

La strategia sull'idrogeno è solo un favore a Snam?

Perché gli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza energetica con la produzione dell'idrogeno fissati dal governo sono una chimera

Scritto da **Elena Gerebizza**
con il supporto tecnico
e analitico di **Leonardo Setti**
e **Federico De Robbio**

Chiusura testi: giugno 2025

LA PANACEA DI TUTTI I MALI. O FORSE NO

L'idrogeno è indispensabile per la decarbonizzazione e la sicurezza energetica. Lo dice a gran voce il governo italiano nel Piano nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR), nel Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) e nelle promesse per rispondere alla "crisi del gas" scoppiata nel 2022 a seguito del conflitto tra Ucraina e Russia, ma lo ribadisce anche la Commissione europea in vari interventi atti alla

creazione di un quadro legislativo favorevole a un mercato dell'idrogeno, con tutto quello che ne consegue in termini di infrastrutture.

Prima di addentrarci nella materia, va chiarito che l'idrogeno non è tutto uguale, non c'è un "solo idrogeno". Ce ne sono vari tipi, distinti con colori diversi in base al processo attraverso il quale vengono ottenuti. A noi interessano soprattutto tre tipi di idrogeno: quello verde, prodotto tramite l'elettrolisi dell'acqua, utilizzando energia proveniente da fonti rinnovabili come solare ed eolico; quello grigio, derivante principalmente da combustibili fossili come il metano attraverso il reforming a vapore, processo che rilascia anidride carbonica in atmosfera, contribuendo così al cambiamento climatico; e quello blu, che si ottiene sempre da combustibili fossili, ma con l'aggiunta di un sistema di cattura e stoccaggio della CO₂. Quello più strombazzato è l'idroge-

no verde, onnipresente nei discorsi di una nutrita schiera di politici, ma il cui sviluppo in termini di domanda (e offerta) di mercato è ancora di là da venire. Prova ne sia che la "spina dorsale dell'idrogeno europea", la EU Hydrogen Backbone Initiative, composta da cinque mega-progetti basati su migliaia di chilometri di gasdotti dedicati al trasporto di idrogeno nel continente, è quasi esclusivamente presente solo su carta e nei rendering. Anche la Corte dei conti europea ha già invitato la Commissione europea a rivedere i target per l'idrogeno nella propria strategia al 2030 in quanto ritenuti non realistici e troppo ambiziosi.¹ Tutto ciò nonostante il fortissimo interesse di altre protagoniste di questa storia: le compagnie che aspirano a realizzare quei gasdotti, con in prima fila la "nostra" Snam.

¹ <https://www.eunews.it/en/2024/07/18/eu-court-of-auditors-warning-unlikely-to-meet-hydrogen-targets/>

Allungare la vita di vecchie infrastrutture per il gas e posare nuove tubazioni è l'obiettivo di una delle società capofila mondiali della costruzione e gestione delle reti di trasporto quale è proprio Snam. Società che ha seguito da vicino i lavori e prestato molta attenzione alla pubblicazione – ritardata per mesi – della strategia governativa sull'idrogeno. Un documento materializzatosi solo nel novembre del 2024, quando già nel 2026 in teoria dovrebbero essere operative le hydrogen valley – “i distretti” di produzione di idrogeno verde destinato all'utilizzo in loco finanziate con 3 miliardi di euro del PNRR. Quella del governo più che una strategia sembra un resoconto molto teorico delle possibilità, immaginando degli scenari per il futuro senza però dare reali spiegazioni su come e quanto l'idrogeno possa contribuire proprio alla decarbonizzazione e alla transizione energetica.

Diffusione “Base” (Produzione di medie quantità di idrogeno)	
Domanda Totale: 6 Mtep ≈ 2,1 milioni di tonnellate di idrogeno	
SCENARIO 1	SCENARIO 2
70% Produzione Interna: 4 Mtep ≈ 1,4 milioni ton.	20% Produzione Interna: 1 Mtep ≈ 0,4 milioni ton
30% Importazione: 2 Mtep ≈ 0,7 milioni ton.	80% Importazione: 5 Mtep ≈ 1,7 milioni ton.

Diffusione “Alta” (Produzione di ingenti quantità di idrogeno)	
Domanda Totale: 12 Mtep ≈ 4,2 milioni tonnellate di idrogeno	
SCENARIO 1	SCENARIO 2
70% Produzione Interna: 8 Mtep ≈ 2,8 milioni ton.	20% Produzione Interna: 2 Mtep ≈ 0,7 milioni ton
30% Importazione: 4 Mtep ≈ 1,4 milioni ton.	80% Importazione: 9 Mtep ≈ 3,1 milioni ton.

