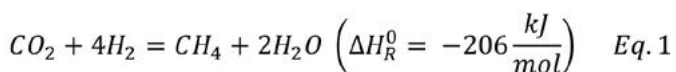
La produzione termochimica del SNG a partire dalla biomassa lignocellulosica è una tecnologia più recente e meno matura; infatti, non è ancora stata pienamente sviluppata in scala industriale, ma solo con piccoli impianti pilota. La prima fase del processo di produzione termochimica è il trattamento della biomassa. A seconda del contenuto di acqua e della tecnologia che si intende impiegare per la gassificazione, la materia grezza deve essere preparata e trattata tramite essiccamento, macinazione e/o setacciatura. Il processo successivo consiste nella gassificazione, con cui la biomassa solida viene convertita in vettore energetico in forma gassosa. Tipicamente la gassificazione può essere descritta tramite la seguente reazione semplificata:





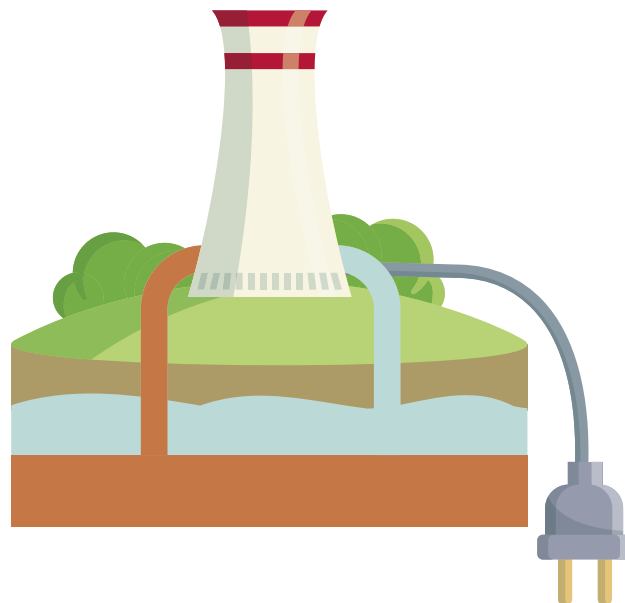
Esistono diverse classificazioni dei gassificatori, a seconda del tipo di reattore (fisso, fluidizzato o trascinato), del tipo di energia fornita (allotermica o autotermica), dell'agente che gassifica (aria o ossigeno) o della pressione operativa presente (reattore pressurizzato o atmosferico). In base alla tecnologia impiegata per la gassificazione, i principali contaminanti presenti nel gas di sintesi sono: particolato, catrame, idrocarburi pesanti, zolfo, azoto, alogeni e metalli alcalini. I metodi impiegati per la rimozione delle impurezze sono HGC (hot gas cleaning) o CGC (cold gas cleaning) a seconda della temperatura a cui avviene il trattamento. Dopo la rimozione dei contaminanti, è necessario aumentare il contenuto di metano per poter rispettare gli standard necessari all'immissione in rete del gas naturale. A questo scopo, gli ossidi di carbonio vengono idrogenati tramite il processo di metanazione catalitica.

Sia la metanazione a partire da CO_2 che da CO , descritta in Eq. 1 e Eq. 2, è una reazione fortemente esotermica, accompagnata da una riduzione in volume e quindi favorita alle alte pressioni e basse temperature.



Entrambe le reazioni sono esotermiche, per cui la rimozione del calore è un parametro di grande importanza che può influenzare sia la termodinamica, sia i meccanismi di reazione, sia la cinetica [70]. L'avvelenamento del catalizzatore, specialmente se viene impiegato Nickel, è un fenomeno che deve essere tenuto in considerazione a causa della presenza di zolfo e componenti del cloro.

A differenza delle tecnologie finora analizzate, la generazione dell'idrogeno, a partire dall'elettrolisi dell'acqua, sfrutta la possibilità di impiegare l'eccesso di energia elettrica prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili per la produzione di gas naturale sintetico. Un secondo importante vantaggio di questa tecnologia risiede nell'impiego della CO_2 che può derivare da impianti quali produzione di biogas, gassificazione della biomassa, incenerimento dei rifiuti, impianti geotermici o cattura della CO_2 da impianti di potenza che impiegano fonti fossili. Il primo stadio per la produzione del gas naturale sintetico per via elettrolitica è la generazione di idrogeno a partire da elettrolisi. Nel paragrafo "barriere tecnologiche" sono state presentate le diverse tecnologie di elettrolizzatori presenti sul mercato e in via di sviluppo. La seconda fase per la produzione di metano sintetico a partire dall'elettrolisi dell'acqua consiste nella metanazione dell'a-



nidride carbonica con l'idrogeno, che è lo stesso processo precedentemente descritto nel paragrafo relativo alla produzione termochimica di SNG. La principale differenza consiste nella minor reattività della reazione di metanazione a partire da CO_2 rispetto alla CO e una minor produzione di calore che semplifica la gestione del reattore.

Esistono inoltre tecnologie ibride che combinano questi tre processi appena descritti. Ad esempio, la produzione di SNG per via elettrolitica è combinata alla produzione per via biochimica. L'anidride carbonica derivante da impianti di upgrading del biogas può essere impiegata per produrre metano sintetico a partire da idrogeno prodotto per via elettrolitica. Quindi l'impianto di metanazione non solo permetterebbe di effettuare l'upgrading del biogas, producendo combustibile rinnovabile, ma si configurerebbe, a tutti gli effetti, come una tecnologia Power to Gas, con la quale far fronte alle situazioni di surplus di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili attraverso i consumi dell'elettrolizzatore, convertendo energia elettrica (Power) in energia chimica (gas), da immettere nel grande sistema di accumulo e di consumo della rete gas, con notevoli benefici anche per il sistema elettrico. Anche la produzione del SNG per via termochimica può essere combinata con la generazione di idrogeno a partire da elettrolisi. L'idrogeno e l'ossigeno prodotto dall'elettrolizzatore possono infatti essere impiegati in maniera efficiente nel processo termochimico di produzione del SNG.

