

LA STRATEGIA EUROPEA PER L'IDROGENO: TRAIETTORIE DI CAMBIAMENTO E SFIDE ATTESE.

Laboratorio SPL Collana Ambiente

ABSTRACT.

L'uso dell'idrogeno come vettore di energia nel contesto della transizione energetica è diventato un tema di grande attualità dopo la pubblicazione della Strategia Europea per l'Idrogeno a luglio 2020. La crescita di un mercato dell'idrogeno a basse emissioni comporta importanti sfide tecnologiche, economiche e sociali. Il presente Position Paper propone una panoramica ragionata delle grandezze in gioco e delle principali questioni aperte sotto il profilo della regolazione e dei mercati. L'analisi è sviluppata con una prospettiva europea, ma con un occhio di riguardo alla posizione dell'Italia, il cui settore del gas naturale, molto rilevante nel mix energetico, potrebbe rivelarsi un punto di forza in presenza di adeguate politiche di indirizzo e di accompagnamento.

The use of hydrogen as an energy carrier in the context of the energy transition has become a very topical issue following the publication of the European Hydrogen Strategy in July 2020. The growth of a low-emission hydrogen market implies major technological, economic and social challenges. This Position Paper offers a reasoned overview of the variables at stake and the main open questions from the point of view of regulation and markets. The analysis is developed with a European perspective, but with an eye to the position of Italy, whose natural gas sector, which is very important in the energy mix, could prove to be a strong point in the presence of adequate addressing and accompanying policies.

Gruppo di lavoro: Andrea Ballabio, Donato Berardi, Roberto Bianchini, Alessandra Motz, Samir Traini

REF Ricerche srl, Via Aurelio Saffi, 12, 20123 - Milano (www.refricerche.it)

Il Laboratorio è un'iniziativa sostenuta da (in ordine di adesione): ACEA, Utilitalia-Utilitatis, SMAT, IREN, Siram, Acquedotto Pugliese, HERA, MM, CSEA, Cassa Depositi e Prestiti, Viveracqua, Romagna Acque, Water Alliance, Abbanoa, CAFC, GAIA, FCC Aqualia Italia, Veritas, A2A Ambiente, Confservizi Lombardia, FISE Assoambiente, A2A Ciclo Idrico, AIMAG, DECO, Acque Bresciane, Coripet, Acqua Pubblica Sabina, CONAI

GLI ULTIMI CONTRIBUTI.

- n. 184 - Acqua** - Direttiva Acque Potabili e Water Safety Plan: l'approccio al rischio si fa strada nel servizio idrico, luglio 2021
- n. 183 - Rifiuti** - MTR-2. Qualità e pianificazione entrano nella regolazione tariffaria, giugno 2021
- n. 182 - Rifiuti** - Gestione rifiuti. Sostenere i Piani Regionali con un approccio "razionale" e condiviso, giugno 2021
- n. 181 - Acqua** - La regolazione per esperimenti: il varco per l'innovazione nel servizio idrico, giugno 2021
- n. 180 - Acqua** - Senza industria non c'è transizione, maggio 2021
- n. 179 - Acqua** - Qualità contrattuale: stato dell'arte e tendenza in atto, aprile 2021
- n. 178 - Transizione Energetica** - La distribuzione di gas naturale nella transizione energetica, aprile 2021
- n. 177 - Acqua&Rifiuti** - Nutrienti ed energia dai fanghi: l'economia circolare alla prova dei fatti, aprile 2021
- n. 176 - Rifiuti** - Rigenerazione e riuso: il miglior rifiuto è quello non prodotto, marzo 2021
- n. 175 - Acqua&Rifiuti** - La pianificazione di sostenibilità: pilastro della strategia aziendale, marzo 2021

Tutti i contenuti sono liberamente scaricabili previa registrazione dal sito Laboratorioref.it

LA MISSIONE.

Il Laboratorio Servizi Pubblici Locali è una iniziativa di analisi e discussione che intende riunire selezionati rappresentanti del mondo dell'impresa, delle istituzioni e della finanza al fine di rilanciare il dibattito sul futuro dei Servizi Pubblici Locali.

Molteplici tensioni sono presenti nel panorama economico italiano, quali la crisi delle finanze pubbliche nazionali e locali, la spinta comunitaria verso la concorrenza, la riduzione del potere d'acquisto delle famiglie, il rapporto tra amministratori e cittadini, la tutela dell'ambiente.

Per esperienza, indipendenza e qualità nella ricerca economica REF Ricerche è il "luogo ideale" sia per condurre il dibattito sui Servizi Pubblici Locali su binari di "razionalità economica", sia per porlo in relazione con il più ampio quadro delle compatibilità e delle tendenze macroeconomiche del Paese.

PREMESSA

L'uso dell'idrogeno come vettore di energia nel contesto di un sistema energetico a basse emissioni, oggetto di ricerche e sperimentazioni già da alcuni decenni, è tornato di grande attualità nell'ultimo anno in seguito alla pubblicazione della Strategia Europea per l'Idrogeno¹ da parte della Commissione Europea a luglio 2020. Il documento della Commissione, inquadrato nel percorso di completa decarbonizzazione dell'economia dell'Unione Europea (UE) entro il 2050, ha proposto obiettivi ambiziosi di crescita del peso dell'idrogeno a basse emissioni² nel *mix* energetico europeo, ha delineato la traiettoria per il raggiungimento di questi obiettivi e ha fornito alcune indicazioni generali sui possibili strumenti di attuazione.

Gli obiettivi per il breve periodo della Strategia Europea per l'Idrogeno non sono, in realtà, troppo dissimili dagli spunti già inseriti da alcuni Paesi membri dell'UE nei propri piani nazionali per il settore energetico. L'idrogeno, seppur prevalentemente prodotto da fonti fossili ("idrogeno grigio"), è usato già oggi in alcuni processi industriali ed esistono alcune applicazioni innovative dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili ("idrogeno verde") nei settori dell'energia e dei trasporti.

L'individuazione di una traiettoria ben precisa e ambiziosa di espansione dell'uso dell'idrogeno a basse emissioni per il medio e lungo periodo e l'inquadramento dell'idrogeno a basse emissioni come un'asse di azione prioritario all'interno dello *European Green Deal* e del pacchetto di ripresa *Next Generation EU* hanno però evocato lo scenario di un cambiamento dirompente su scala comunitaria. Questa prospettiva ha sollevato numerosi interrogativi sia sotto il profilo dell'evoluzione delle tecnologie per la produzione, il trasporto e il consumo di questa *commodity*, sia sotto i profili del finanziamento delle infrastrutture, della regolazione di questo nuovo settore, delle opportunità di mercato e delle conseguenze sui settori contigui, in particolare quello del gas naturale.

Questo *Position Paper* raccoglie alcuni spunti di riflessione sulle sfide in termini economici, regolatori e strategici che la creazione di un mercato dell'idrogeno potrà comportare, con particolare riguardo al punto di vista degli operatori italiani e del settore del gas naturale. Buona parte degli argomenti citati sarà probabilmente oggetto di dibattito nel corso dei prossimi mesi anche in vista della proposta di legislazione comunitaria sull'idrogeno che si attende dalla Commissione Europea.

Il *Position Paper* si articola in 4 capitoli: dopo questa breve introduzione, il secondo capitolo fa il punto sulle grandezze in gioco dal lato dell'offerta e della domanda di idrogeno, il terzo capitolo analizza le principali sfide che si profilano dal punto di vista dei mercati e della regolazione e il quarto capitolo propone alcune riflessioni conclusive.

¹ *European Commission*, 2020 (A): "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", 08.07.2020.

² Nella Strategia per l'Idrogeno, con "idrogeno a basse emissioni", ci si riferisce principalmente all'idrogeno verde. Tuttavia, la definizione è da intendersi in senso più ampio, così da non precludere la possibilità di sviluppi tecnologici alternativi, comunque in grado di garantire una riduzione, fino al totale azzeramento, delle emissioni.

OFFERTA E DOMANDA: LE GRANDEZZE IN GIOCO

Delineare la traiettoria di espansione dell'idrogeno a basse emissioni nel contesto della transizione energetica richiede di immaginare quasi da zero il mercato di una *commodity* che oggi ha un ruolo diverso e residuale. La crescita del peso dell'idrogeno nel *mix* energetico europeo e mondiale richiederà corposi investimenti in tecnologie ancora poco conosciute e lo sviluppo di nuove filiere produttive e catene del valore³. La scelta del percorso di espansione non è neutrale e potrebbe condizionare sia il successo dell'iniziativa a livello locale o globale, sia la configurazione del settore dell'idrogeno nel medio e lungo periodo⁴.