GLI SCENARI IPOTIZZATI DAL GOVERNO

La Strategia Idrogeno ipotizza vari contesti futuri – le proiezioni sono fino al 2050 – che variano in base a due variabili principali:

1) la domanda nazionale e 2) la composizione del mix dell'idrogeno disponibile sul mercato, tra produzione interna e importazioni. La prima può semplicemente essere più elevata o meno elevata.

Il secondo, come vedremo, è l'elemento dirimente per comprendere appieno la valenza della strategia governativa, perché basato su precise scelte politiche. La “diffusione” è indicatore del rapporto tra domanda e offerta: ossia per “diffondersi” l'idrogeno ha bisogno di essere prodotto e domandato. Le due tabelle riportate qui sopra evidenziano le cifre previste in base ai livelli e alle modalità di produzione.

Se guardiamo al sistema energetico italiano e alle implicazioni che ciascuno dei due macro-scenari

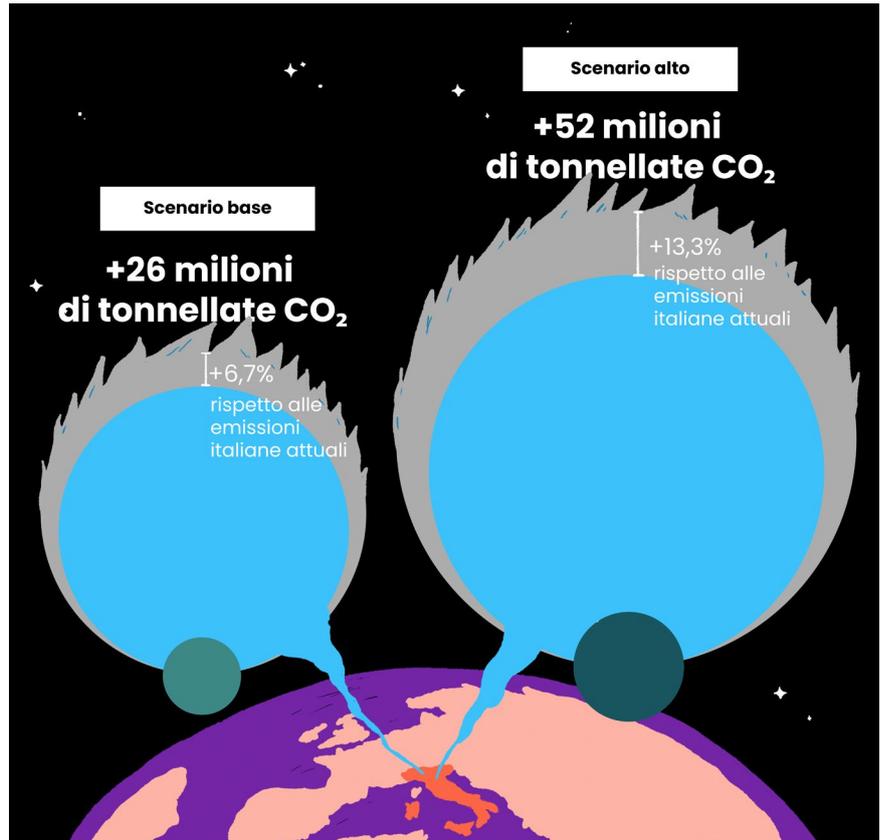
avrebbe sullo stesso, notiamo che la scelta tra una maggiore produzione interna o un'elevata dipendenza dalle importazioni incide direttamente sulla sicurezza energetica, sulla competitività e sulla reale capacità di sviluppare una filiera dell'idrogeno verde sul territorio italiano.



L'IDROGENO MADE IN ITALY È MOLTO GRIGIO

Partiamo dallo scenario con la maggior parte della produzione realizzata nel nostro Paese. Sia che essa sia “alta” o “base” è impossibile raggiungere gli obiettivi di sicurezza energetica e decarbonizzazione. Semplicemente perché da un lato, per produrre idrogeno verde puntando su fonti come idroelettrico, biomasse o geotermico (complessivamente 44,5 TWh di produzione annuale), si impiegherebbe più energia di quanta se ne vorrebbe ottenere. Se invece per realizzare idrogeno verde si destinassero tutti gli oltre 58 TWh di energia da fotovoltaico ed eolico (rispettivamente 36 TWh e 22,1 TWh) registrati in un anno in Italia, si produrrebbero solo 1,1 milioni di tonnellate di idrogeno verde in forma gassosa, o 0,9 milioni di tonnellate di idrogeno verde in forma liquida. Una quantità davvero bassa, che permetterebbe di coprire poco più della soglia minima di produzione interna dello scenario a penetrazione alta (0,7 milioni di tonnellate l'anno), utilizzando però l'intera capacità eolica e da fotovoltaico attualmente installata in Italia. Per dare sostenibilità a questo scenario, l'Italia dovrebbe raddoppiare dall'oggi al domani la sua capacità di produzione energetica da fonti rinnovabili, e destinarla in toto alla produzione di idrogeno. Un'ipotesi irrealizzabile.