Le tecnologie proposte per la produzione di SNG presentano un TRL (technology readiness level) molto differente tra loro, per cui un'adeguata analisi economica, in cui vengano confrontate le tecnologie proposte, risulta di difficile esecuzione. Ad esempio, la produzione biochimica di gas naturale sintetico ha un TRL pari a 9 mentre la produzione termochimica pari a 7 e la generazione elettrolitica compreso tra 5 e 6 [71]. La produzione elettrolitica di SNG ha il più basso va-

lore di TRL rispetto alle altre tecnologie proposte e le analisi economiche presenti in letteratura sono fortemente influenzate dalle assunzioni di base, quali ad esempio il numero di ore operative dell'impianto.

Secondo la letteratura, il costo specifico medio di produzione del SNG per via biochimica varia tra 60 e 140 €/MWh_{SNG} ma, grazie al futuro sviluppo tecnologico, ci si aspetta un aumento di taglia degli impianti fino a 10 MW_{SNG} permettendo di ottenere una riduzione del costo di produzione di un fattore circa 2 [72, 73]. Due trend sono da evidenziare:

- Il costo specifico di produzione del SNG diminuisce con l'aumentare della taglia dell'impianto (Figura 5.22)

- Il costo specifico di produzione del SNG diminuisce con l'orizzonte temporale considerato

Il costo specifico medio di produzione del SNG per via termochimica varia tra 60 e 370 €/MWh_{SNG} su un ampio range di taglie dell'impianto considerato. La produzione elettrochimica ha il costo più elevato: 80-930 €/MWh_{SNG} da inserire in un contesto dove la tecnologia non ha ancora raggiunto una maturità adeguata in confronto alle alternative citate [68, 74].

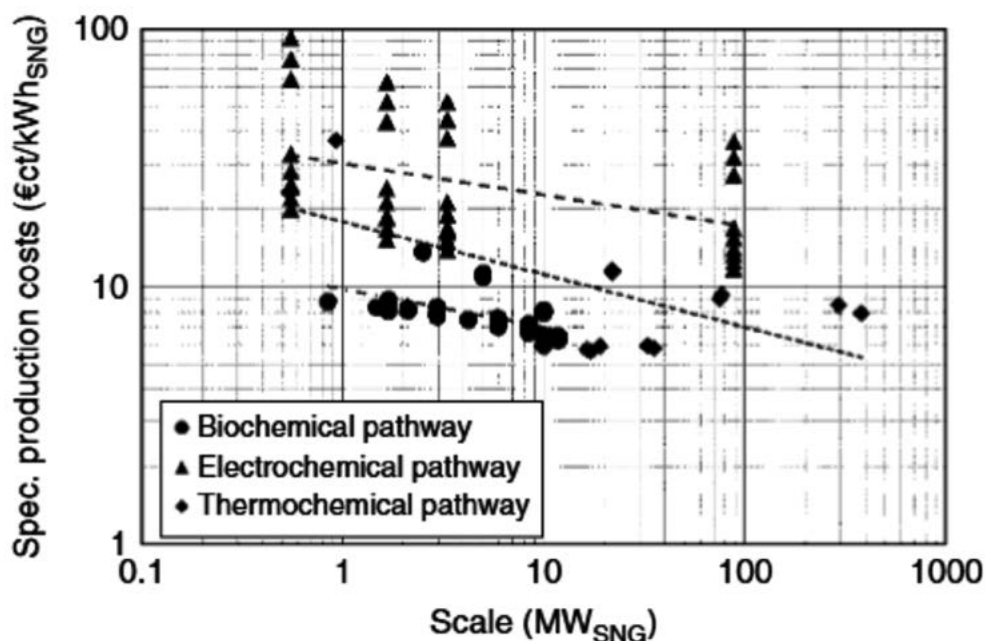


Figura 5.22 - Costo medio specifico di produzione del SNG con le tre tecnologie: biochimica, elettrochimica e termochimica

In conclusione, sulla base dei prezzi "storici" del gas naturale, nessuna delle tecnologie analizzate per la produzione di SNG risulta competitiva da un punto di vista economico, anche se una situazione (sperabilmente transitoria) di elevati prezzi del gas, verificatasi a partire dalla metà del 2021, porterebbe a conclusioni ben diverse. La letteratura comunque concorda nel ritenere che la produzione elettrochimica dell'idrogeno, benchè non competitiva rispetto al mercato del gas tipico degli ultimi anni, possa in seguito avvicinarsi a tale obiettivo, grazie all'aumento della potenza installata da impianti fotovoltaici ed eolici [75-76] che renderà disponibile energia elettrica a basso costo. Al contrario la tecnologia termochimica può diventare particolarmente competitiva in un breve lasso di tempo, qualora si realizzino impianti di più larga scala sopra i 10-100 MW.

5.5.1. Caso di studio: Produzione di metano sintetico da biogas e idrogeno da elettrolisi

Il caso studio consiste in un'analisi tecno-economica semplificata per verificare la fattibilità economica di un impianto di biometanazione in cui il metano sintetico si ottiene a partire da biogas e idrogeno prodotto per via elettrolitica da impianti fotovoltaici. Sono state considerate alcune assunzioni di base:

- la produzione di biogas avviene in maniera continuativa con una potenza pari ad 1 MW equivalente, espresso sul PCI del biogas prodotto;
- la capacità di accumulo del biogas è di 10 ore;

- si assume un funzionamento per 330 giorni/anno, di cui 100 festivi e 230 feriali

Vengono in modo particolare analizzate tre possibili configurazioni.

Nel primo caso il metano sintetico viene prodotto dalla sintesi dell'anidride carbonica contenuta nel biogas con l'idrogeno generato per via elettrolitica grazie all'energia elettrica rinnovabile acquistata con Power Purchase Agreement (PPA)⁶⁴. Il biometano prodotto inoltre viene immesso in rete. Il secondo caso prevede che il metanatore si configuri come un sistema di accumulo, consentendo di vendere energia elettrica sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) per risolvere possibili congestioni della rete. Si analizza il ricavo aggiuntivo derivante da un impianto di biometanazione, al netto del costo aggiuntivo dell'energia elettrica consumata e aggiungendo il ricavo proveniente dalla partecipazione ai mercati come MSD. In questa configurazione, per l'energia elettrica consumata non sono inclusi gli oneri di rete né di sistema perché l'elettrolizzatore è considerato equivalente

ad un sistema di accumulo che scambia energia sul mercato del giorno prima (MGP)⁶⁵.