4 linee d'azione per
la Strategia
Europea per
l'Idrogeno

Nella stesura della Strategia Europea per l'Idrogeno, la Commissione si è concentrata su 4 linee d'azione principali: l'espansione di un'offerta affidabile e competitiva, la crescita della domanda di idrogeno nel contesto di una generale decarbonizzazione dell'economia, la promozione degli investimenti ed infine la definizione di un adeguato *framework* regolatorio e di mercato. A queste azioni, la Commissione ha affiancato la promozione della ricerca e dell'innovazione per la filiera dell'idrogeno e l'attenzione alla dimensione geopolitica e alla *leadership* europea nel consesso internazionale.

Una breve illustrazione dell'andamento atteso per le grandezze in gioco dal lato dell'offerta e della domanda è utile per farsi un'idea della portata del cambiamento.

Il lato dell'offerta

L'idrogeno (verde)
sta avanzando...

La Strategia Europea parte dall'osservazione di un crescente investimento a livello globale nelle tecnologie per la generazione e l'uso dell'idrogeno a basse emissioni⁵. La Commissione Europea interpreta questo dato e il declino dei costi degli elettrolizzatori⁶ come un segnale di vicinanza di un punto di svolta del settore dell'idrogeno verde, tanto da prevedere un ulteriore dimezzamento dei costi di produzione di questa *commodity* entro il 2030 grazie alle economie di scala⁷.

La Commissione si propone quindi di supportare un'espansione della produzione dell'idrogeno "a basse emissioni". La Strategia assegna una netta priorità all'idrogeno verde, usando principalmente energia eolica e solare, ma ammette nel breve e medio periodo anche il supporto alla produzione di idrogeno da energia elettrica in generale e da combustibili fossili con cattura e stoccaggio del carbonio. Se l'idrogeno blu serve per ridurre rapidamente le emissioni della produzione esistente e per sostenere la diffusione di un'economia basata sull'idrogeno, l'obiettivo ultimo è portare il peso dell'idrogeno verde al 13%-14% del *mix* energetico europeo entro il 2050⁸.

³ IEA, 2021: "Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector".

⁴ Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D., Westphal, K., 2020: "The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen", *Energy Research & Social Science* 70, 101667.

⁵ IEA, 2019: "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities - Report prepared by the IEA for the G20, Japan".

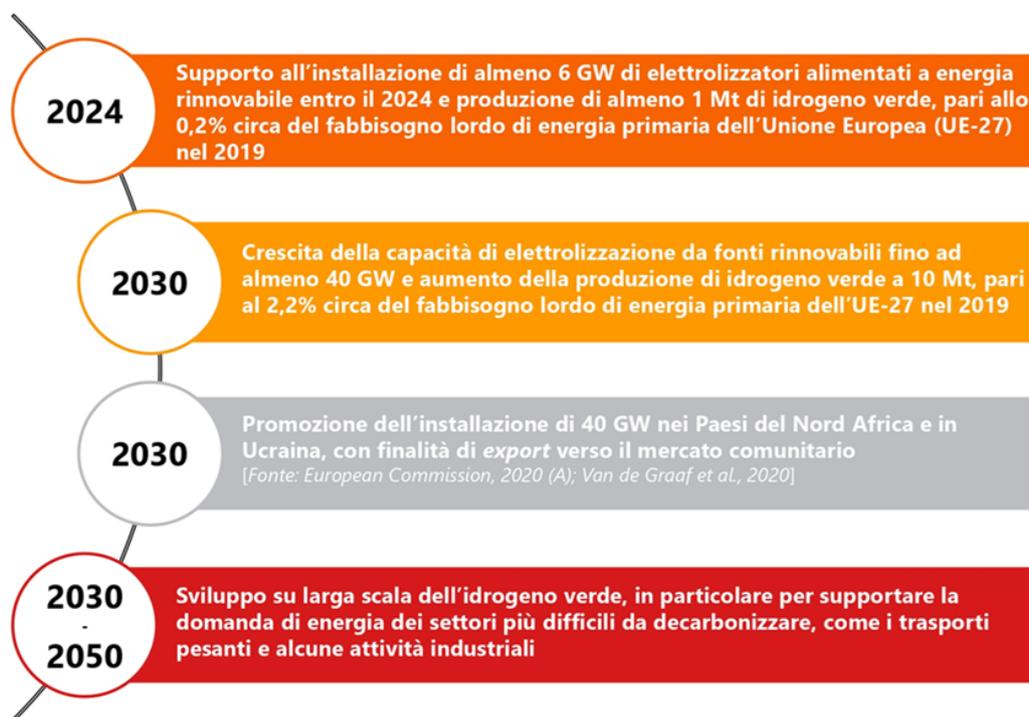
⁶ La Commissione registra una riduzione del 60% negli ultimi dieci anni; Van de Graaf et al., 2020 registrano una riduzione del 40% tra 2015 e 2019.

⁷ Per il futuro, la IEA stima una riduzione del costo di produzione dell'idrogeno verde sotto i 3 USD/KWh nell'ipotesi di un CAPEX fino a 650 USD/KW e di un costo dell'elettricità intorno a 40 USD/KWh, a condizione che il *load factor* degli impianti sia superiore al 25% circa. Diverse regioni nella fascia equatoriale e tropicale potrebbero raggiungere costi di produzione inferiori a 2 USD/kWh (Fonte: IEA, 2019). L'IRENA conferma l'attesa di una forte riduzione del costo di produzione dell'idrogeno verde grazie alle economie di scala nella realizzazione degli elettrolizzatori, ma registra una certa opacità sui reali CAPEX e OPEX delle diverse tecnologie di elettrolizzazione e, dunque, una certa difficoltà nel quantificare con precisione i costi di produzione (Fonte: IRENA, 2020: "Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi).

⁸ A questo proposito si segnala che IEA, 2021 prevede, nello scenario di un'economia globale a zero emissioni, un peso dell'idrogeno da elettrolisi intorno al 62% e un peso dell'idrogeno da combustibili fossili con cattura e stoccaggio del carbonio intorno al 38%. La dimensione complessiva della domanda mondiale di idrogeno è circa 6 volte quella attuale.

Più nel dettaglio, come si può osservare nella grafica sottostante, la Strategia Europea per l'Idrogeno prevede quanto segue.

I PUNTI DELLA STRATEGIA EUROPEA PER L'IDROGENO



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche su informazioni Commissione Europea

Relativamente ai punti sopra esposti, si rende necessario fornire qualche precisazione. Rispetto al primo elemento, il tutto sarà conseguito attraverso il potenziamento della fabbricazione di elettrolizzatori, anche di grandi dimensioni in prossimità dei centri di domanda, e mediante la diffusione di autobus e autocarri alimentati ad idrogeno dotandosi di stazioni di riferimento. Inoltre, si specifica che ulteriori obiettivi per il periodo 2020-2024 riguardano l'inizio della progettazione di infrastrutture di trasporto portante di medio raggio e per il trasporto della CO₂ con relativa cattura, oltre alla definizione di un quadro normativo e degli incentivi per la domanda e l'offerta.

Circa il secondo punto, negli anni 2025-2030, sarà necessario implementare politiche specifiche volte a favorire una domanda per applicazioni industriali (siderurgia) e per i trasporti ferroviari, pesanti su strada e marittimi. Parimenti, occorreranno azioni di bilanciamento del sistema elettrico e servizi di flessibilità, così come tecnologie di cattura della CO₂ in impianti di produzione dell'idrogeno di origine fossile. Infine, non si potrà prescindere dallo sviluppo locale dell'idrogeno, basato su ecosistemi o *hydrogen valleys*, arrivando ad una possibile parziale riconversione della rete gas ad idrogeno e alla creazione di un mercato unionale dell'idrogeno.

Per lo sviluppo dell'idrogeno al 2050, la Commissione Europea prevede una "più ampia gamma di settori economici, dai trasporti aerei e marittimi all'edilizia industriale e commerciale di difficile decarbonizzazione". Inoltre, il biometano con cattura e stoccaggio della CO₂ potrebbe servire per la produzione di idrogeno, con un saldo emissivo negativo.