Insomma, allo stato attuale sarebbe un gioco a perdere, che sul fronte della sicurezza energetica potrebbe avere un senso solo se si facesse ricorso all'idrogeno grigio – come già accennato quello derivante dal gas e realizzato tramite un processo industriale energivoro e foriero di emissioni. La coperta è tanto corta, perché con questo ciclo si tradirebbe del tutto l'obiettivo di decarbonizzazione, dal momento che le emissioni



Senza abbastanza energia rinnovabile, l'idrogeno prodotto in Italia sarà grigio: invece di ridurre le emissioni, finiremmo per aumentarle del +6,7% fino al +13,3%. Illustrazione di Gabriel Vigorito/ReCommon

climalteranti in questo caso finirebbero addirittura per aumentare.

Se facciamo riferimento ai due scenari principali di penetrazione previsti dalla strategia, nello scenario “Base” nell'ipotesi di una produzione di idrogeno principalmente grigio, le emissioni di CO₂ potrebbero aumentare di 26 milioni di tonnellate, ovvero +6,7% rispetto alle emissioni italiane attuali. Nello scenario ad “Alta” penetrazione di idrogeno, le emissioni di CO₂ equivalente potrebbero salire di ben 52 milioni di tonnellate, ovvero +13,3% rispetto alle emissioni italiane attuali. Se invece l'idrogeno fosse del tutto verde, ipotesi che abbiamo visto essere praticamente irrealizzabile, la riduzione di emissioni sarebbe di 18 milioni di tonnellate di CO₂ (-4,6%) per lo scenario base e di 36 milioni

di tonnellate (-9,2%) per quello ad alta. Una differenza sostanziale, che apre a domande centrali sui diversi tipi di idrogeno, anche guardandoli solo attraverso la lente ristretta delle emissioni collegate.

Ma per la strategia governativa la decarbonizzazione grazie all'idrogeno (di qualsiasi colore) è data per scontata. Dati alla mano, vediamo che non è così. Ma quindi a quale obiettivo dovrebbe rispondere la strategia? L'escamotage fornito è quello del CCS (Cattura e Stoccaggio della CO₂) per la gioia dei soggetti industriali e di chi il gas lo produce e lo trasporta, in quest'ultimo caso la già abbondantemente menzionata Snam, che (assieme a Eni) potrebbe intascare un enorme favore dal governo qualora si puntasse sull'idrogeno grigio o blu “autoctono”.

LA CATTURA E LO STOCCAGGIO DELLA CO₂ E L'IDROGENO BLU



Impianto a gas di Casalborgorsetti, Ravenna. Foto ReCommon.

L'idrogeno blu è prodotto attraverso il processo del *methane steam reforming* a partire dal gas fossile, separando quindi le molecole di idrogeno e "catturando" la CO₂, che dovrebbe poi essere stoccata in maniera permanente. In altre parole, idrogeno grigio con Carbon Capture and Storage (CCS).

Ci sono due problemi subito evidenti: il primo è che produrre idrogeno attraverso questo processo industriale non ci aiuta in alcun modo ad emanciparci dalla filiera dei combustibili fossili. Al contrario, rafforzerebbe la dipendenza dal metano per quelle aziende o settori che puntano a usare l'idrogeno per decarbonizzarsi. Il secondo è che dopo oltre cinquant'anni di sperimentazione, non esistono al mondo progetti industriali funzionanti di cattura e stoccaggio permanente della CO₂. Come spiega bene Oil Change International in un suo recente studio, "molti dei più grandi progetti di CCS al mondo promettono troppo e mantengono poco"². Nel nostro paese, Eni e Snam hanno iniziato a testare la cattura e stoccaggio della CO₂ con un progetto sperimentale, il Ravenna CCS, avviato a settembre 2024, per altro senza alcuna valu-

tazione dell'impatto ambientale³. Il progetto dovrebbe iniziare la sua fase industriale nel 2027, ma il condizionale è d'obbligo, in particolare prima di riconoscerne l'efficacia soprattutto sulla capacità di stoccare la CO₂ in maniera "permanente". Sempre Eni vorrebbe utilizzare proprio il CCS di Ravenna per rendere blu l'idrogeno grigio che vorrebbe produrre nel nuovo impianto di Porto Marghera, trasportando la CO₂ fino ai giacimenti offshore di Ravenna attraverso un gasdotto ancora da costruire.