Una terza situazione corrisponde alla seconda, salvo considerare che il trattamento regolatorio per l'elettrolizzatore si limiti all'esenzione dal solo pagamento degli oneri di sistema.

Il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti e rappresenta un provvedimento strategico che mira a favorire l'utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, il nuovo Decreto prevede per i produttori di biometano il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), calcolati secondo le procedure GSE.

Queste tre configurazioni sono confrontate con un caso base in cui il metano prodotto da upgrading del biogas viene immesso in rete, usufruendo del solo incentivo CIC.

In Tabella 5.4, sono presentati i dati considerati per il caso studio di riferimento. Nel caso base di riferimento in cui il solo metano da upgrading del biogas viene immesso in rete, usufruendo del relativo incentivo, si ottengono ricavi annui

biogas prodotto	500	Sm ³ /h
% metano nel biogas	60	%
PCI metano	8.250	kcal/ Sm ³ (9.6 kWh/Sm ³)
PCI idrogeno	2,84	kWh/ Sm ³
Valore CIC	375	€/5Gcal (double counting)
Prezzo vendita CH ₄ a GSE (mercato -5%)	0,021	€/kWh (0.2 €/Sm ³) (GME)
Immissione CH ₄ in rete per	8700	ore/anno
Rendimento elettrolizzatore	70	%
Purezza metano immesso in rete	98	%
Prezzo medio energia su MSD	115	€/MWh a salire
	30	€/MWh a scendere
Costo energia elettrica su MGP	50	€/MWh

Tabella 5.4 - Dati impiegati per il caso studio

⁶⁴ I Power Purchase Agreement sono contratti a lungo termine con i quali una utility, un consumatore o un rivenditore acquistano energia dal proprietario di un impianto di produzione ad un prezzo fisso al kWh. Questi contratti rappresentano un mercato in rapida espansione, soprattutto in considerazione delle politiche ambientali ed energetiche degli stati europei che fissano target molto ambiziosi in tema di energie rinnovabili, ma tendono a non replicare schemi incentivanti per la creazione di nuova capacità di generazione rinnovabile.

⁶⁵ Si tratta di un'ipotesi regolatoria al momento non in vigore, ma che può essere plausibile in futuro, considerando che tale è il trattamento dell'energia prelevata e reimmessa in rete da sistemi di accumulo elettrico, e che le due situazioni rispondono alle stesse esigenze.

pari a 2,86 M€/anno.

Per la prima configurazione in cui l'energia elettrica necessaria per alimentare l'elettrolizzatore derivi da un contratto PPA, le ulteriori assunzioni sono:

- Dimensionamento dell'elettrolizzatore sul picco di potenza fotovoltaica installata: 25 MW
- Costo energia elettrica da PV: 45 €/MWh (PPA, si tratta di un valore relativamente basso ma raggiungibile con impianti a terra di elevata potenza)
- Ore equivalenti PV: 1.120 kWh/kW (da dati GSE)
- I ricavi netti annui che si ottengono come differenza tra il ricavo del biometano immesso in rete e il costo dell'energia elettrica da PPA nella configurazione proposta sono pari a 3,50 M€/anno. Da letteratura si ottiene che il solo costo dell'elettrolizzatore PEM varia tra 800-1.250 €/kW a cui va aggiunto un 20% circa per il resto dell'impianto per ottenere il CAPEX complessivo [77].

Nella seconda configurazione, dove l'elettrolizzatore si configura come un sistema di accumulo che scambia energia sul MGP, sono state considerate le seguenti assunzioni:

- Partecipazione a MSD a salire durante la notte (8 ore), in cui il servizio viene fornito spegnendo l'elettrolizzatore

- Elettrolizzatore sovradimensionato (+ 33%): 20 MW
- Necessità di accumulo: 10 ore
- Costo energia elettrica acquistata: 50 €/MWh (PUN MGP)
- Ricavo energia elettrica MSD a salire: 116 €/MWh
- Ore equivalenti di fornitura del servizio a salire: 750 ore/anno

I ricavi annui netti che si ottengono come differenza tra il biometano immesso in rete e il costo dell'energia elettrica necessaria per la produzione di idrogeno, sommati ai ricavi per il servizio a salire sul MSD, risultano essere pari a 4,98 M€/anno (si ricorda che nel costo dell'energia elettrica sono stati esclusi gli oneri di rete e di sistema).

Infine, nella terza configurazione, dove solo gli oneri di sistema sono esentati, mentre quelli di trasmissione hanno un costo pari a 17 €/MWh, si ottengono ricavi annui netti pari a 4,50 M€/anno.

Nella tabella 5.5 sono presentati i ricavi annui netti e il tempo di ritorno dell'investimento per le tre ipotesi proposte.

CONFIGURAZIONE	RICAVI ANNUI [M€/ANNO]	TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO
caso 1 (PPA)	3,50	6-9
caso 2 (no oneri)	4,98	4-6
caso 3 (no oneri sistema)	4,50	4-7

Tabella 5.5 - Confronto tra le tre configurazioni proposte in termini di ricavi annui e tempi per ripagare l'investimento

CAPITOLO 6

LE FILIERE INDUSTRIALI

6.1 Come si struttura la filiera italiana dell'idrogeno

L'Italia può posizionarsi strategicamente in tutti i segmenti di riferimento del settore dell'idrogeno, dalla produzione agli utilizzi finali nella mobilità, nell'industria e nella produzione di energia e calore. La filiera comprende imprese che si occupano di produzione, logistica, trasporto, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno, aziende che sviluppano le tecnologie e la componentistica per il settore e diverse altre in grado di supportare il settore trasversalmente fornendo servizi di testing, certificazione, modellazione e ingegneria. Il comparto industriale della filiera dell'idrogeno presenta grandi operatori e aziende nel contesto nazionale con ruolo importante nell'apertura del mercato, che fanno da traino con grandi investimenti e con lo sviluppo delle prime importanti progettualità, e piccole medie e imprese altamente specializzate che stanno intraprendendo un percorso di sviluppo di prodotti, sistemi e componenti da impiegare lungo l'intera filiera.