I consumi attuali e
prospettici di
energia

La tabella sottostante riporta il consumo di energia primaria e di elettricità nell'UE e in Italia nel 2019 e lo confronta con i piani di espansione previsti nella Strategia Europea per il settore dell'idrogeno verde nel prossimo decennio: i dati possono servire a farsi un'idea approssimativa delle grandezze in gioco. Al momento attuale, l'efficienza degli elettrolizzatori si colloca tra il 60% e l'80% circa⁹: su questa base è possibile farsi un'idea della quantità di elettricità rinnovabile che sarebbe necessaria per produrre la quantità di idrogeno verde richiesta.

LE GRANDEZZE IN GIOCO

Dati in TWh

	DISPONIBILITÀ LORDA DI ENERGIA PRIMARIA (2019)	ELETTRICITÀ DISPONIBILE PER IL CONSUMO FINALE (2019)	IDROGENO VERDE: OBIETTIVO DI PRODUZIONE (2024)	IDROGENO VERDE: OBIETTIVO DI PRODUZIONE (2030)
Unione Europea (UE-27)	17.417	2.566	39	394
Italia	1.838	302		

Fonti: Commissione Europea, Eurostat

L'investimento complessivo a livello di UE necessario per l'incremento di produzione al 2030 è stimato nell'ordine di 24-42 miliardi di euro per la capacità di elettrolizzazione e di 220-240 miliardi di euro per la realizzazione e connessione di 80-120 GW di capacità di generazione solare fino al 2030. Le misure di sostegno che la Commissione prevede di utilizzare sono sia il supporto diretto alla ricerca e sviluppo, sia il finanziamento di iniziative specifiche selezionate con procedure competitive, sia infine un sistema di contratti per differenze sul carbonio per ridurre il differenziale di costo rispetto all'idrogeno grigio¹⁰.

Relativamente all'Italia, gli obiettivi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) al 2026 fissano in 1-5 MW la produzione di idrogeno per *hydrogen valley* e in un *target* di 1 GW quella di elettrolizzatori. Inoltre, al 2030, le Linee Guida Strategiche fissate dal vecchio Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) prevedevano una penetrazione dell'idrogeno pari al 2% della domanda finale di energia.

Per quanto riguarda le altre tecnologie di produzione di idrogeno a basse emissioni, dal momento che la produzione di idrogeno verde non è ancora competitiva in termini di costo rispetto all'alternativa grigia e la produzione elettrica rinnovabile non è ancora quantitativamente sufficiente a supportare l'aumento previsto per il breve periodo, la Commissione prevede di poter sostenere nel breve e medio periodo anche il *retrofitting* degli impianti di produzione di idrogeno grigio con infrastrutture per la cattura e stoccaggio del carbonio, incrementando così la produzione del cosiddetto "idrogeno blu". Il *retrofitting* potrebbe essere finanziato con ulteriori 11 miliardi di euro.

Nel complesso, l'investimento previsto fino al 2050 per la sola produzione dell'idrogeno a basse emissioni dovrebbe attestarsi a 180-470 miliardi di euro.

⁹ IEA, 2019.

¹⁰ Questa soluzione è stata successivamente caldeggiata anche da ENTSOG, 2021: "ENTSOG initial proposals for addressing hydrogen regulation in the revision of the 3rd Energy Gas Package", 12.03.2021.

**Pro e contro
dell'idrogeno blu**

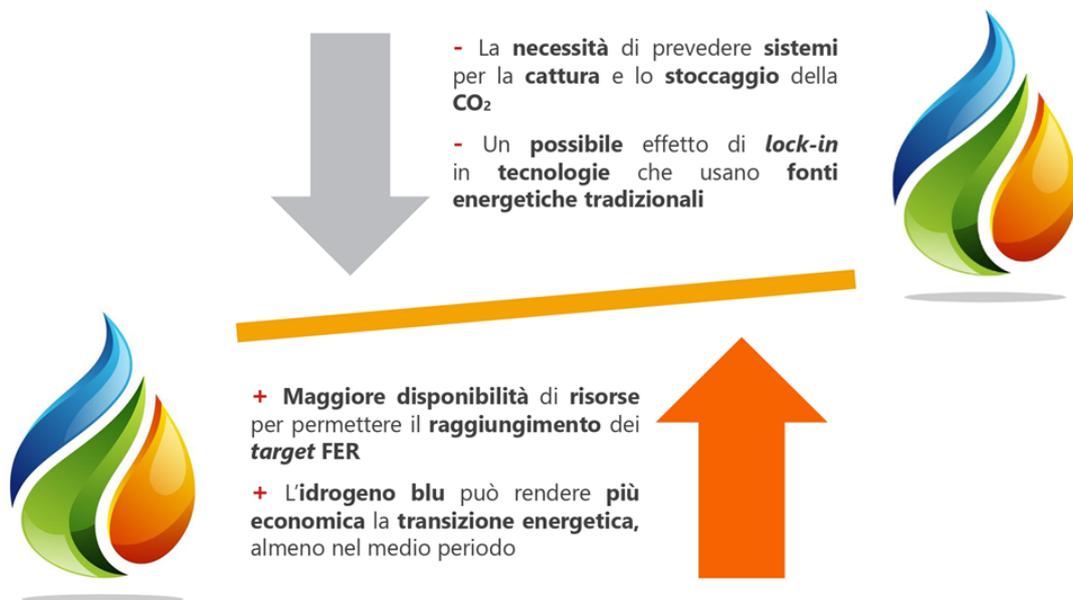
È interessante segnalare che l'uso dell'idrogeno blu nel breve e medio periodo è ritenuto promettente in diversi studi¹¹. A favore dell'idrogeno blu vi sono molteplici aspetti:

- Il contributo dell'elettricità rinnovabile (oggi risorsa scarsa) alla decarbonizzazione è, al momento, maggiore se l'elettricità viene usata direttamente negli usi finali anziché per la produzione di idrogeno¹².
- L'uso di idrogeno blu può rendere più economica la transizione energetica almeno nel medio periodo¹³.

Alcuni ricercatori¹⁴ rilevano, però, che questa produzione non è completamente neutrale in termini di emissioni sia a causa del rischio di perdite lungo la filiera che a causa di un potenziale rischio di *lock-in* in tecnologie e investimenti a più alta intensità di emissioni, quali ad esempio l'estrazione e il trasporto di gas naturale.

Confrontando le linee d'azione descritte nella Strategia Europea per l'Idrogeno con le politiche adottate nel nostro Paese, è interessante segnalare che già il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) presentato dall'Italia alla Commissione Europea a dicembre 2019 in ottemperanza all'Accordo di Parigi prevedeva un'espansione della produzione e uso dell'idrogeno verde, senza però quantificare un obiettivo specifico.

IDROGENO BLU: FATTORI A FAVORE E CONTRO IL SUO SVILUPPO



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche

¹¹ Van de Graaf et al., 2020.

¹² ARERA, 2021: "Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito alla proposta di Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (DOC. XXVII, N. 18) - Memoria per la 10a Commissione Industria, commercio, turismo, 5a Bilancio e 14a Politiche dell'Unione europea del Senato della Repubblica", MEMORIA 86/2021/I/COM, 02.03.2021; Carrington, D., 2021: "Using hydrogen fuel risks locking in reliance on fossil fuels, researchers warn. Electrification of cars and home boilers best choice to fight the climate crisis, say scientists", *The Guardian*, 06.05.2021.

¹³ ENTSOG, 2020: "ENTSOG response to the public consultation on the EU Hydrogen Strategy", 08.07.2020.

¹⁴ Van de Graaf et al., 2020; *Transport & Environment*, 2021: "Getting it right from the start: How to ensure the sustainability of electrofuels - Minimum criteria for Renewable Fuels of Non Biological Origin under RED II".

Nel PNIEC è stato previsto un contributo dell'idrogeno intorno all'1% del *target* delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) nei trasporti, attraverso l'uso nelle auto, negli autobus, nel trasporto pesante e nei treni.

L'entità dello sforzo previsto per l'Italia è stata precisata in due documenti pubblicati nel 2021, cioè le Linee Guida Preliminari per la Strategia Italiana per l'Idrogeno¹⁵ e il PNRR¹⁶.

Questi documenti prevedono una penetrazione dell'idrogeno del 2% del consumo energetico finale entro il 2030 e del 20% entro il 2050 e la promozione dell'installazione di 5 GW di capacità di elettrolizzazione da fonti rinnovabili. Guardando all'orizzonte del 2030 e prendendo a riferimento il consumo di energia primaria del 2019, il 2% degli usi finali corrisponde a quasi 34 TWh; questo valore costituisce un raddoppio rispetto all'attuale penetrazione dell'idrogeno nel *mix* energetico, pari all'1% circa, e un obiettivo piuttosto sfidante se si considera che la produzione italiana di idrogeno è al momento quasi esclusivamente basata sull'idrogeno grigio¹⁷.