Uno studio pubblicato a febbraio 2024 dimostra che l'utilizzo di idrogeno blu può portare a un aumento delle emissioni fino al 50%, se viene valutato l'impatto climatico dell'intera filiera comprese le emissioni fuggitive⁴. Un altro studio rafforza i dubbi, mettendo in evidenza che l'impronta climatica dell'idrogeno blu, se utilizzato in un processo di combustione, sarebbe del 20% superiore di quella del gas fossile o del carbone.⁵

2 <https://www.oilchange.org/publications/ccs-data/>

3 La Falsa Soluzione di Ravenna – ReCommon - <https://www.recommon.org/la-falsa-soluzione-di-ravenna/>

4 <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.3c09030>

5 https://www.researchgate.net/publication/353841896_How_green_is_blue_hydrogen

PRODURRE IDROGENO ALTROVE NON È UNA BUONA IDEA

Una delle assunzioni della strategia italiana è che produrre idrogeno nel Nord Africa, in particolare in Tunisia e Algeria, potrebbe risultare conveniente in quanto il costo di produzione in questi paesi sarebbe molto più basso che in Italia. Un'altra condizione riguarda i vantaggi futuri, sempre in termini di riduzioni dei costi, che dovrebbero derivare dall'innovazione tecnologica degli elettrolizzatori. Peccato che la strategia non approfondisca nessuno di questi aspetti, né si preoccupi di fornire dati di riferimento, lasciandoci in questo limbo di fiducia cieca per le strutture di potere esistenti, il mercato e l'innovazione tecnologica.

Un primo dato da tenere in considerazione è che trasportare idrogeno su lunga distanza necessita di tre volte l'energia necessaria a trasportare gas. Nello specifico, servirebbero almeno 20TWh di potenza rinnovabile dedicata solamente per il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno importato dal Nord Africa⁶. L'ipotesi di importare 0,7 milioni di tonnellate di idrogeno verde, come previsto nello scenario di "diffusione base" della strategia, significherebbe usare 20TWh per ricavare l'equivalente di 19TWh di energia elettrica utile. Un paradosso di inefficienza, ancora di più se parliamo di energia rinnovabile che potrebbe essere utilizzata direttamente sia in Italia che in Tunisia e Algeria, garantendo maggiori benefici alla popolazione residente e al tessuto produttivo locale. Come già visto per l'ipotesi di auto-produzione, anche l'ipotesi dell'idrogeno verde "importato" da lontano non sembra

6 <https://www.recommon.org/lillusione-dellidrogeno-verde/>

lungimirante da una prospettiva di pura efficienza energetica, perché "butterebbe dalla torre" l'energia derivante dalle rinnovabili. Un corto circuito che non ci possiamo permettere.

Passando poi ai costi di produzione, anche armandoci di ottimismo e fiducia, ci sono vari elementi che inducono a una lettura diversa da quella proposta dalla strategia.

Il primo è che gli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde si basano su tecnologie mature e il loro costo del capitale (CAPEX) rappresenta una voce di spesa significativa. Seppure il costo per kW degli elettrolizzatori si sia ridotto nel tempo grazie alle economie di scala e il raggiungimento della maturità tecnologica, ulteriori abbattimenti sono difficili, se non impossibili, senza l'introduzione di una tecnologia completamente nuova. Ad oggi appare irrealistico che il prezzo degli elettrolizzatori possa scendere al di sotto dei 450 €/kW, indicatore che costituisce la barriera da valicare per mantenersi intorno ai costi che caratterizzano la produzione di idrogeno grigio. È difficile immaginare su quali elementi punti la Strategia idrogeno per dire che il CAPEX degli impianti di elettrolisi con tecnologia alcalina (AEL) o a membrana a scambio protonico (PEM) potrebbe scendere sotto 1 milione di euro per megawatt per impianti da più di 50 MW. Secondo l'European Hydrogen Observatory, per impianti di piccole dimensioni (<10 MW) il costo degli elettrolizzatori è compreso tra 3,5 e 2 milioni di euro per megawatt⁷, e difficilmente potrà diminuire in quanto gli stessi sono dipendenti da materiali rari che variano a seconda della tecnologia adottata. Inoltre la ricerca su tecnologie emergenti

7 <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>

che esplorano l'uso di materiali più abbondanti e meno costosi per rendere la produzione di idrogeno più sostenibile ed economica è ancora lontana da soluzioni applicabili industrialmente.