Il settore dell'idrogeno è in rapida evoluzione ed è quindi di fondamentale importanza lo sviluppo delle tecnologie di nuova generazione ed il miglioramento di quelle esistenti, sia per ridurre i costi che per aumentare le performance. L'Europa detiene il primato su alcune tecnologie chiave e per questo sta puntando fortemente a supportare il settore con iniziative di finanziamento a più livelli, al fine di mantenere in futuro la posizione sul mercato a livello internazionale.

Ponendo target ambiziosi di riduzione di emissioni, l'Europa guida un cambiamento che parte dai settori più difficili da decarbonizzare con il solo utilizzo diretto dell'elettricità da fonti rinnovabili. È importante pensare al settore dell'idrogeno come a un'opportunità per altri sulla via della transizione energetica; sia il settore industriale, che quello dell'Automotive possono beneficiare dello sviluppo del mercato dell'idrogeno per attuare una transizione sostenibile da tutti i punti di vista, valorizzando le competenze che vanta l'Italia in questi comparti. Il know how è presente in particolare per lo sviluppo di impiantistica, tecnologie e componentistica, con aziende pronte a fornire tecnologie e prodotti hydrogen ready. In parallelo ci sono imprese pionieristiche nel settore idrogeno che possono capitalizzare investimenti fatti nel passato, come pure aziende con competenze in settori limitrofi che possono trovare un posizionamento rapido nel settore grazie ad applicazioni della propria tecnologia in questo

ambito. Si stanno inoltre proponendo sul mercato aziende di ingegneria ed integratori di sistemi capaci di portare a compimento progetti anche di grande scala.

Gli investimenti nazionali dedicati all'idrogeno all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, pari a 3,64 miliardi, hanno dato una spinta alle aziende che da anni investono in questo settore ma anche a realtà che stanno diversificando il proprio business. I finanziamenti sostengono lo sviluppo della produzione di idrogeno da elettrolisi per la creazione di Hydrogen Valleys e l'utilizzo dell'idrogeno nei settori Hard to Abate e nella mobilità, attraverso il sostegno allo sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento; inoltre una linea di finanziamento è dedicata alla ricerca e sviluppo industriale per la collaborazione tra università e imprese ed una allo specifico sviluppo delle tecnologie degli elettrolizzatori, celle a combustibile e loro componenti. Il piano di finanziamenti mira a sostenere contemporaneamente domanda e offerta e a supportare sia le attività di ricerca e sviluppo, che l'industrializzazione su larga scala. In questa fase il settore deve essere sostenuto con azioni di breve, medio e lungo periodo per garantire le condizioni per una rapida crescita ed un posizionamento rafforzato sul mercato internazionale. L'impegno politico, gli investimenti a fondo perduto e le azioni di natura legislativa sono quindi fondamentali.

Dalla pubblicazione della strategia idrogeno Europea al Re-power EU, in soli due anni gli obiettivi sono raddoppiati, sia nella produzione europea di idrogeno verde, che da 5 milioni di tonnellate punta a 10 milioni al 2030, sia nelle importazioni anch'esse raddoppiate, per un totale di idrogeno verde utilizzato al 2030 di 20 milioni di tonnellate. Questa strategia rappresenta una grande occasione per l'Italia, grazie ad una posizione geografica strategica e ad un asset di infrastrutture di trasporto gas esteso e capillare. L'Europa punta a sviluppare iniziative che da un lato portino a sviluppare una capacità manifatturiera e dall'altro stimolino l'apertura verso i mercati. Tra i vari strumenti, la Clean Hydrogen Partnership ha la missione di accelerare lo sviluppo delle tecnologie tramite Ricerca e Innovazione, con progetti dimostrativi anche di grande scala come le hydrogen valleys, mentre i progetti IPCEI hanno l'obiettivo di sviluppare capacità manifatturiera di grandi dimensioni oltre che sviluppare progetti strategici di filiera.

L'industria italiana è supportata da centri di ricerca di rilevanza internazionale con competenze in grado di coprire

tutti gli aspetti, dalla ricerca all'innovazione, e di supportare lo sviluppo sperimentale fino alla realizzazione del prodotto commerciale. Si prospetta quindi una sinergia fondamentale per accelerare il processo di innovazione e il trasferimento tecnologico delle migliori soluzioni esistenti.

6.2 Produzione

La filiera italiana è costituita da grandi operatori della filiera dei gas tecnici che detengono una grande esperienza nella gestione dell'idrogeno, perché soliti produrlo e distribuirlo per gli usi tradizionali nell'industria della raffinazione e della chimica. Nel breve termine possiedono gli asset per offrire idrogeno tramite SMR con l'opzione della cattura della CO₂. Per quanto riguarda la tecnologia dell'elettrolisi, ci sono aziende in grado di fornire sistemi a bassa e alta temperatura, spaziando in tutto il range delle tecnologie (ALK, PEM; AEM, SOEC) e altre imprese leader a livello internazionale nella produzione di componenti avanzati della tecnologia, come elettrodi o componenti avanzati per il Balance of Plant. Questo segmento della filiera è particolarmente strategico perché in questo ambito l'Europa detiene il primato sul mercato e sta puntando ad elettrolizzatori sempre più grandi ed efficienti. Il costo della tecnologia, insieme al costo dell'energia, sono i fattori che impattano maggiormente sul costo finale dell'idrogeno e rimangono temi chiave che vanno affrontati attraverso ricerca e sviluppo sui materiali, con una forte spinta all'industrializzazione del prodotto alla scala dei Gigawatt/anno di capacità produttiva e con il continuo supporto alle fonti rinnovabili. Recentemente è stato inoltre siglato un importante accordo tra i principali costruttori di elettrolizzatori Europei e la Commissione Europea, con l'impegno di aumentare di 10 volte la capacità manifatturiera del settore entro il 2025. L'Europa potrebbe ospitare 100 GW di elettrolizzatori già al 2030.