Il lato della domanda

L'espansione dell'offerta di idrogeno richiede una crescita parallela della domanda di questa *commodity*, che la Commissione prevede di supportare sia direttamente, tramite programmi di finanziamento della ricerca e sviluppo, sia indirettamente, tramite politiche come l'introduzione di quote minime di energia rinnovabile in specifici segmenti di consumo, l'imposizione di un costo del carbonio in settori oggi esclusi dal meccanismo EU ETS, oppure l'introduzione di contratti per differenze per incentivare l'uso di idrogeno verde in settori oggi soggetti all'EU ETS¹⁸.

4 tipi di usi previsti per l'idrogeno

Gli usi previsti per l'idrogeno sono principalmente di 4 tipi:

- *Input* produttivo o combustibile in alcuni processi industriali.
- Fonte di energia per la mobilità (trasporto su strada e a tendere ferroviario, marittimo e aviazione).
- Combustibile miscelato al gas naturale nelle reti di trasporto e/o distribuzione ("*blending*" dell'idrogeno nelle reti del gas naturale), ma anche attraverso idrogenodotti dedicati, in parte sviluppati dalla riconversione di gasdotti esistenti.
- Strumento di ottimizzazione intertemporale della produzione di elettricità, inteso come strumento di stoccaggio di energia, di breve e lungo periodo (stagionale).

Impieghi via via crescenti nel tempo...

La Strategia Europea per l'Idrogeno prevede che in una prima fase l'idrogeno a basse emissioni possa sostituirsi all'idrogeno grigio attualmente usato in alcuni settori industriali (raffinazione, produzione di ammoniaca), essere miscelato al gas naturale ed usato come combustibile per la produzione di acciaio, alimentare piccole flotte di veicoli commerciali o selezionate tratte ferroviarie non ancora elettrificate, ed infine essere miscelato in piccole percentuali in alcune reti locali del gas naturale in prossimità dei punti di produzione.

¹⁵ Ministero dello Sviluppo Economico, 2021: "Strategia Nazionale Idrogeno - Linee Guida Preliminari".

¹⁶ Dai documenti tecnici di valutazione del Piano della Commissione Europea, è emerso come "*Gli investimenti nell'idrogeno saranno limitati all'idrogeno verde e non conterranno idrogeno blu né coinvolgeranno il gas naturale*". Fermo restando, che il PNRR non esaurisce affatto i finanziamenti allo sviluppo dell'idrogeno nel nostro Paese.

¹⁷ Ministero dello Sviluppo Economico, 2021.

¹⁸ Si segnala al riguardo la richiesta pervenuta da alcuni rappresentanti dell'industria chimica europea: *Euractiv*, 2021: "*CO₂ pricing 'not enough' to decarbonise industry, chemical makers say*".

**Il *blending*
dell'idrogeno è
fattibile?**

Nel medio e lungo periodo, la Commissione prevede invece un contributo dell'idrogeno nella produzione di acciaio a zero emissioni, nei trasporti stradali pesanti a lungo raggio e nei trasporti ferroviari non elettrificati mediante camion o treni a celle di combustibile, nella navigazione a corto raggio ed, infine, nei trasporti aerei e marittimi tramite la miscelazione in combustibili sintetici.

È interessante osservare che il *blending* dell'idrogeno nelle reti adibite al trasporto del gas naturale, che rappresenta un modo relativamente semplice di creare una domanda stabile e prevedibile di idrogeno nel breve periodo, sembra essere fattibile fino a percentuali non trascurabili senza la necessità di particolari adeguamenti nelle reti¹⁹, anche se potrebbe richiedere misure di assestamento in specifiche applicazioni industriali.

Nei dispositivi in uso ai clienti finali residenziali, le posizioni sono discordanti. Alcuni studi²⁰ evidenziano la viabilità del *blending* anche in ambito residenziale, senza criticità insormontabili, aprendo quindi ad un'applicazione concreta in tale campo.

Tuttavia, nel settore permangono dubbi circa la miscelazione di idrogeno nelle reti per il trasporto del gas che riduce il potere calorifico complessivo della fornitura di gas naturale, richiedendo dunque un adeguamento dei contratti di fornitura. A ciò, si aggiungono ulteriori problematiche in termini di sicurezza e trasporto dell'idrogeno, con il rischio di circoscrivere l'impiego dell'idrogeno verde almeno inizialmente ai settori industriali *hard to abate*.

Dati i limiti che oggi sussistono circa la possibilità di generare idrogeno a zero emissioni, alcuni osservatori sostengono inoltre che incentivare l'uso dell'idrogeno in applicazioni che potrebbero essere elettrificate in maniera relativamente semplice potrebbe rivelarsi controproducente sotto il profilo della mitigazione del cambiamento climatico, specialmente in assenza di misure incisive a favore dell'efficienza energetica negli usi finali²¹.

L'uso dell'idrogeno come strumento di flessibilità per l'ottimizzazione della produzione, del trasporto e della distribuzione di elettricità da fonti rinnovabili è infine trattato con grande attenzione non solo nella Strategia Europea per l'Idrogeno, ma anche nella Strategia Europea per l'Integrazione dei Sistemi Energetici²². In questo secondo documento, si sottolinea in particolare come questo servizio potenzialmente offerto dall'idrogeno rappresenti uno strumento importante non solo alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione, ma anche in un'ottica di un più efficiente utilizzo delle reti elettriche, già oggi gravate da pesanti costi dovuti ai flussi non programmati.

Proprio nell'ottica di favorire l'uso dell'idrogeno come strumento di accumulo e flessibilità per i sistemi elettrici, la Strategia per l'Integrazione dei Sistemi Energetici auspica anche un'attenta analisi della tariffazione dell'elettricità usata per la produzione dell'idrogeno, in modo da evitare doppie tassazioni o doppie imposizioni di tariffe di rete sull'elettricità che sarà utilizzata per produrre o stoc-

¹⁹ Ministero dello Sviluppo Economico, 2021; McDonald, Z., 2020 riporta che il *blending* dell'idrogeno è già oggi consentito in alcuni casi fino a punte del 5% (Fonte: McDonald, Z., 2020: "Injecting hydrogen in natural gas grids could provide steady demand the sector needs to develop", *S&P Global Platts*, 19.05.2020); Kantor, 2021 riporta fonti olandesi che valutano come possibile un *blending* fino al 15%-20% nelle reti attualmente esistenti (Fonte: Kantor, 2021: "Assist the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators in assessing the energy transition aspects as applicable to gas infrastructure").

²⁰ IEA, 2019 stima addirittura una possibilità di miscelazione fino al 20%-30% senza la necessità di particolari adeguamenti per i consumatori domestici.

²¹ Carrington, D., 2021; Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnhaichner, A. et al., 2021: "Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation", *Nature Climate Change*.

²² *European Commission*, 2020 (B): "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration", 08.07.2020.

care l'idrogeno. Nel caso italiano, il requisito minimo in questo senso potrebbe essere l'introduzione di esenzione dagli oneri di sistema, eventualmente da estendere a tutte le produzioni di idrogeno verde; nel caso dell'idrogeno usato a fini di flessibilità si potrebbero valutare ulteriori esenzioni per incentivare una funzione particolarmente preziosa per il sistema. La Strategia per l'Integrazione dei Sistemi sottolinea, inoltre, come l'idrogeno prodotto sul suolo comunitario tramite fonti rinnovabili possa rappresentare anche uno strumento utile a ridurre la dipendenza da Paesi extra-UE per l'approvvigionamento di combustibili fossili e il costo stesso di queste importazioni.

Tuttavia, non può essere scartata la possibilità di importare idrogeno, in quanto favorirebbe il raggiungimento dei *target* e permetterebbe di avere una quantità di fonti rinnovabili maggiore, a disposizione del sistema energetico.

Nessuna opzione tecnologica va preclusa

Alla luce degli ambiziosissimi *target* emissivi da raggiungere da qui al 2050 (saldo emissivo di gas climalteranti pari a zero), passando per il 2030 (-55% di emissioni rispetto al 1990), occorre raccogliere tutti gli spunti che la tecnologia, anche attuale, offre per poter produrre idrogeno.