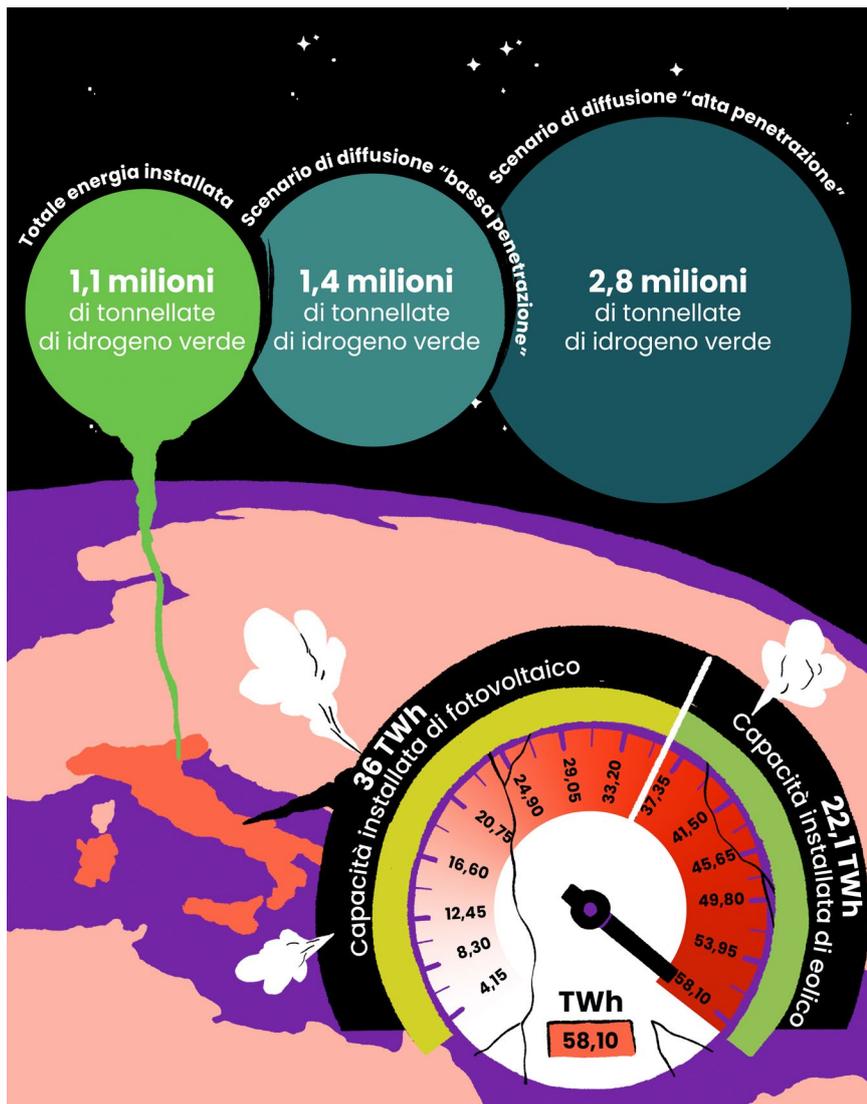
Un'altra componente fondamentale del costo di produzione dell'idrogeno verde è costituita dal costo dell'energia elettrica, che rileva per ben l'80% del totale. Anche in questo caso non è ipotizzabile una riduzione dei costi delle tecnologie. Le fonti rinnovabili hanno toccato i minimi storici, con il fotovoltaico al di sotto di 0,7 euro/Wp installato (i moduli fotovoltaici come materiali sono scesi sotto a 0,1 euro/Wp)⁸. Anche le economie di scala sono ampiamente consolidate, per cui da un punto di vista della riduzione dei costi sembra che l'accesso alla quantità di energia elettrica verde necessaria per produrlo sia un elemento determinante.

E POI CI SONO I COSTI NASCOSTI.

In primis, la Strategia non fornisce elementi per capire dove si dovrebbe prelevare l'acqua utilizzabile per una teorica produzione di idrogeno in Italia o nei paesi da cui dovrebbe provenire l'idrogeno verde da importare, in particolare Tunisia e Algeria. L'alto consumo di acqua rappresenta senza ombra di dubbio un aspetto critico nella produzione di idrogeno. Occorrono 9 litri di acqua dolce per produrre 1 kg di idrogeno, almeno il doppio se si considera la demineralizzazione dell'acqua e la gestione del calore necessari a portarla in forma "ultra pura"⁹.

8 *Renewable Power Generation Costs in 2020: Cost Declines and Record Capacity Additions*, IRENA

9 N. Armaroli, A. Barbieri (2021) Renewable



Per raggiungere gli obiettivi di produzione di idrogeno verde, servirebbe più energia rinnovabile di quanta ne abbiamo oggi. Anche usando il 100% di eolico e fotovoltaico, non arriveremmo nemmeno allo scenario minimo previsto. Illustrazione di Gabriel Vigorito/ReCommon

La produzione su larga scala di idrogeno verde richiede una grande quantità d'acqua, tanto che un impianto da 500 MW può necessitare fino a 800 milioni di litri l'anno, equivalente al consumo di una piccola città di 10mila abitanti. In Italia, il target di produzione di 250mila tonnellate di idrogeno all'anno incluso nel Piano nazionale energia e clima (PNIEC) del 2024

Power Generation Costs in 2020: Cost Declines and Record Capacity Additions, Nature Italy.

