

Memoria per audizione informale in X Commissione (Attività produttive, commercio e turismo) della Camera dei Deputati

17 maggio 2021

Carlo Stagnaro
Direttore, Ricerche e studi
Istituto Bruno Leoni

L'idrogeno rappresenta uno dei pilastri della strategia europea per la decarbonizzazione dell'economia. Si tratta, infatti, di un naturale candidato per sostituire i combustibili fossili – e, in particolare, il metano – in numerosi utilizzi nei quali sono disponibili poche alternative ed è difficile ipotizzare l'impiego su larga scala del vettore elettrico. È il caso, tra l'altro, delle cosiddette industrie *hard-to-abate* (raffinazione del petrolio, ammoniaca, cemento, acciaio) e di alcune tipologie di trasporto (per esempio, i trasporti pesanti via gomma e nave, ma anche le ferrovie nelle zone non elettrificate e potenzialmente gli aerei) (de Klerk Wolters, 2021).

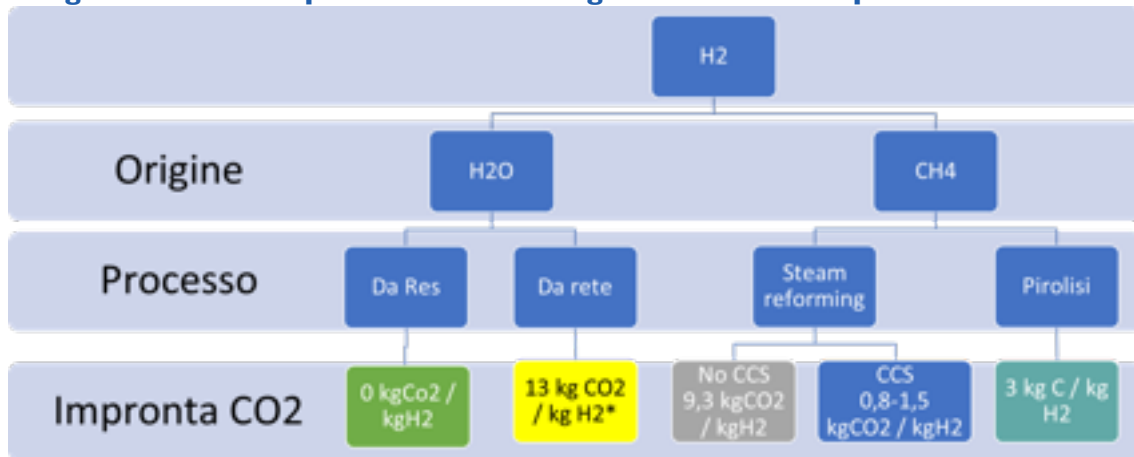
Attualmente la domanda globale di idrogeno si colloca attorno ai 70 milioni di tonnellate annue, impiegate principalmente nei settori della raffinazione e dell'industria (specie nella produzione dell'ammoniaca). Circa i tre quarti dell'idrogeno sono prodotti a partire dal metano, seguito dal carbone (soprattutto in Cina), dal petrolio e dall'elettrolisi dell'acqua (IEA, 2019). La produzione di idrogeno assorbe circa il 6 per cento della domanda mondiale di gas. La Commissione europea ha fissato un ambizioso obiettivo di promozione dell'idrogeno, avendo come *target* di lungo termine l'utilizzo esclusivo di processi basati sull'uso di energia rinnovabile (c.d. idrogeno verde) ma facendo ricorso, durante la transizione, anche ad altri processi a bassa impronta carbonica (CE, 2020). Lo stesso Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dedica all'idrogeno ingenti risorse, divise tra il sostegno alla sua produzione, utilizzo e alla ricerca, sviluppo e innovazione.

