



Policy Brief

ISSN: 2281-5023

**CiMET**

Centro Universitario Nazionale  
di Economia Applicata - dal 2005

---

## **TITLE .** Sviluppo dell'infrastruttura per il trasporto di idrogeno verde dal Nord Africa all'Europa

---

**ABSTRACT .** Questo studio esplora le condizioni economiche e regolatorie per la produzione di idrogeno verde e per il suo trasporto dal Nord Africa all'Europa. Rileva che l'Algeria ha un potenziale vantaggio in termini di costi di trasporto grazie alla sovraccapacità di infrastrutture di esportazione del gas, che potrebbero essere riconvertite. Al contrario, l'Egitto è più competitivo nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, un input chiave nella produzione di idrogeno verde, grazie a una regolamentazione che attrae investimenti.

---

**KEYWORDS .** Energia, Transizione energetica, Fonti rinnovabili, Mediterraneo

---

**AUTHORS .** **ROBERTO CARDINALE**  
The American University in Cairo,  
University College London and CiMET  
*roberto.cardinale@aucegypt.edu*

---

**Working Paper CiMET / Policy Brief 6/2023**

---

**Working Paper CiMET/Policy Brief** are part of the c.MET05 Working Papers Series. They have a special synthetic format and they are circulated for policy discussion and comment purposes. They have not been peer-reviewed or been subject to the review by the CiMET Board of Directors.

© 2023 by **Roberto Cardinale**. All rights reserved. Short sections of text, not to exceed two paragraphs, may be quoted without explicit permission provided that full credit, including © notice, is given to the source.

## Sviluppo dell'infrastruttura per il trasporto di idrogeno verde dal Nord Africa all'Europa

Roberto Cardinale

### Introduzione

L'UE ha mostrato un notevole interesse nell'importare idrogeno dal Nord Africa al fine di rispettare i suoi impegni sul clima, compensando al contempo la riduzione delle importazioni di gas dalla Federazione Russa. L'idea di importare idrogeno verde dal Nord Africa deriva da alcune condizioni favorevoli che caratterizzano questa regione. Grazie all'abbondanza di energia solare e di aree desertiche inutilizzate, sarebbe possibile realizzare economie di scala che abbatterebbero i costi medi di produzione. Inoltre, l'esistenza di infrastrutture di esportazione in diversi paesi del Nord Africa contribuirebbe ad abbattere i costi di trasporto.

Lo studio analizza i casi di Egitto e Algeria e ipotizza che, pur avendo un potenziale produttivo simile, i due paesi hanno (i) diversi stock di infrastrutture del gas che potrebbero essere riconvertite per l'export di idrogeno verde; e (ii) diversi approcci alla regolamentazione, che incidono sulla loro capacità di attrarre investimenti per la generazione di energia rinnovabile, un input essenziale nella produzione di idrogeno verde.

L'Algeria ha un potenziale vantaggio in termini di costi nella fase di trasporto grazie alla sovraccapacità nell'infrastruttura di esportazione del gas verso l'Europa, che con investimenti limitati potrebbe essere convertita al trasporto di idrogeno verde (sebbene in forma mista con il gas naturale, almeno nei primi stadi di riconversione). Al contrario, l'Egitto ha una capacità infrastrutturale più limitata; ciò suggerisce che dovrebbe investire capitali ingenti per sviluppare un'infrastruttura di idrogeno verde *ad hoc*.

Tuttavia, l'Egitto sta dimostrando di riuscire ad attrarre ingenti investimenti nella generazione di energia rinnovabile, che è condizione necessaria per una riduzione dei costi di produzione. Gli investimenti sono stati promossi da una regolamentazione favorevole, che prevede incentivi all'investimento (per esempio *Feed-In-Tariffs* e *Power Purchasing Agreements*), l'apertura del mercato a imprese private e straniere, e altre misure di liberalizzazione. Al contrario, l'Algeria ha incontrato difficoltà nell'attrarre investimenti, probabilmente a causa della difficile conciliazione tra obiettivi nazionali di politica industriale (che emergono dalle clausole obbligatorie sui requisiti di contenuto locale e sulle partecipazioni di maggioranza delle imprese di Stato) e interessi degli investitori internazionali.

Lo studio suggerisce che l'UE beneficerebbe da un approccio differenziato alla diplomazia energetica e climatica che consideri le differenze normative e di politica economica tra i due paesi in vista dell'avvio di iniziative bilaterali sull'idrogeno verde.

### Infrastrutture e regolamentazione in Egitto e Algeria

Il Nord Africa è stato storicamente un importante produttore e esportatore di energia in Europa. Oggi ha un'opportunità unica per mantenere e persino rilanciare questo ruolo sfruttando la transizione energetica. Lo sviluppo di una catena di approvvigionamento di idrogeno verde può servire a questo scopo. In effetti, il Nord Africa ha un grande potenziale in termini di generazione di energia solare ed eolica, grazie anche all'abbondanza di terreni inutilizzati nelle aree desertiche. Queste condizioni uniche rendono possibile la realizzazione di una scala di produzione che ridurrebbe i costi e aumenterebbe la competitività dell'idrogeno verde con l'idrogeno grigio, prodotto dagli idrocarburi. Inoltre, il Nord Africa è in prossimità dell'UE, che è tra i più grandi importatori di energia al mondo.