In tal senso, un contributo potrà arrivare anche da quelle fonti energetiche più programmabili e con più ore di funzionamento all'anno, rispetto all'eolico e al solare. È il caso, questo, dell'idroelettrico e del *Waste-To-Energy* (WTE) e dei processi di depurazione delle acque reflue. Circa l'idroelettrico, le conseguenze ineludibili del cambiamento climatico in atto porteranno alla realizzazione di nuovi invasi nel Mezzogiorno, originando dunque un potenziale energetico aggiuntivo, utile anche ai fini della produzione di idrogeno, rispetto all'attuale che è già in larga parte sfruttato.

Relativamente al WTE e ai processi di depurazione, il percorso di allineamento al paradigma dell'Economia Circolare richiede una gestione virtuosa dei rifiuti, inclusi i fanghi. Pertanto, sempre nel pieno rispetto della gerarchia dei rifiuti, che prevede il ricorso al recupero energetico unicamente in antitesi allo smaltimento in discarica, l'implementazione di una capacità aggiuntiva di WTE potrebbe giovare nel rendere disponibile quote maggiori di energia pulita, per la parte computabile a tal fine, ma anche contribuire a risolvere situazioni emergenziali ed evitare le emissioni di metano dei rifiuti smaltiti in discarica.

Parimenti, l'incremento atteso delle attività di depurazione porterà ad un aumento dei fanghi prodotti. Prevedere adeguate forme di valorizzazione, inclusa quella energetica, di tali sostanze, non può che essere utile nel fornire una capacità energetica addizionale anche per produrre idrogeno, oltre ad evitare il più impattante smaltimento in discarica. Sia la gassificazione dei fanghi per la produzione di idrogeno sia il *reforming* del biogas sono trattamenti che, benché ad oggi non prevedano la possibile industrializzazione, rappresentano un'interessante potenzialità da sviluppare e sperimentare.

Nell'ambito del servizio idrico integrato, sebbene i volumi non siano di rilievo se comparati ai valori complessivi, va segnalato come anche dagli impianti di trattamento di acque reflue si possa attendere una interessante e diffusa produzione di idrogeno prodotto dal *reforming* del biogas quando l'immissione in rete come biometano non sia sostenibile.

In particolare, negli impianti di depurazione di taglia media (e.g. fino ai 500.000 Abitanti Equivalenti) non è economico installare apparati di biometanazione e, quindi, la produzione di idrogeno può essere una interessante alternativa.

La Strategia Italiana per l'Idrogeno è allineata a quella Europea

La Strategia Italiana per l'Idrogeno risulta sostanzialmente allineata alle indicazioni della Strategia Europea. La tabella che segue raccoglie le prime indicazioni qualitative che emergono dai documenti preliminari pubblicati al momento della stesura di questo rapporto; queste saranno verosimilmente precisate nella Strategia Nazionale per l'Idrogeno e nella nuova edizione del PNIEC attese per i prossimi mesi. Si rileva, in particolare, il riferimento alla possibilità di miscelare fin da subito una piccola percentuale di idrogeno nelle reti gas, in attesa dello sviluppo di una filiera specifica di produzione e distribuzione.

USI DELL'IDROGENO: LINEE GUIDA NAZIONALI PER LA STRATEGIA PER L'IDROGENO E PNRR

SETTORI	2030	2050
Trasporti su strada	2% di camion a celle di combustibile su una flotta nazionale di 200.000 veicoli; possibile penetrazione più significativa fino al 5%-7% Acquisto di bus a idrogeno per il trasporto pubblico locale	80% di camion a celle di combustibile; espansione nel segmento delle autovetture delle flotte aziendali e/o per lunghe percorrenze
Trasporti su rotaia	Idrogeno per sostituire il diesel in metà delle tratte non elettrificabili (circa un terzo del totale)	
Reti di rifornimento	Rete dedicata: A22 Modena-Brennero come progetto pilota; nel PNRR 40 stazioni di rifornimento per veicoli su ruota a idrogeno e 9 per il trasporto ferroviario; auspicata sinergia con le ferrovie e gli interporti	
Aviazione e trasporto marittimo	Uso di idrogeno a basse emissioni per produrre carburanti sintetici	
Usi industriali	Nel PNRR, incentivazione della produzione di idrogeno mediante fonti rinnovabili nelle aree industriali dismesse già collegate alla rete gas	
Chimica e raffinazione	Sostituzione dell'idrogeno grigio con idrogeno a basse emissioni	
Industria siderurgica primaria	In affiancamento o sostituzione al gas naturale come combustibile	
Blending	Plausibile sostituzione di una quota fino al 2% del gas distribuito con idrogeno	Possibile graduale sostituzione del metano nel riscaldamento residenziale (caldaie a idrogeno)
Generazione elettrica	Ottimizzazione del contributo delle fonti rinnovabili intermittenti	
Peso rispetto ai consumi finali di energia	2%	20%

Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche su informazioni "Strategia Nazionale Idrogeno - Linee Guida Preliminari" e PNRR

MERCATI E REGOLAZIONE: LE SFIDE

L'attuazione dell'ambizioso progetto di sviluppo dell'idrogeno nel quadro degli sforzi di decarbonizzazione dell'economia comunitaria pone una serie di sfide anche sotto i profili della regolazione e dello sviluppo dei mercati. Il quadro è particolarmente complesso perché la traiettoria prevista per il settore dell'idrogeno e, più in generale, la portata della transizione energetica richiedono un approccio olistico, che consideri simultaneamente le implicazioni per i settori elettrico, del gas naturale, dei trasporti e degli edifici.

Nei paragrafi che seguono si cercherà di dar conto dei principali punti su cui si sta sviluppando un vivace dibattito che vede coinvolti Istituzioni, aziende e ricercatori.

Come incentivare una produzione di idrogeno sostenibile ed economicamente conveniente?

Occorre una
definizione
condivisa di
"idrogeno a basse
emissioni"

Nel segmento della produzione dell'idrogeno, la principale sfida da un punto di vista economico e di indirizzo riguarda l'individuazione di una definizione condivisa a livello comunitario di "idrogeno a basse emissioni". Questa definizione dovrebbe servire come riferimento sia per le certificazioni o etichettature a beneficio dei consumatori, sia soprattutto per i produttori intenzionati a investire in specifiche tecnologie. È facile capire come mai questo punto apparentemente semplice sia stato e continui ad essere oggetto di un acceso dibattito²³.

La questione sembra aver trovato una prima soluzione nella primavera 2021 con la pubblicazione delle misure di implementazione²⁴ della Tassonomia europea per gli investimenti sostenibili²⁵, che hanno attribuito la qualifica di "sostenibile" all'idrogeno prodotto con emissioni nell'arco del ciclo di vita inferiori a 3 tCO₂eq/tH₂.

Secondo alcuni *stakeholder*, questo limite è compatibile con l'uso per l'elettrolisi dei *mix* di generazione a più basse emissioni in Europa (ad esempio quello francese). Inizialmente tale limite era più stringente (2,256 tCO₂eq/tH₂), tuttavia a livello europeo ci si è resi conto che sarebbe risultato difficile da conseguire anche per alcuni impianti rinnovabili²⁶. Anche il valore fissato attualmente non è esente da critiche: alcuni osservatori hanno evidenziato come questo limite sia troppo restrittivo rispetto alla possibilità di decarbonizzare tramite cattura e stoccaggio del carbonio che oggi viene generato nei processi di produzione di idrogeno da combustibili fossili²⁷.

Dall'altro lato della barricata, alcune società europee attive nella generazione da fonti rinnovabili hanno segnalato come un'indicazione più stringente avrebbe potuto fornire un segnale più deciso circa la direzione da intraprendere e circa l'importanza delle fonti rinnovabili elettriche per il percorso di decarbonizzazione dell'UE²⁸.

²³ European Commission, 2020 (A); ENTSOG, 2020.

²⁴ Annex to the Commission Delegated Regulation (EU) .../... supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation and for determining whether that economic activity causes no significant harm to any of the other environmental objectives (atto in attesa di numerazione definitiva).

²⁵ Regolamento (UE) 2020/852.

²⁶ Euractiv, 2021: "EU taxonomy shutting the door to grid-powered hydrogen, critics say".

²⁷ Florence School of Regulation, 2021: "What should be in the Commission's legislative proposal(s) on Hydrogen", on-line event, 12.05.2021.

²⁸ Euractiv, 2021: "Don't weaken sustainability criteria for green hydrogen, renewable groups tell Commission".