L'idrogeno, infatti, può essere prodotto attraverso diversi processi e a partire da differenti fonti. In primo luogo, esso può essere ricavato dalla molecola del metano (CH_4), all'interno della quale quattro atomi di idrogeno sono legati a un atomo di carbonio. Il modo più diffuso per farlo è attraverso una procedura nota come *steam reforming*, la quale però implica il rilascio di una rilevante quantità di anidride carbonica: per ogni chilogrammo di idrogeno, le emissioni ammontano all'incirca a 9,3 chilogrammi di CO_2 . Si parla, per questo, di idrogeno grigio. Tale processo può essere reso più sostenibile se accoppiato con tecnologie di cattura della CO_2 , a valle delle quali il biossido di carbonio può essere stoccato (per esempio in giacimenti esausti di gas naturale) oppure riutilizzato (per esempio "fissandolo" in materiali per l'edilizia). In tal modo, gran parte delle emissioni possono essere abbattute, limitando l'impronta carbonica dell'idrogeno – detto blu – a circa 0,8-1,5 chilogrammi di CO_2 per chilogrammo di idrogeno. Sempre a partire dal metano è possibile seguire un percorso differente, chiamato pirolisi, che ha come prodotto di scarto non già la CO_2 in forma gassosa, ma il carbonio in forma solida, in ragione di 3 chilogrammi

per ogni chilogrammo di idrogeno. Il carbonio, dunque, può essere a sua volta smaltito o riutilizzato (per esempio nella fabbricazione degli pneumatici). Attualmente, non esistono impianti su scala commerciale per la pirolisi del metano, sebbene tale tecnologia appaia promettente per il futuro. L'idrogeno da pirolisi del metano è identificato dal colore turchese.

Alternativamente, l'idrogeno può essere prodotto separandolo dall'ossigeno nella molecola dell'acqua (H_2O), attraverso un metodo detto elettrolisi. Ciò richiede l'utilizzo di elevate quantità di energia elettrica – all'incirca 50 kWh per ogni chilogrammo di idrogeno – con un impatto ambientale assai diversificato. Infatti, l'energia elettrica può provenire interamente da impianti dedicati e privi di emissioni, come quelli rinnovabili (nel qual caso si parla di idrogeno verde) o nucleari (idrogeno viola). Se, invece, l'energia elettrica proviene dalla rete, l'impronta carbonica dipende dalla composizione del mix di generazione: produrre un chilogrammo di idrogeno a partire dal mix attualmente utilizzato in Italia (nel quale le fonti rinnovabili hanno una quota attorno al 40 per cento, il carbone del 10 per cento, il gas naturale il 40 per cento) comporta il rilascio di 13 chilogrammi di CO_2 . Se, tuttavia, a parità di quota rinnovabile si suppone che il carbone sia sostituito dal gas, le emissioni scendono a 10 chilogrammi, e se le rinnovabili cresceranno al 70 per cento del mix a 5 chilogrammi.

Figura 1. Processi produttivi dell'idrogeno e relativa impronta carbonica.



Fonte: elaborazione su dati ARERA, IEA, ISPRA, OIES.

Il sostegno all'economia dell'idrogeno impone, dunque, scelte complesse. Le principali sono: i) se supportarne meramente l'utilizzo; ii) se vincolarne l'incentivazione a certe specifiche caratteristiche; o iii) se invece disegnare meccanismi di agevolazione a favore della produzione (per esempio sussidiando gli elettrolizzatori, necessari alla produzione di idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua).

La scelta se incentivare o meno l'uso dell'idrogeno è prettamente politica: da un lato, esso rappresenta nel breve termine uno dei pochi strumenti per la decarbonizzazione di taluni settori industriali; dall'altro lato, puntare solo sull'idrogeno può determinare un utilizzo non del tutto efficiente delle risorse pubbliche e, più importante, limitare le potenzialità di sviluppo di tecnologie come la cattura e stoccaggio del carbonio, le quali possono essere applicate non solo alla produzione di idrogeno ma anche direttamente nei processi industriali a valle (Kearns et al., 2021).