L'Italia, da grande paese industriale manifatturiero, sta costruendo un suo percorso di posizionamento ma deve puntare maggiormente a supportare progetti nazionali di grande scala, che permettano di posizionare le aziende italiane a livello internazionale. L'Italia ha una storia di antica data su impianti produttivi di elettrolizzatori pensati per processi industriali di precisione, dove sia necessaria una piccola produzione on site come l'oreficeria. Queste aziende, provenienti principalmente dal territorio toscano, nascono con prodotti di piccola taglia di centinaia di Watt ma stanno investendo per fornire al mercato soluzioni di più grande taglia per superare il MW. Grazie agli investimenti IPCEI, alcune tecnologie verranno industrializzate in siti produttivi sul territorio italiano. Grazie alla prima ondata di progetti notificata dalla Commissione Europea (H2Tech), il Ministero dello Sviluppo Economico mette a disposizione 700 milioni di euro del Fondo IPCEI (attivando anche risorse PNRR), dei complessivi 5,4 miliardi di euro di aiuti autorizzati dalla Commissione UE per i Paesi membri partecipanti a questa prima fase. Le aziende

Italiane che riceveranno questi fondi avvieranno Gigafactory sul territorio nazionale su diverse tecnologie, e questo porterà inoltre all'attivazione di un'importante value chain di componentistica connessa.

6.3 Logistica e trasporto (inclusi asset di stoccaggio)

La filiera della distribuzione dell'idrogeno, gestita dai produttori di gas tecnici, vede una grande esperienza attraverso la logistica con carri bombolai che può sostenere la filiera dell'idrogeno rinnovabile nelle prime fasi di sviluppo, in quanto soluzione flessibile e consolidata.

Con un aumento delle quantità di idrogeno una rete di trasporto e logistica sarà strategica per abilitare una produzione capillare che attiverebbe lo sviluppo di un mercato nazionale con la presenza di tutte le applicazioni.

Le reti gas possono fungere da enorme bacino di circolazione dell'idrogeno prodotto, grazie a tecnologie Power to Gas (P2G) e più in generale di Sector coupling. La rete gas italiana rappresenta un elemento strategico per abilitare una produzione capillare dell'idrogeno per immagazzinare l'eccesso di energia da fonti rinnovabili non programmabili, e per trasportare idrogeno in diverse percentuali in blending con il metano. Può rappresentare in futuro un punto di connessione per siti produttivi di idrogeno che non coincidano con un suo uso diretto.

I più importanti TSO a livello europeo hanno avviato l'iniziativa "Hydrogen Backbone" che vede lo studio e lo sviluppo di soluzioni di re-purposing della rete esistente e di costruzione di tubazioni dedicate al trasporto di idrogeno puro. In Italia la competenza sulle reti è estesa e distribuita su diverse aziende che sviluppano tubazioni, valvole e componentistica connessa, e sono già in grado di fornire soluzioni hydrogen ready sul mercato, grazie a test e studi fatti internamente. Anche il tema della misura è fondamentale e vede un comparto in grande fermento.

Si combina la strategia di sviluppo del mercato dell'idrogeno con le tecnologie di accumulo, dove le aziende italiane produttrici di bombole per il trasporto in trailer e lo stoccaggio di grandi volumi di idrogeno compresso sono leader a livello internazionale.

6.4 Usi finali nella mobilità

Lo sviluppo di tecnologie per la mobilità a zero emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti rappresenta al tempo stesso una sfida e un'opportunità per l'intera industria dei trasporti, chiamata a rispondere agli obiettivi di salvaguardia del clima adottati in sede europea e nazionale. L'opportunità per il comparto nazionale è presente, sia lato infrastrutture di rifornimento che lato costruttori di veicoli e della loro componentistica. Lato infrastrutture, in Italia sono presenti player in grado di sviluppare e costruire stazioni di rifornimento, importanti aziende leader sul mercato che producono ed

esportano la componentistica dedicata e imprese di ingegneria che supportano la realizzazione delle singole stazioni di rifornimento.

Lato veicoli, la quasi totalità dei maggiori costruttori operativi sul mercato europeo ha sviluppato o sta sviluppando soluzioni basate sull'idrogeno, diversificando le tecnologie a zero emissioni e proponendo soluzioni diverse a seconda della funzione del veicolo.

Il sistema produttivo nazionale ad oggi presenta attività sui componenti avanzati per il settore automobilistico, dai serbatoi di idrogeno ad alta pressione alle fuel cells, e include costruttori di veicoli per il trasporto stradale (Auto, bus e camion) con campioni nazionali che stanno investendo in partnership con attori esteri per portare in Europa le soluzioni basate sull'idrogeno. In ambito ferroviario si osserva grande fermento, sia lato veicoli che per la relativa componentistica, anche perché le aziende statali del trasporto ferroviario hanno già fatto ordini per treni idrogeno, la cui implementazione sul territorio abilita anche lo sviluppo di Hydrogen Valleys.

6.5 Usi finali nell'industria

L'Italia ha settori produttivi sviluppati che vedono l'idrogeno come alternativa vantaggiosa a bassa emissione. L'uso dell'idrogeno come materia prima può comprendere la sintesi di prodotti chimici (e.g. ammoniaca, metanolo), i processi di idrogenazione per idrocarburi a maggior valore aggiunto, la riduzione diretta di minerali ferrosi per la produzione dell'acciaio (e.g. tecnologia DRI). Inoltre, va citato l'impiego quale combustibile per processi ad alta temperatura (e.g. forni di trattamento per acciaio e vetro).

6.6 Usi finali nel settore residenziale

La conversione delle energie rinnovabili in idrogeno può contribuire alla gestione del picco termico invernale non risolvibile dalle reti elettriche stesse, con un impatto di emissioni carboniche analogo all'uso delle pompe di calore. In questo settore l'Italia esprime una filiera industriale molto ramificata. Nel panorama troviamo costruttori di micro cogeneratori a celle a combustibile a ossidi solidi e produttori di caldaie alimentate a idrogeno che hanno siti produttivi sul territorio nazionale ed esportano principalmente all'estero, nonché integratori di sistema che forniscono soluzioni chiavi in mano di produzione di idrogeno da fonti rinnovabili e utilizzo per i consumi residenziali.