– che prevedrebbe di installare almeno 3 GW di elettrolizzatori – comporta un consumo idrico significativo, che cresce ulteriormente con i processi di demineralizzazione. Questo consumo concentrato in specifiche aree, specialmente in regioni aride, può generare conflitti con altri usi fondamentali dell'acqua, come quelli domestici e agricoli. L'utilizzo di acqua marina necessita della costruzione di impianti di desalinizzazione, un

processo energivoro che incide sui costi di produzione e si porta dietro impatti ambientali importanti. Anche se il costo dell'acqua viene valutato come marginale nel costo totale dell'idrogeno, la situazione potrebbe cambiare a causa di dinamiche speculative e del crescente stress idrico in molte regioni sia in Italia che nei paesi del Nord Africa. Il ricorso a impianti di desalinizzazione introduce anche un ulteriore problema legato alle salamoie di risulta ad altissima concentrazione salina (*hypersaline brine*). Per ogni litro di acqua dolce prodotto, un impianto di desalinizzazione genera circa 1,5 litri di una soluzione altamente concentrata di sali che può contenere anche sostanze chimiche utilizzate nel processo di trattamento, come anticorrosivi e disinfettanti, il cui scarico diretto in mare implica gravi conseguenze ambientali, come aumento della salinità, riduzione dei livelli di ossigeno nell'acqua, contaminazione dell'ecosistema marino¹⁰.

Inoltre, i progetti di produzione di idrogeno verde su larga scala prevedono l'acquisizione di migliaia di ettari di terra dove andrebbero installati gli impianti di elettrolisi e quelli di produzione di energia rinnovabile. Per fare un esempio, in Tunisia il solo progetto della francese TotalEnergies e di EREN group del Lussemburgo, H2 Noto, prevede l'installazione di 25 GW di impianti per la produzione di energia solare ed eolica in un'area di 2mila chilometri quadrati nella regione di Tataouine, nel sud della Tunisia¹¹.

10 Argyris Panagopoulos, Katherine-Joanne Haralambous e Maria Loizidou, Desalination brine disposal methods and treatment technologies - A review, in Science of The Total Environment

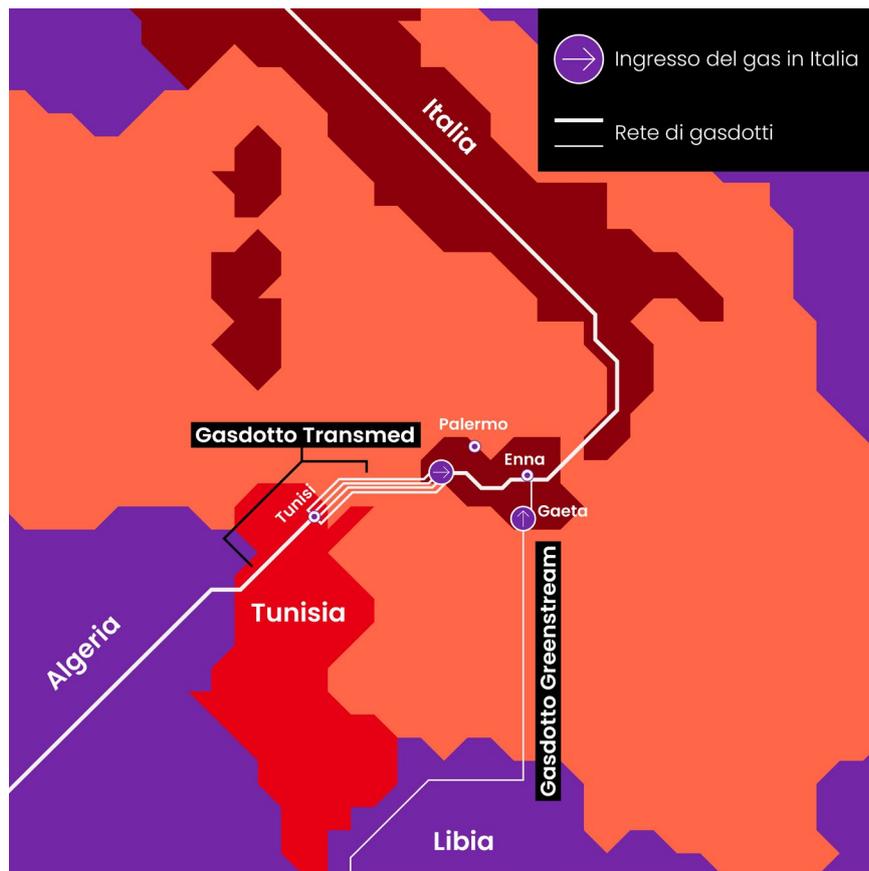
11 <https://www.lefigaro.fr/societes/hydrogene-vert-totalenergies-mise-sur-la-tunisie-20240528>

VERSO UN COLONIALISMO VERDE?