Una volta presa tale decisione, però, la scelta di quali tipologie di processi incentivare ha una portata ben diversa. In primo luogo, la sostituzione del metano con l'idrogeno implica l'abbattimento *locale* delle emissioni di CO_2 e di altri inquinanti. Inoltre, comporta la decarbonizzazione di una parte dell'industria e delle relative emissioni (cosiddette "scope 1"), prodromica alla piena decarbonizzazione dell'economia. Secondariamente, la scelta del solo idrogeno verde come destinatario degli aiuti pone un dilemma sia economico, sia ambientale (S&P

Global, 2020; Ipf, Sintef e Deloitte, 2021). Dal punto di vista economico, l'idrogeno blu presenta al momento costi assai più contenuti: si stima che la sostituzione dell'idrogeno grigio con quello blu corrisponda a una carbon tax implicita di 25-105 euro / ton CO₂, sostanzialmente in linea con gli attuali livelli dei permessi di emissioni sul mercato ETS, mentre la competitività col metano implica un costo della CO₂ nell'ordine dei 145-245 euro. Al contrario, la competitività dell'idrogeno verde richiede una carbon tax di 215-460 euro contro l'idrogeno grigio e di 400-720 euro contro il metano. I rapporti sono destinati a rovesciarsi nel medio termine: è in questo senso che si parla dell'idrogeno blu come combustibile per la transizione (Tabella 1).

Tabella 1. Costo CO₂ implicito per la sostituzione di combustibili alternativi (H₂ grigio e CH₄)

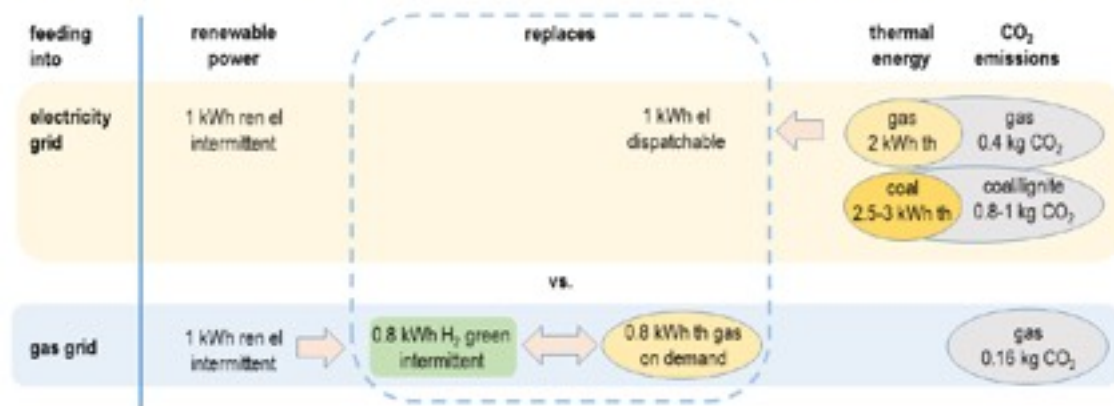
	Oggi		2030	
	vs H ₂ grigio	vs CH ₄	vs H ₂ grigio	vs CH ₄
H ₂ verde (da FV)	215-300 euro	400-505 euro	75-170 euro	205-305 euro
H ₂ verde (da eolico offshore)	375-460 euro	620-720 euro	135-225 euro	275-375 euro
H ₂ blu	25-105 euro	145-245 euro	55-145 euro	180-225 euro
H ₂ turchese	-	-	0-50 euro	65-165 euro

Fonte: Piebalgs et al. (2020).

Dal punto di vista ambientale, la produzione di energia rinnovabile ha un potenziale maggiore se dedicata alla decarbonizzazione della rete. Infatti, in tal modo un chilowattora di energia verde rimpiazza un'analoga produzione di energia da gas naturale o carbone, che generano mediamente 400 e 800 grammi di CO₂, rispettivamente, data l'efficienza di conversione degli impianti termoelettrici. Al contrario, se utilizzato per produrre idrogeno in sostituzione del metano negli utilizzi industriali, lo stesso chilowattora di energia verde implica una quantità di emissioni evitate inferiore, stimabile nell'ordine dei 160 grammi (Figura 2).

Figura 2. Quantità di emissioni evitate utilizzando l'energia verde per la generazione di energia elettrica o la produzione di idrogeno.

Graph 1: Renewable power has the largest CO₂ saving effect when replacing fossil power



Fonte: Dickel (2020).