BIBLIOGRAFIA

CAPITOLO 4

- [1] European Commission, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, (2020).
- [2] Ministero dello sviluppo economico, Strategia nazionale idrogeno: linee guida preliminari, (2020).
- [3] R. Harvey, R. Abouatallah, J. Cargnelli, PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications, (2016) 389.
- [4] C. Saccani, M. Pellegrini, A. Guzzini, Analysis of the existing barriers for the market development of power to hydrogen (P2H) in Italy, *Energies* 13 (2020). <https://doi.org/10.3390/en13184835>
- [5] Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, R. Baxter, 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment- - Technical Report Publication No. PNNL-33283 August 2022.
- [6] Snam, McKinsey, The hydrogen challenge: the potential of hydrogen in Italy, 2019.
- [7] IRENA, Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition, (2018) 1–52. www.irena.org.
- [8] M. Carmo, D.L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, A comprehensive review on PEM water electrolysis, *Int. J. Hydrogen Energy*. 38 (2013) 4901–4934. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
- [9] N.Q. Minh, M.B. Mogensen, Reversible solid oxide fuel cell technology for green fuel and power production, *Electrochem. Soc. Interface*. 22 (2013) 55–62. <https://doi.org/10.1149/2.F05134if>.
- [10] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, M. Koppe, Power to gas technology and business models, Springer, 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.
- [11] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, *Int. J. Hydrogen Energy*. 42 (2017) 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.
- [12] H.A. Miller, K. Bouzek, J. Hnat, S. Loos, C.I. Bernäcker, T. Weißgärber, L. Röntzsch, J. Meier-Haack, Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions, *Sustain. Energy Fuels*. 4 (2020) 2114–2133. <https://doi.org/10.1039/c9se01240k>.
- [13] COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2021/2139, Annex 1, 4 Giugno 2021
- [14] M. Romano et al. (2022) Comment on “How green is blue hydrogen?”, *Energy Science and Engineering*
- [15] Governo italiano – Presidenza del consiglio dei Ministri, Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, <https://italia-domani.gov.it/it/home.html>
- [16] Collana “RSE view”, Idrogeno – Un vettore energetico per la decarbonizzazione, 2021, https://www.rse-web.it/prodotti_editoriali/idrogeno_rseview/
- [17] P.Federici et al., Aggiornamento del catalogo dei siti italiani potenzialmente idonei allo stoccaggio di CO₂, RSE - Rapporto di Ricerca di Sistema prot. 13000853, 2013
- [18] IEA, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage, 2020

CAPITOLO 5

- [1] AA.VV. (VSI: ReBioH2-2020), «Renewable hydrogen production from biomass and wastes», *Bioresource Technology* 331, 2021.
- [2] Lepage T., Kammoun M., Schmetz Q., Richel A., «Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment», *Biomass and Bioenergy* 144, 2021.
- [3] Adamovics A., Platace R., Gulbe I., Ivanovs S., «The content of carbon and hydrogen in grass biomass and its influence on heating value», *Engineering for rural development*, 2018.
- [4] Mendenoglu T.G., Saglam M., Yuksel M., Ballice L., «Hydrothermal gasification of biomass model compounds (cellulose and lignin alkali) and model mixtures», *Journal of Supercritical Fluids* 115, 2016.
- [5] Wang Z., He T., Qin J., Li J., Zi Z., Liu G., Wu G., Sun L., «Gasification of biomass with oxygen-enriched air in a pilot scale two-stage gasifier», *Fuel* 150, 2015.

- [6] Rapagnà S., Provendier H., Petit C., Kiennemann A., Foscolo P.U., «Development of catalysts suitable for hydrogen or syn-gas production from biomass gasification», *Biomass Bioenergy* 22, 2002.
- [7] De Lasa H., Salaiques E., Mazumder J., Lucky R., «Catalytic steam gasification of biomass: catalysts, thermodynamics and kinetics», *Chemical Reviews* 111, 2011.
- [8] Trabelsi A.B.H., Ghrib a., Zaafour K., Friaa A., Ouerghi A., Naoui S., Belayouni H., «Hydrogen-rich syngas production from gasification and pyrolysis of solar dried sewage sludge: experimental and modeling investigations», *BioMed Research International*, 2017.
- [9] Goyal H.B., Seal D., Saxena R.C., «Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, 2008.
- [10] Czernik S., Evans R., French R., «Hydrogen from biomass-production by steam reforming of biomass pyrolysis oil», *Catalysis Today* 129, 2007.
- [11] Sachs J., Hidayat S., Giarola S., Hawkes A., «The role of CCS and biomass-based processes in the refinery sector for different carbon scenarios», *Elsevier Masson SAS*, 2018.
- [12] <https://cordis.europa.eu/project/id/299732> 2019. [Online].
- [13] ENEA, «Green hydrogen through biomass gasification», *Energia, ambiente e innovazione*, 2021.
- [14] Cordis, «UNIQUE gasifier for hydrogen Production», 2019. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/299732/it>.
- [15] Pio D.T., Tarelho L.A.C., «Industrial gasification systems (>3 MWth) for bioenergy in Europe: Current status and future perspectives», *Renewable and sustainable energy reviews* 145, 2021.
- [16] IEA, «The future of hydrogen», 2019.
- [17] IEA, «Hydrogen from biomass gasification», 2018.
- [18] Hamad M.A., Radwan A.M., Heggo D.A., Moustafa T., «Hydrogen rich gas production from catalytic gasification of biomass», *Renewable Energy* 85, 2016.
- [19] Akubo K., Nahil M.A., Williams P.T., «Pyrolysis-catalytic steam reforming of agricultural biomass wastes and biomass components for production of hydrogen/syngas», *Journal of the Energy Institute* 92, 2019.
- [20] Chen F., Wu C., Dong L., Vassallo A., Williams P.T., Huang J., «Characteristics and catalytic properties of Ni/CaAlOx catalyst for hydrogen-enriched syngas production from pyrolysis-steam reforming of biomass sawdust», *Applied Catalysis B: Environmental* 183, 2016.
- [21] FormatRieti, «Anche La Terni - Rieti - L'aquila - Sulmona Tra Le Linee Ferroviarie Potenzialmente Idonee Per La Conversione A Idrogeno Come Progetti Del Recovery Fund», <https://www.formatrieti.it/anche-la-terni-rieti-laquila-sulmona-tra-le-linee-ferroviarie-potenzialmente-idonee-la-conversione-idrogeno-come-progetti-del-recovery-fund>, 2021.
- [22] Provincia Autonoma di Bolzano, «Futuro #Idrogeno», <https://redas.services.sia.g.it/redasArticlesAttachment?attachId=1068640>, 2020.
- [23] Provincia Autonoma di Bolzano, «Mobilità Sostenibile, Soluzioni per Il Brenner Green Corridor», <https://news.provincia.bz.it/it/news-archive/634901>, 2020.
- [24] G. Costagli (RFI), «La Trazione a Idrogeno: Tecnologia, Applicazioni Sperimentali, Prospettive di Sviluppo», 2021;
- [25] H2IT, «Piano Nazionale di Sviluppo-Mobilità-Idrogeno-Italia», https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale_Mobilita-Idrogeno_integrale_2019_FINALE.pdf, 2019.
- [26] S. Erba (FNM), «H2ise0 project», 2021.
- [27] Railway Technology, «HYDROFLEX Hydrogen Train», <https://www.railway-technology.com/projects/hydroflex-hydrogen-train/>, 2019.
- [28] TPLItalia, «L'autobus ad Idrogeno ad Emissioni Zero di GTT Matricola H001», <http://www.tplitalia.it/GTT/Auto-busUrbSub/GTTautobusH001.htm>, 2014.
- [29] ATM, «Il Piano Strategico del Gruppo ATM», <https://www.comune.milano.it/documenti/20126/993499/18052108%2B15Piano+Strategico+ATM.pdf/12559e4b-f8a0-ee96-c3ec-691b60319a73?e=1621426248990>, 2021.
- [30] Regione Emilia Romagna, «MHYBUS», <https://mobilita.regione.emilia-romagna.it/piani-programmi-progetti/progetti-europei/progetti-europei-conclusi-1/mhybus>, 2014.
- [31] RavennaEDintorni, «Bus Ecologico, il Sogno è Finito: il Ministero Ferma L'esperimento Metano-Idrogeno», <https://www.ravennaedintorni.it/economia/2017/10/23/ambiente-trasporti-pubblici-ravenna-ministero-ferma-autobus-ibrido-metano-idrogeno/>, 2017.
- [32] CorriereRomagna, «A Ravenna i bus andranno a idrogeno già nel 2023», <https://www.corriereromagna.it/a-ravenna-i-bus-andranno-a-idrogeno-gia-nel-2023/>, 2021.