Per tirare un po' le somme, calando i diversi scenari della strategia idrogeno nella realtà vediamo che la narrazione sulla decarbonizzazione che raggiungeremo producendo idrogeno verde è rapidamente svanita lasciando spazio a un altro scenario: che l'idrogeno prodotto in Italia sarà principalmente grigio, e che i più grossi investimenti riguarderanno la costruzione delle infrastrutture necessarie a trasportare l'idrogeno verde che verrà generato in Tunisia, e a garantirne un prezzo competitivo per stimolare la nascita di un mercato europeo dell'idrogeno.

Un'operazione, questa, i cui costi e impatti non sono valutati dalla strategia governativa: le previsioni di investimento relative ai vari scenari¹² riguardano principalmente gli interventi di adattamento del sistema produttivo industriale e dei trasporti necessari a creare quel potenziale di "utenti" che possano costruire la base solida di una "domanda futura" di idrogeno: futura, perché ad oggi non c'è una domanda garantita di idrogeno al 2030 e nemmeno al 2050. Nulla viene detto di quanto costerà costruire l'infrastruttura fisica per il trasporto dell'idrogeno (inclusa l'energia dedicata a farla poi funzionare) e tanto meno viene detto quando costerà alle casse dello stato il sistema di incentivi pubblici che il governo (e l'Ue) dovranno mettere in piedi per incentivare la produzione (di idrogeno verde, e a "basse emissioni") e per rendere competitivo il prezzo sul mercato sia dell'idrogeno prodotto in Italia che

12 <https://www.recommon.org/la-strategia-su-idrogeno-un-regalo-del-governo-a-snam/>

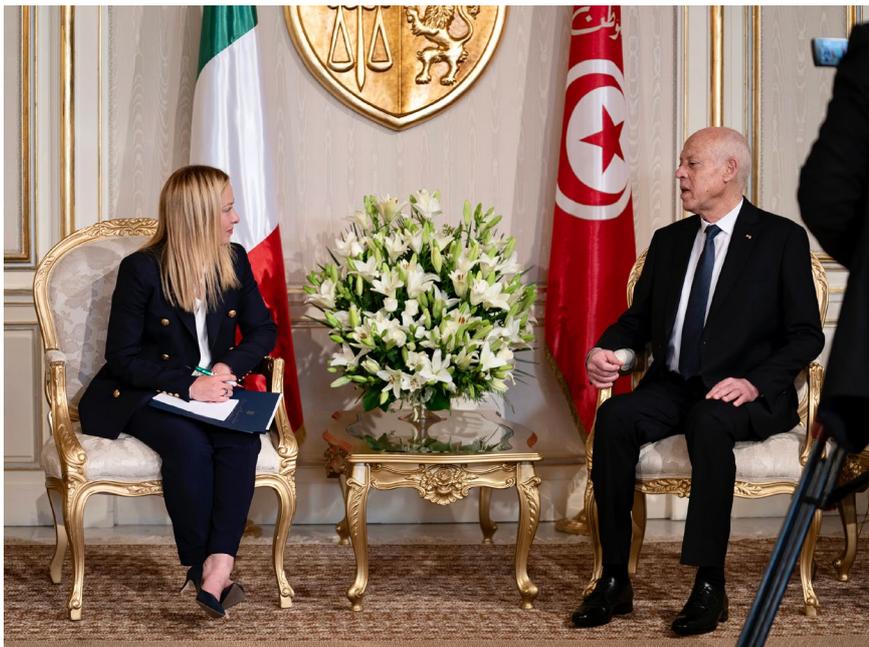


Il sistema di gasdotti Transmed, controllato da Snam e Eni attraverso la società SeaCorridor, serve a trasportare il gas dall'Algeria all'Italia passando attraverso la Tunisia. Illustrazione di Gabriel Vigorito/ReCommon

di quello importato da altri paesi, via gasdotto e via nave.