**I criteri per definire
l'idrogeno
"rinnovabile"**

Un altro aspetto è connesso alla possibilità di definire come "rinnovabile" l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi. La Direttiva (UE) 2018/2001²⁹ inserisce infatti tra i criteri rilevanti per i combustibili rinnovabili di origine non biologica sia l'indicazione di un risparmio minimo del 70% delle emissioni climalteranti rispetto all'omologo combustibile di origine fossile, sia il criterio dell'addizionalità, cioè la condizione che la produzione del combustibile candidato rinnovabile non debba sottrarre energia (elettrica) rinnovabile ad altri usi. Anche in questo caso, come già esposto in precedenza, il ricorso all'importazione di idrogeno consentirebbe di trarre gli obiettivi afferenti alle fonti rinnovabili, con la disponibilità di maggiori quantitativi di energia rinnovabile per il sistema energetico.

Questo criterio dev'essere dunque considerato nella pianificazione degli investimenti in nuova capacità di produzione di idrogeno idealmente a basse emissioni³⁰.

È interessante segnalare che, mentre nell'UE si discute di un approccio "*technology neutral*" ma comunque piuttosto ambizioso sotto il profilo della sostenibilità ambientale, altri Paesi impegnati nella creazione di una filiera dell'idrogeno hanno scelto una strada diversa.

Tra questi, spicca il caso del Giappone, che ha delineato un percorso largamente basato sull'importazione via nave di idrogeno prodotto all'Estero da combustibili fossili solidi con cattura e stoccaggio del carbonio e ha semplicemente ipotizzato di poter risolvere in futuro i problemi legati alle emissioni climalteranti del trasporto via nave su lunghe distanze³¹.

Come creare e gestire una rete di trasporto adeguata?

Lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno presuppone la presenza di infrastrutture in grado di connettere i punti di produzione con quelli di consumo. La scelta del tipo di infrastruttura dipenderà naturalmente anche dalla collocazione dei poli di produzione e consumo e dalle tecnologie che risulteranno più convenienti per trasportare l'idrogeno, anche alla luce degli usi finali a cui questo sarà destinato.

Se in una fase iniziale il mercato avrà, verosimilmente, una dimensione locale o addirittura interna a singoli *cluster* industriali, l'aspettativa è che nel medio e lungo periodo il mercato dell'idrogeno assuma una dimensione nazionale e poi comunitaria, aperta agli scambi con alcuni Paesi extraeuropei - *in primis* sfruttando i collegamenti con il Nord Africa - senza dimenticare la centralità della rete gas.

La pianificazione delle infrastrutture di trasporto e la definizione delle loro modalità di finanziamento e di utilizzo presentano numerosi profili di interesse dal punto di vista economico e regolatorio.

L'INTRODUZIONE DI UNA REGOLAZIONE PRO-COMPETITIVA DELLE RETI**Vanno regolati
l'accesso e l'uso
competitivi delle
reti**

Un primo punto evidenziato già nella Strategia Europea per l'Idrogeno è la necessità di regolare l'accesso e l'uso delle infrastrutture in maniera pro-competitiva. Da un punto di vista pratico, questo significherebbe, per quanto è possibile immaginare al momento³², quanto esposto nella grafica sottostante.

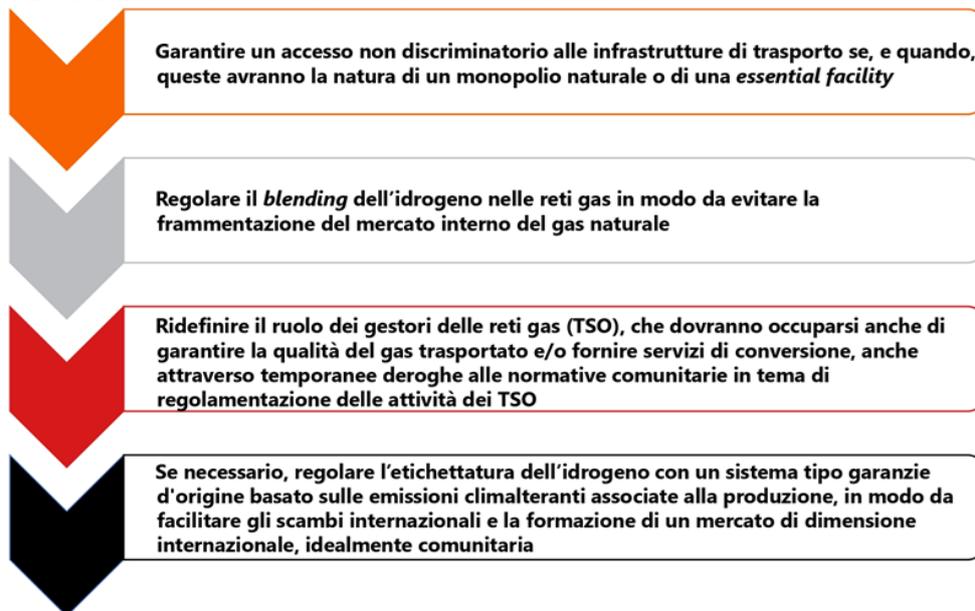
²⁹ Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources.

³⁰ *Transport & Energy*, 2021.

³¹ *Ministry of Economy, Trade and Industry*, Japan: "Basic hydrogen strategy (key points)".

³² ACER, 2021 (A): "When and how to regulate hydrogen networks? - European Green Deal regulatory white paper series (paper #1) relevant to the European Commission's Hydrogen and Energy System Integration Strategies", 09.02.2021; ENTOSOG, 2021.

LA REGOLAZIONE PRO-COMPETITIVA DELLE RETI



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche su informazioni ACER (2021)

Rispetto al terzo punto esposto nella grafica, i gestori delle reti gas potrebbero assumere anche il ruolo di facilitatori per lo sviluppo della filiera attraverso la realizzazione di infrastrutture per la produzione dell'idrogeno.

Circa il dibattito sui diversi punti, si segnala anche la difficoltà di raggiungere un equilibrio tra due esigenze contrapposte sentite dalla maggior parte degli *stakeholder* e degli attori istituzionali coinvolti.

LE ESIGENZE DEGLI STAKEHOLDER E DEGLI ATTORI ISTITUZIONALI



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche

ADEGUAMENTO, FINANZIAMENTO E PIANIFICAZIONE DI LUNGO PERIODO DELLE INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

I temi chiave delle infrastrutture di trasporto...

Un secondo punto critico riguarda la pianificazione e il finanziamento delle infrastrutture di trasporto, anche alla luce della progressiva erosione, nel medio e lungo periodo, del peso del gas naturale nel *mix* energetico europeo³³. La discussione ruota in particolare intorno a 3 temi strettamente collegati:

- La possibilità di riutilizzare i gasdotti esistenti per il trasporto dell'idrogeno in forma miscelata o pura.
- Le modalità di finanziamento degli adeguamenti alle infrastrutture esistenti e della realizzazione di eventuali nuove infrastrutture.
- La pianificazione di lungo periodo dello sviluppo delle infrastrutture.

...il riutilizzo delle reti gas esistenti per l'idrogeno...

Per quanto riguarda il riutilizzo di reti gas esistenti per il trasporto dell'idrogeno in forma miscelata o pura, ACER e CEER³⁴ sottolineano come questa opzione possa rivelarsi particolarmente efficiente in termini di costo, perché permette di evitare sia i costi di *decommissioning*, sia il costo di realizzazione di una nuova infrastruttura. La valutazione dev'essere però effettuata caso per caso sulla base di una metodologia condivisa di comparazione di costi e benefici, che tenga conto anche della potenziale competizione tra reti di trasporto dell'idrogeno e reti di trasporto dell'elettricità e dell'evoluzione

³³ In questo senso si è espresso in maniera molto incisiva il vice-presidente della Commissione Europea Frans Timmermans il 25.03.2021, in occasione del *meeting* annuale di *Eurogas*. La visione della Commissione deve d'altra parte essere temperata con le esigenze che emergeranno durante la formalizzazione delle singole misure normative.

³⁴ ACER, 2021 (A).

del dibattito in vista della revisione del Regolamento TEN-E³⁵. È importante ricordare che si parla di "retrofitting" per indicare il riutilizzo delle reti gas per il trasporto di una miscela di gas e idrogeno e di "repurposing" per indicare la conversione dei gasdotti in idrogenodotti³⁶. La differenza tra i due termini ha rilevanza legale, dal momento che la Direttiva 2009/73/CE si applica alle reti adibite al trasporto del gas naturale anche miscelato con biogas o altre forme di gas, ma non alle reti per il trasporto dell'idrogeno³⁷.

...il finanziamento
delle
infrastrutture...