- [33] Provincia Autonoma di Trento, "Presentati i Nuovi Minibus ad Idrogeno che Saranno Utilizzati durante i Mondiali Di Fiemme", <https://www.ufficiostampa.provincia.tn.it/Comunicati/PRESENTATI-I-NUOVI-MINIBUS-AD-IDROGENO-CHE-SARANNO-UTILIZZATI-DURANTE-I-MONDIALI-DI-FIEMME>, 2013.
- [34] Provincia Autonoma di Bolzano, "Interrogazione 1979/16", <https://app.box.com/s/uxhk2cp6erh27fjqb-nu7jehwpp5cc78g>, 2016.
- [35] Università Bocconi, "Scenari e prospettive dell'Elettrificazione del Trasporto Pubblico su Strada", 2021.
- [36] Riviera24, "Bus a Idrogeno di RT – Una Vergogna senza Fine", <https://www.riviera24.it/2021/10/bus-a-idrogeno-di-rt-una-vergogna-senza-fine-723800/>, 2021.
- [37] Regione Abruzzo, "Energia: Con LIFE3H Regione Abruzzo capofila di un progetto sull'idrogeno che anticipa il futuro", <https://www.regione.abruzzo.it/content/energia-con-life3h-regione-abruzzo-capofila-di-un-progetto-sull%E2%80%99idrogeno-che-anticipa-il>, 2021.
- [38] Autobus, "Bologna, entro il 2026 arriveranno 127 autobus a idrogeno", <https://www.autobusweb.com/bologna-entro-il-2026-arriveranno-127-autobus-a-idrogeno/>, 2022.
- [39] Regione Emilia Romagna, "PNRR Ferrara, via libera a stanziamento di 7 milioni di euro per 10 autobus a idrogeno e punti di rifornimento", <https://mobilita.regione.emilia-romagna.it/news-archivio/2022/febbraio/pnrr-ferrara-via-libera-a-stanziamento-di-7-milioni-di-euro-per-10-autobus-a-idrogeno-e-punti-di-rifornimento>, 2022.
- [40] Hyundai Switzerland, "Elettromobilità a idrogeno avviata con successo in Svizzera Hyundai XCIENT Fuel Cell Trucks raggiungono il traguardo di un milione di chilometri", <https://attualita.hyundai.ch/elettromobilita-a-idrogeno-avviata-con-successo-in-svizzera-hyundai-xcient-fuel-cell-trucks-raggiungono-il-traguardo-di-un-milione-di-chilometri-senza-emissioni-di-co2/>, 2022.
- [41] Il Sole 24 Ore, "Iveco: arriva Nikola Tre, il camion a emissioni zero", https://www.ilsole24ore.com/art/ecco-camion-elettrico-e-idrogeno-realizzato-iveco-la-start-up-nikola-AC57E02?refresh_ce=1, 2019.
- [42] Daimler Trucks, "Technology strategy for electrification: World premiere of Mercedes-Benz fuel-cell concept truck", <https://www.daimlertruck.com/innovation/efficient-emission-free/mercedes-benz-genh2-fuel-cell-truck.html>, 2020.
- [43] Hyzon Motors, "Hyzon Motors Announces Order for up to 70 Hydrogen Trucks for Austrian Supermarket Chain", <https://www.hyzonmotors.com/in-the-news/hyzon-motors-announces-order-for-up-to-70-hydrogen-trucks-for-austrian-supermarket-chain>, 2021.
- [44] Euregio Tirolo – Alto Adige – Trentino, "Masterplan Idrogeno", https://www.europaregion.info/fileadmin/downloads/3_Aktuelles_Files/Publikationen/202101-H2-Euregio-Masterplan-IT.pdf, 2021.
- [45] «Idrogeno per una gestione circolare degli impianti di depurazione», 2021. [Online]. <https://economiecircolare.com/idrogeno-gestione-circolare-impianti-depurazione-acque/>
- [46] Aydin M.I., Karaca A.E., Qureshy A.M.M.I., Dincer I., «A comparative review on clean hydrogen production from wastewaters», *Journal of Environmental Management* 279, 2021.
- [47] Zhang Y., Wang L., Wang N., Duan L., Zong Y., You S., Maréchal F., van Herle J., Yang Y., «Balancing wind-power fluctuation via onsite storage under uncertainty: Power-to-hydrogen-to-power versus lithium battery», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 116, 2019.
- [48] «Il bioupgrading del biogas», 2021. [Online]. <https://agronotizie.imagelinenetwork.com/bio-energie-rinnovabili/2021/06/16/il-bioupgrading-del-biogas/70791>. [Consultato il giorno Il bioupgrading del biogas].
- [49] Malpei F., Corbellini V., Trionfini M., Santus A., «La metanogenesi idrogenotrofa - Fondamenti, opportunità e campi di interesse», in *Metanogenesi idrogenotrofa, La via biologica all'upgrade del biogas e al power to gas: Esperienze e prospettive*, 2021.
- [50] Nordio M.L.V., Valli C., Rossetti A., «Impianto pilota con reattori trickle bed per la metanazione biologica ex situ», in *Metanogenesi idrogenotrofa, La via biologica all'upgrade del biogas e al power to gas: Esperienze e prospettive*, 2021.
- [51] Burkhardt M., Jordan I., Heinrich S., Behrens J., Ziesche A., «Long term and demand-oriented biocatalytic synthesis of highly concentrated methane in a trickle bed reactor», *Applied Energy* 240, 2019.
- [52] Scaccabarozzi R., Gatti M., Corbellini V., Malpei F., «Valutazioni energetiche per un impianto biogas con metanazione idrogenotrofa», in *Metanogenesi idrogenotrofa, La via biologica all'upgrade del biogas e al power to gas: Esperienze e prospettive*, 2021.