Tra gli impatti non riscontrabili nella strategia governativa vi sono quelli legati alla produzione di idrogeno in Tunisia e negli altri paesi da cui il governo (e l'Ue) vorrebbero importare idrogeno. In particolare, preoccupa molto l'escalation di repressione interna attuata dal governo tunisino. Non da ultimo con la notizia di questa primavera relativa alla condanna dai 13 ai 66 anni di carcere per 40 persone tra cui oppositori politici del regime ma anche attivisti per i diritti umani, giornalisti, avvocati, ricercatori. Il quotidiano britannico Financial Times, in un articolo del 19 aprile 2025, scrive che "il processo di massa per accuse di cospirazione

generalizzata è il più importante contro gli oppositori di Saied da quando ha messo in atto una presa di potere nel 2021 e ha iniziato a smantellare il sistema democratico in base al quale è stato eletto presidente per la prima volta nel 2019. Fino al 2021, la Tunisia era considerata l'unico esempio di transizione democratica di successo tra i paesi arabi che si erano ribellati alla dittatura nel 2011". Eppure proprio la Tunisia è il partner principale con cui Snam deve relazionarsi per la realizzazione del SouthH2Corridor, il corridoio per l'idrogeno di 3.300 chilometri che dovrebbe collegare il Nord Africa con la Germania attraversando Italia e Austria che sta al centro del piano investimenti dell'azienda, oltre che del piano di retrofitting dell'intera rete di



Il Presidente Meloni incontra il Presidente della Repubblica Tunisina, Kais Saied. Tunisi, 06/06/2023. Foto Governo.it , licenza CC-BY-NC-SA 3.0 IT

trasporto del gas controllata da Snam. Il SouthH2Corridor è anche uno dei progetti energetici cardine del Piano Mattei promosso dal governo Meloni, ma nonostante la retorica sul “nuovo modello di cooperazione”, “reciprocamente vantaggiosa”, promossa dal Piano, non vi sono garanzie che gli accordi in discussione tra Snam e i governi di Tunisia, Algeria, Germania e Austria per la costruzione del gasdotto dedicato al trasporto di idrogeno includano clausole di garanzia per il rispetto dei diritti umani a partire dalle libertà civili nel Paese o in Algeria. Non vi sono nemmeno indicazioni in merito al consenso previo libero e informato delle popolazioni che potrebbero subire espropri e/o occupazioni delle terre comunitarie per la costruzione del gasdotto o delle opere di produzione di idrogeno strettamente correlate e interdipendenti all’infrastruttura SouthH2Corridor¹³.

13 <https://www.south2corridor.net/hydrogen-production-te-h2-and-verbund-have-signed-a-mou-with-the-republic-of-tunisia/>

QUALE TIPO DI MODELLO ENERGETICO STA QUINDI PROMUOVENDO IL GOVERNO ITALIANO? E QUALE ORIZZONTE DI “SOSTENIBILITÀ DELLE INFRASTRUTTURE” STA REALMENTE COSTRUENDO SNAM?

Dal punto di vista della giustizia sociale, la Strategia italiana idrogeno conferma una visione coloniale ed estrattivistica del nostro esecutivo e delle corporation fossili, la quale promuove l’idrogeno come centrale per la decarbonizzazione, ma che poi garantisce il perpetuarsi del modello fossile con tutte le ingiustizie sociali, ecologiche e climatiche che lo hanno fino ad oggi caratterizzato. Una visione che non sarà salvifica né per noi né per le persone che abitano i luoghi dove

queste mega infrastrutture dovranno essere costruite. Persone che rischiano di dover pagare non solo le conseguenze degli impatti materiali derivati dalla realizzazione di opere come il SouthH2Corridor e dei mega progetti per l’idrogeno verde, ma anche vedere le conseguenze della creazione di un debito pubblico legate ai prestiti e delle contro garanzie pubbliche richieste ai governi dei paesi del Nord Africa. Un déjà-vù che ripropone lo stesso schema denunciato da decenni dai movimenti del Sud globale come una delle cause della dipendenza delle loro economie da un modello estrattivistico e orientato all’esportazione. Un modello che ha provocato l’impoverimento e la spoliazione delle risorse delle loro società¹⁴.

Dal lato italiano ed europeo, è chiaro che solo un importante intervento pubblico, in una scala ben più rilevante di quella messa in campo dalla Hydrogen Bank europea, potrebbe favorire la creazione di un mercato dell’idrogeno nell’Ue, garantendo un prezzo dell’idrogeno competitivo per il mercato europeo. Ma non si tratterebbe di un intervento orientato a costruire la transizione giusta che le comunità e i movimenti chiedono. Al contrario sarebbe un intervento orientato a garantire nuovi mercati per le corporation fossili, come la nostra Snam, che sperano così di avere profitti garantiti per i decenni a venire. Ma quale sarebbe il prezzo da pagare per la collettività e per il pianeta intero?

14 <https://www.recommon.org/recommon-e-86-organizzazioni-di-tutto-il-mondo-dicono-no-al-corridoio-sud-dellidrogeno-opera-chiave-di-snam-e-del-piano-mattei/>