Per quanto riguarda il finanziamento delle infrastrutture, si osservano a livello europeo 2 approcci contrastanti. ENTSOG propone, infatti, di addebitare almeno parte del costo dell'adeguamento ai consumatori di gas naturale, storicamente gravati da componenti tariffarie per la transizione energetica decisamente più basse rispetto a quelle imposte ai consumatori di elettricità³⁸. ACER propone, invece, di evitare sussidi incrociati tra settori e sottolinea la necessità di prestare particolare attenzione a non duplicare le remunerazioni concesse ai gestori delle infrastrutture, rimuovendo gli *asset* gas convertiti al trasporto dell'idrogeno dalla RAB degli operatori gas e richiedendo almeno una separazione contabile e di gestione delle attività tra le entità incaricate della gestione degli idrogenodotti e quelle incaricate della gestione dei gasdotti³⁹.

...la pianificazione
di lungo periodo
delle infrastrutture

Per quanto riguarda infine la pianificazione delle infrastrutture europee per il medio e lungo periodo, il dibattito sulla Strategia Europea per l'Idrogeno si è intrecciato con le complesse discussioni in materia di integrazione dei sistemi energetici e revisione del Regolamento TEN-E. La domanda a cui si tenta di rispondere in questo caso è: quante e quali nuove infrastrutture per l'idrogeno saranno necessarie ed eventualmente meritevoli di un finanziamento dedicato, tenendo conto del fatto che l'idrogeno rappresenta, per molti versi, un ponte tra i settori dell'elettricità, del gas e della mobilità? Il tentativo di sbrogliare l'intricata matassa partendo dal filo dell'idrogeno mette in luce 3 problemi aperti:

- In assenza di un *framework* regolatorio per l'idrogeno, assegnare ad ENTSOG la *leadership* nella pianificazione e analisi costi-benefici anche per l'idrogeno può dar luogo a dubbi circa la neutralità delle valutazioni e i possibili conflitti d'interesse: per questo motivo, ACER auspica un maggiore coinvolgimento delle autorità di regolazione nazionali⁴⁰.
- Le infrastrutture di trasporto del gas naturale non sono più ammesse nella lista dei Progetti di Interesse Comune, ad eccezione di 17 connessioni localizzate per lo più nell'Europa Sud-Orientale e necessarie per esigenze di sicurezza delle forniture. Rispetto a questo tema, ACER segnala come sia comunque opportuno considerare nella pianificazione alcune misure di supporto per facilitare la conversione delle reti gas per il trasporto dell'idrogeno o per realizzare le

³⁵ Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i Regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009.

³⁶ SNAM, 2021: "Idrogeno, le reti gas sono strategiche – Lettera alla Commissione UE di 94 società e associazioni", 22.03.2021.

³⁷ Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE; ACER 2021. Si segnala, a questo proposito, che è iniziato il progetto di riforma della Direttiva citata e del Regolamento 715/2009, intrapresa nell'ambito del *Green Deal* proprio per disciplinare anche il mercato dei gas decarbonizzati.

³⁸ ENTSOG, 2021. A questo proposito è interessante ricordare che anche la Strategia Europea per l'Integrazione dei Sistemi riconosce come le componenti fiscali e di finanziamento di misure di politica energetica costituiscano a livello comunitario il 40% del prezzo finale dell'elettricità e soltanto il 26% del prezzo finale del gas per il segmento residenziale (Fonte: *European Commission*, 2020 (B)).

³⁹ ACER, 2021 (A).

⁴⁰ ACER, 2021 (B): "Position on improving the Regulation on guidelines for Trans-European Energy Networks (TEN-E Regulation)", 05.03.2021.

infrastrutture gas già previste in modo che siano direttamente utilizzabili anche per il trasporto dell'idrogeno⁴¹. D'altro canto, 11 Paesi membri dell'UE⁴² hanno recentemente sottoscritto una richiesta di escludere fin d'ora dalla lista dei Progetti di Interesse Comune tutte le infrastrutture di trasporto di combustibili fossili, supportando così l'ambizione di una più veloce decarbonizzazione.

- Più in generale, la pianificazione delle infrastrutture non potrà prescindere dalla considerazione degli scenari di sviluppo delle reti di trasporto (TEN-T) e, all'interno di questi, delle infrastrutture di trasporto basate sull'idrogeno, come già riconosciuto nelle fasi preliminari di definizione dei Piani Decennali di Sviluppo delle Reti di ENTSOE ed ENTSOG⁴³.

VERSO UNA RETE EUROPEA DELL'IDROGENO? LA EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

A conclusione di questa rassegna dei problemi aperti, è interessante rilevare che diversi gestori delle reti gas si sono già organizzati per proporre una visione per una possibile rete europea dell'idrogeno, largamente basata sul *repurposing* delle reti gas esistenti e con l'introduzione di alcune nuove linee di trasporto dedicate.

Un piano per una rete europea dell'idrogeno

Nella primavera 2021 è stato, infatti, pubblicato un documento⁴⁴ sottoscritto da 23 TSO del gas naturale ed esteso a 21 Paesi che propone un ambizioso, con entità di investimento ragguardevoli, piano di conversione di parte della rete del gas naturale esistente per servire l'evoluzione del mercato dell'idrogeno nel ventennio 2020-2040. Oltre a delineare uno scenario europeo di riferimento, ovviamente influenzato anche dalle esigenze dei proponenti, il documento aggiorna le stime del costo di *repurposing* per tener conto dell'effettivo diametro di molti dei gasdotti presenti in Europa⁴⁵ e stima un costo medio di trasporto in Europa nell'ordine dei 0,11-0,21 EUR/kg di idrogeno⁴⁶.

Le considerazioni raccolte sono ovviamente rappresentative degli interessi di una parte della filiera, ma rappresentano uno spunto di riflessione interessante sulla fattibilità della transizione da gas a idrogeno e sulla possibile dimensione del mercato dell'idrogeno in Europa nel medio e lungo periodo.

LA POSIZIONE DEI GESTORI DI RETE ITALIANI

Anche i gestori di rete italiani si sono attivati con consistenti investimenti previsti

Anche se il percorso dell'Italia e dell'UE verso la creazione di un mercato dell'idrogeno è ancora agli inizi, sia Snam che Terna, i gestori delle reti italiane del gas e dell'elettricità, si sono attivati già da diversi mesi per rispondere alle sfide dei prossimi anni e hanno previsto corposi investimenti per la transizione energetica nei propri piani industriali.

Snam ha verificato la possibilità di trasportare fino al 5% di idrogeno nelle reti esistenti e ha già effettuato una sperimentazione per aumentare questa percentuale al 10%. La società ha stimato che il 70% circa della propria infrastruttura sia già oggi adatta a trasportare idrogeno e nel piano

⁴¹ ACER, 2021 (B).

⁴² Austria, Belgio, Germania, Danimarca, Estonia, Irlanda, Lussemburgo, Lettonia, Paesi Bassi, Spagna e Svezia (Fonte: *Euractiv*, 2021: "Eleven EU countries call to ban fossil fuels from trans-European energy infrastructure", 06.05.2021).

⁴³ ENTSOG ed ENTSOE, 2021: "TYNDP 2022 scenarios final storyline report".

⁴⁴ Creos et al., 2021: "Extending the European Hydrogen Backbone – A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries".

⁴⁵ 24-36 pollici; la stima iniziale era stata effettuata su gasdotti da 48 pollici. Secondo i redattori del documento i gasdotti di diametro minore richiedono un CAPEX più basso per il *repurposing* ma un OPEX più alto per l'effettivo trasporto del gas (Fonte: Creos et al., 2021).

⁴⁶ Sebbene il documento non espliciti in modo chiaro le determinanti di tale valore è possibile assumere che tale costo copra sia la componente Capex che la componente Opex dell'infrastruttura.

industriale 2021-2024 ha previsto che i nuovi investimenti siano tutti compatibili con il trasporto di idrogeno puro⁴⁷.

Anche Terna ha previsto investimenti su diversi fronti: consentire la connessione alla rete delle nuove capacità rinnovabili intermittenti indispensabili per la transizione energetica, sviluppare la capacità di trasmissione a livello nazionale e internazionale in modo da valorizzare il contributo delle nuove capacità e connettere adeguatamente il mercato italiano al mercato interno comunitario, ed infine monitorare le opportunità offerte dalle nuove tecnologie di accumulo su cui sono in corso alcuni progetti di ricerca⁴⁸.