Il sostegno diretto e specifico all'idrogeno verde (ovvero agli elettrolizzatori e/o agli impianti per la produzione di energia rinnovabile parzialmente dedicati ad alimentarli) viene infatti preso in considerazione nei paesi, come la Germania, dove vi è nelle ore notturne un eccesso di produzione di energia verde (principalmente dall'eolico *offshore*). Neppure in quel caso è scontato che la strategia abbia una coerenza dal punto di vista ambientale, anche perché l'utilizzo discontinuo degli elettrolizzatori ne diminuisce la resa (Dickel, 2020). In ogni caso, ciò appare scarsamente applicabile in Italia, dove la produzione di energia rinnovabile (e in particolare il fotovoltaico) ha un profilo differente e si concentra nelle ore di massima domanda. D'altro canto, realizzare impianti dedicati significa rinunciare a impiegare tali impianti quali sostituti dell'esistente produzione termoelettrica, cosa che, come abbiamo visto, a parità di elettricità generata implica un minore abbattimento delle emissioni.

Inoltre, l'elettrolisi dell'acqua ha un'elevata impronta carbonica se alimentata dall'energia immessa in rete con l'attuale mix di generazione: ma, nell'arco dei prossimi anni, il settore elettrico è destinato a diventare sempre più *green* e, dunque, a determinare il rilascio di sempre minori emissioni. Appare incongruo realizzare impianti rinnovabili dedicati alla produzione di idrogeno oggi – coi citati problemi nell'utilizzo discontinuo degli elettrolizzatori – quando nel giro di pochi anni la stessa rete sarà largamente decarbonizzata, e potrà dunque alimentare gli elettrolizzatori in modo continuo e regolare con moderato impatto ambientale (e, potenzialmente, a costi più competitivi).

Infine, sebbene questo aspetto in parte esuli dal tema dell'audizione, le tecnologie di *carbon capture & sequestration / utilization*, che sono funzionali alla produzione di idrogeno blu, hanno un valore in sé, in quanto possono contribuire alla decarbonizzazione di settori e processi nei quali le emissioni dirette di CO₂ difficilmente possono essere abbattute in altro modo. Il sostegno all'idrogeno può dunque rappresentare un volano anche per queste tecnologie, che costituiscono un elemento fondamentale di un programma di decarbonizzazione a 360 gradi.

In conclusione, alla luce di quanto detto, la strategia migliore per sostenere l'economia dell'idrogeno (ammesso e non concesso che la politica abbia deciso di muoversi in questa direzione) sembra essere l'erogazione di un'agevolazione all'utilizzo dell'idrogeno. Tale agevolazione può essere indipendente dal processo di produzione dell'idrogeno (con l'eventuale esclusione dell'idrogeno grigio) o disegnata in modo proporzionale all'impronta carbonica dell'idrogeno (cioè più elevata nel caso di idrogeno verde e meno elevata per l'idrogeno blu o turchese).

ALLEGATO: Marattin, L. e C. Stagnaro (2021), "Idrogeno, un'opportunità a più colori", *lavoce.info*, 1 febbraio 2021.

Riferimenti bibliografici

CE (2020), "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", COM(2020) 301, 8 luglio 2020.

De Klerk Wolters, F.J.A. (2021), "The heralds of hydrogen: The economic sectors that are driving the hydrogen economy in Europe", OIES Energy Insight, 82.

Dickel, R. (2020), "Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany", OIES Paper, NGI 59.

IFP Energies Nouvelles, Sintef Energy e Deloitte Finance (2021), "Hydrogen 4EU. Charting pathways to enable net zero".

Kearns, D., D. Liu e C. Consoli (2021), "Technology readiness and costs of Ccs", Global Ccs Institute, marzo 2021.

IEA (2019), *The Future of Hydrogen*, Rapporto preparato per il G20 in Giappone.

Piebalgs, A., C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soruch e J.-M. Glachant (2020), "Cost-effective decarbonisation study", Florence School of Regulation – European University Institute, Research Report, novembre 2020.

S&P Global (2020), "Clean Hydrogen Investment Is Still A Leap Of Faith For European Utilities", 16 novembre 2020.