- [53] ENEA, «Analisi trimestrale del sistema energetico italiano,» 2020.
- [54] SIAD, «Ozono nel trattamento delle acque,» 2016.
- [55] Gatti M., Scaccabarozzi R., Malpei F., Corbellini V., Rossetti A., Urciuoli V., Mazzocchi L., «Interazione fra il sistema idrico integrato (depurazione reflui) e le tecnologie dell'idrogeno,» 2021.
- [56] Watson S.D., Lomas K.J., Buswell R.A., «Decarbonising domestic heating: What is the peak GB demand?,» *Energy Policy* 126, 2019.
- [57] Quarton C.J., Samsatli S., «Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation,» *Applied Energy* 275, 2020.
- [58] Quarton C.J., Samsatli S., «Power-to-gas for injection into the gas grid: what can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [59] Scagliotti M., Cristiani P., «Studio delle problematiche relative all'utilizzo di miscele gas naturale-idrogeno nel contesto attuale italiano,» 2019.
- [60] Haeseldonckx D., D'haeseleer W., «The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure,» *International Journal of Hydrogen Energy* 32, 2007.
- [61] RSE, «RSEView: Idrogeno – Un vettore energetico per la decarbonizzazione» 2021.
- [62] Snam, «https://snam.it/it/transizione_energetica/idrogeno/snam_e_idrogeno» 2021. [Online].
- [63] Fuel cells and hydrogen joint understanding, «Hydrogen roadmap for Europe - A sustainable pathway for the european energy transition,» 2019.
- [64] Snam; The European House Ambrosetti, «H2 Italy 2050 - Una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia,» 2020.
- [65] Frazer-Nash Consultancy, «Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances,» 2018.
- [66] COAG Energy Council, «Hydrogen impacts on downstream installations and appliances,» 2021.
- [67] Altfeld K., Pinchbeck D., «Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems,» *Gas for energy* 03, 2013.
- [68] S. Fendt, A. Buttler, M. Gaderer, H. Spliethoff, Comparison of Synthetic Natural Gas Production Pathways for the Storage of Renewable Energy, (2019).
- [69] A. Giordano, C. Cantù, A. Spagni, Bioresource Technology Monitoring the biochemical hydrogen and methane potential of the two-stage dark-fermentative process, *Bioresour. Technol.* 102 (2011) 4474-4479. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2010.12.106>.
- [70] S. Wai, Y. Ota, M. Sugiyama, K. Nishioka, applied sciences Evaluation of a Sabatier Reaction Utilizing Hydrogen Produced by Concentrator Photovoltaic Modules under Outdoor Conditions, (2020).
- [71] E.I. Koytsoumpa, C. Bergins, E. Kakaras, The Journal of Supercritical Fluids The CO₂ economy : Review of CO₂ capture and reuse technologies, 132 (2018) 3-16. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2017.07.029>.
- [72] S. Natural, G. Production, CO₂ Utilization Technologies: A Techno-Economic Analysis for Synthetic Natural Gas Production, (2021).
- [73] R. Chauvy, D. Verdonck, L. Dubois, D. Thomas, G. De Weireld, Techno-economic feasibility and sustainability of an integrated carbon capture and conversion process to synthetic natural gas, *J. CO₂ Util.* 47 (2021) 101488. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101488>.
- [74] D. Leeson, N. Mac Dowell, N. Shah, C. Petit, P.S. Fennell, *International Journal of Greenhouse Gas Control* A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources, *Int. J. Greenh. Gas Control.* 61 (2017) 71-84. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.020>.
- [75] J. Gorre, F. Orloff, C. Van Leeuwen, Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage, *Appl. Energy.* 253 (2019) 113594. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>.
- [76] A. Perna, L. Moretti, G. Ficco, G. Spazzafumo, L. Canale, M.D. Isola, applied sciences SNG Generation via Power to Gas Technology : Plant Design and Annual Performance Assessment, (2020).
- [77] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*, *Renew. Energy.* 85 (2016) 1371-1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.

Lo studio è stato realizzato da:



Viale V. Lancetti, 43
20158 Milano
Tel +39 023264.228
Fax +39 023264.217
Mail energia@anie.it



Via R. Rubattino, 54
20134 Milano
Tel +39 023992.1
Fax +39 023992.5128
PEC rse@legalmail.it