**Occorre un quadro
regolatorio
adeguato**

Con tutte le difficoltà date dall'evoluzione molto rapida del contesto e dalla difficoltà di prevedere gli sviluppi sul fronte delle tecnologie e dei mercati nel medio e lungo periodo, sarà importante che il regolatore, da un lato, garantisca ai TSO nazionali un quadro di riferimento sicuro, incluso un iter autorizzativo semplificato per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno, e adeguate remunerazioni per gli investimenti e le attività di ricerca e sviluppo; dall'altro, verifichi l'interazione tra le attività regolate e quelle a mercato, per evitare squilibri a danno degli altri operatori della filiera oppure dei consumatori.

Il modello della *sandbox* regolatoria potrebbe rappresentare, in questo contesto, uno strumento utile a garantire a tutti gli operatori della filiera, e in particolare ai TSO, la possibilità di sperimentare nuove soluzioni tecnologiche, beneficiando se necessario di temporanee limitate esenzioni alla regolazione in vigore; i regolatori potrebbero nel frattempo valutare i benefici di ciascuna sperimentazione e monitorare la necessità di eventuali modifiche alla regolazione in vigore.

L'evoluzione del sistema energetico nella direzione di una sempre maggiore integrazione tra settori rappresenta una sfida molto complessa da questo punto di vista, poiché potrebbe determinare la necessità di esaminare nel corso del tempo il perimetro delle attività soggette ad *unbundling* e l'adeguatezza del disegno generale dei mercati dell'elettricità e del gas.

Come coinvolgere i segmenti a valle della filiera?

**Quale ruolo per i
distributori gas?**

Un punto su cui, negli ultimi mesi, ha iniziato a concentrarsi l'attenzione di imprese, Istituzioni e ricercatori è il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione del gas naturale nel contesto della transizione energetica, in generale, e dell'espansione del ruolo dell'idrogeno, in particolare.

Il punto di vista dei distributori gas è già stato oggetto di una prima analisi in un recente *Position Paper* di questa Collana⁴⁹, che ha delineato alcune criticità specifiche per il caso italiano.

Un'analisi condotta nell'estate 2020 per conto della Commissione Europea⁵⁰ ha evidenziato anche una lunga serie di lacune nella regolazione europea che potrebbero rivelarsi particolarmente problematiche in un orizzonte di medio e lungo periodo, quando il consumo di gas naturale dovrebbe diminuire notevolmente e la domanda residua dovrebbe riorientarsi sui gas rinnovabili.

**Le lacune della
regolazione
europea**

Tra i punti deboli ancora in sospeso, si evidenzia in particolare l'assenza dei seguenti elementi, come da grafica sottostante.

⁴⁷ Fonte: https://www.snam.it/it/transizione_energetica/idrogeno/snam_e_idrogeno/.

⁴⁸ Fonte: <https://www.terna.it/it/media/news-eventi/piano-industriale-2021-2025>.

⁴⁹ Si rimanda, per ulteriori approfondimenti, al *Position Paper* n.178 "La distribuzione di gas naturale nella transizione energetica", Laboratorio REF Ricerche, aprile 2021.

⁵⁰ *European Commission*, 2020 (C): "ASSET Study on The role of Gas DSOs and distribution networks in the context of the energy transition".

LE LACUNE DA COLMARE NELLA REGOLAZIONE EUROPEA

Una regolazione specifica per la qualità del gas, che includa anche indicazioni in materia di limiti di sicurezza al *blending* dell'idrogeno e misure di trasparenza verso i consumatori circa la provenienza del gas

Regole chiare in materia di obblighi di connessione verso i produttori di gas rinnovabile

Strumenti di incentivazione per agevolare l'innovazione e una maggior penetrazione dei consumi di gas rinnovabili sui consumi di gas

Misure che agevolino il coordinamento tra distributori e gestori delle reti di trasporto e facilitino il coinvolgimento dei distributori nella pianificazione dello sviluppo delle infrastrutture nazionali ed europee

Una regolazione che continui a facilitare lo *switching* tra diversi fornitori attivi nello stesso comprensorio

Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche su informazioni Commissione Europea

Queste criticità, unite ai problemi che spesso sorgono per le dimensioni relativamente ridotte di molti distributori e, soprattutto, per la difficile interazione con le Amministrazioni Locali, rischiano di costituire un serio ostacolo al coinvolgimento dei distributori nella transizione energetica e un freno all'innovazione in una porzione importante della filiera.

Come coinvolgere i consumatori?

Va valutata
l'accettazione
sociale
dell'idrogeno

Un ultimo punto rimasto per ora in ombra nel dibattito riguarda l'accettazione dell'idrogeno come fonte di energia da parte delle persone nel loro triplice ruolo di potenziali consumatori, cittadini con diritto di voto e membri delle comunità locali. Mentre l'accettazione di specifiche fonti o specifici impianti per la generazione di elettricità è stata ampiamente indagata nella letteratura economica⁵¹, lo studio dell'accettazione dei gas rinnovabili e delle relative tecnologie di produzione e consumo è appena agli esordi e nel caso dell'idrogeno si è concentrato soprattutto sull'accettazione dei veicoli a idrogeno e/o delle relative infrastrutture di ricarica⁵².

⁵¹ Si veda per esempio la *review* della letteratura in: Motz, A., 2021: "Consumer acceptance of the energy transition in Switzerland: The role of attitudes explained through a hybrid discrete choice model" *Energy Policy* 151, 112152.

⁵² Un esempio interessante è la valutazione dell'accettazione dell'idrogeno nei trasporti in Germania nel contesto della transizione energetica riportata in Emmerich, P., Hülemeier, A.-G., Jendryczko, D., Bauman, M. J., Weil, M., Baur, D., 2020: "Public acceptance of emerging energy technologies in context of the German energy transition", *Energy Policy* 142, 111516.

Fattori attitudinali come la fiducia nell'industria e negli Enti Locali coinvolti, la percezione dei benefici ambientali ed economici delle offerte di fornitura o delle singole infrastrutture, la sensibilità personale ai problemi ambientali ed infine la percezione dei possibili rischi potrebbero condizionare notevolmente la reazione dei singoli e delle comunità sia rispetto all'offerta di idrogeno per il consumo individuale, sia rispetto a progetti di infrastrutture per la produzione, il trasporto o il consumo su scala industriale di questo vettore di energia. Le stesse determinanti delle scelte individuali potrebbero del resto condizionare anche la disponibilità a pagare dei consumatori per un approvvigionamento di energia percepito come più sostenibile.

Una considerazione attenta delle percezioni e delle priorità dei consumatori potrà probabilmente favorire una più rapida ed efficiente espansione del peso dell'idrogeno a basse emissioni nel *mix* energetico europeo, come del resto auspicato già nel Pacchetto europeo "*Clean Energy for All Europeans*".

CONCLUSIONI

Lo sviluppo di un'economia dell'idrogeno a basse emissioni in un'Unione Europea impegnata nella transizione energetica lascia intravedere già ora numerose sfide di natura economica, regolatoria, sociale e politica. Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il medio e lungo periodo richiederà investimenti su larga scala e cambiamenti profondi nell'operatività delle aziende del settore energetico. Pur tenendo conto della difficoltà di immaginare la struttura e il funzionamento del nuovo mercato dell'energia, sarà cruciale orientare politiche e investimenti in modo da favorire l'innovazione e limitare il rischio di *lock-in* tecnologico.

L'Italia si trova in una posizione delicata rispetto al tema dell'idrogeno, essendo tra i Paesi europei con il più alto peso del gas naturale sul totale dei consumi di energia primaria. Questa caratteristica può essere un punto di forza, grazie alla possibilità di sfruttare e/o riqualificare le infrastrutture già esistenti e le connessioni con i Paesi del Nord Africa, ma anche un punto di debolezza, se le aziende della filiera gas non saranno messe nelle condizioni di intraprendere un percorso di trasformazione efficiente, come già evidenziato in un precedente *Position Paper*⁵³.

Affinché la transizione sia sostenibile anche da un punto di vista economico e sociale sarà cruciale che i *policy maker* sviluppino un piano d'azione organico e lungimirante, prevedano misure di accompagnamento per i segmenti a valle della filiera e promuovano lo sviluppo di competenze e collaborazione anche presso gli Enti Locali interessati. Vista la portata del cambiamento che si attende per il medio periodo, sarà inoltre molto importante monitorare le percezioni dei cittadini e delle comunità e garantire misure di informazione e trasparenza, in modo da prevenire lo sviluppo di conflitti che potrebbero rallentare o ostacolare la trasformazione del sistema energetico nel suo complesso.

⁵³ Si rimanda, per ulteriori approfondimenti, al *Position Paper* n.178 "La distribuzione di gas naturale nella transizione energetica", Laboratorio REF Ricerche, aprile 2021.