I due continenti sono già ben collegati con le infrastrutture del gas naturale, che potrebbero essere riconvertite per il trasporto di idrogeno con investimenti relativamente contenuti. Attualmente ci sono quattro gasdotti sottomarini con una capacità di trasporto complessiva di circa 65 bcm, e quattro impianti di gas naturale liquefatto (GNL) che forniscono una capacità aggiuntiva di circa 43 bcm. Inoltre, esistono diversi piani per lo sviluppo di infrastrutture nuove concepite esclusivamente per il trasporto di idrogeno verde.

Tuttavia, oltre ad avere un potenziale comune, ogni paese nord africano deve affrontare sfide e opportunità diverse a causa delle loro specificità in termini di capacità industriali, disponibilità di infrastrutture, politiche energetiche e regolamentazione. Quest'ultima è fondamentale per attrarre investimenti. Il Nord Africa ha avuto diverse esperienze in questo senso, in quanto alcuni paesi hanno attuato sostanziali riforme di liberalizzazione e decarbonizzazione mentre altri hanno mantenuto un approccio più cauto nell'attuazione di riforme. Queste differenze di politica energetica derivano da vari fattori, quali le diverse percezioni delle élite politiche locali sulla priorità delle riforme, e le conseguenze che le riforme hanno per la stabilità politica (Cardinale, 2019).

Questo articolo analizza i casi di Egitto e Algeria allo scopo di far luce sulle rispettive opportunità e sfide. Il confronto considera (i) l'attuale capacità delle infrastrutture per l'esportazione di gas, la cui riconversione permetterebbe di realizzare ingenti risparmi; e (ii) il loro approccio alla regolamentazione, che è un aspetto essenziale per attrarre un volume di investimenti tale da ridurre i costi medi di produzione nella generazione di energia rinnovabile, il principale input nella produzione di idrogeno verde.

L'attuale capacità di esportazione di gas dell'Egitto è limitata a circa 26,8 miliardi di metri cubi all'anno se si considera anche il gasdotto Arab Gas Pipeline (AGP) che collega l'Egitto al Levante. Attualmente, la sua infrastruttura GNL viene utilizzata a pieno regime per soddisfare l'elevato livello di domanda nel mercato internazionale. Ciò suggerisce che potrebbe essere necessario lo sviluppo di un'infrastruttura *ex novo*. Inoltre, le stime suggeriscono che la conversione degli impianti GNL costerebbe fino al 20% in più rispetto alla costruzione di un nuovo terminale (IEA, 2022). Tuttavia, grazie a riforme regolatorie, l'Egitto è riuscito ad attrarre considerevoli investimenti nella generazione di energia rinnovabile, portando il Paese al primo posto in Nord Africa e al secondo in Africa con una capacità installata di 6.226 GW (IRENA, 2022).

Le riforme di liberalizzazione attuate con la Nuova Legge sull'Elettricità 87/2015 hanno svolto un ruolo rilevante nell'attrarre investimenti privati. Ad esempio, sono state introdotte misure di *unbundling* e accesso di terze parti (TPA) (Fahmi e Hussein, 2020). Tali misure hanno consentito per la prima volta ad imprese energetiche private di entrare nel settore della produzione di energia elettrica e competere con le imprese statali per la fornitura ai consumatori industriali.

Nel 2014 era già stato introdotto un sistema di *Feed-in-tariff* (FIT) per l'energia solare ed eolica. Ciò consente ai nuovi operatori di sviluppare e gestire impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili, e di vendere l'energia elettrica prodotta tramite contratti d'acquisto di lungo termine (*Power Purchase Agreement - PPA*) stipulati con l'*Egyptian Electricity Transmission Company* (EETC), l'operatore nazionale che gestisce la rete, o con società di distribuzione autorizzate. I *PPA* stabiliscono la durata del contratto e dei prezzi fissi di vendita, rappresentando una garanzia di ritorno sugli investimenti per i nuovi operatori. Per i progetti solari, *PPA* hanno una durata di circa 20 anni, mentre per i progetti eolici di 25 anni. Per effetto del sistema *FIT*, *PPA* e altre disposizioni sulla concorrenza di mercato, nel 2021 2,1 GW o 34,4% della capacità totale di energia rinnovabile installata in Egitto era gestita dal settore privato.

L'Algeria ha un vantaggio sugli altri concorrenti nordafricani nella capacità di esportazione tramite gasdotto, che ammonta a circa 53 bcm l'anno. La conversione delle condutture esistenti si tradurrebbe in un risparmio sui costi del 50% - 80% rispetto alla costruzione di un nuovo gasdotto (IEA 2022). Come in Egitto, anche in Algeria sono state adottate diverse misure per promuovere investimenti nella capacità di generazione di energia da fonti rinnovabili. Ad esempio, nel 2009 è stato istituito il Fondo Nazionale per le Energie Rinnovabili (NFRE), finanziato con lo 0,5-1% delle rendite petrolifere e gassifere. Il Fondo mira a fornire un sostegno finanziario agli investimenti nelle rinnovabili. Inoltre, con il Decreto Dirigenziale 2013 13-218 il governo algerino ha attuato delle modifiche alle tariffe (*FIT*) introdotte all'inizio del 2004, varando nuovi incentivi per i produttori. Complessivamente, il governo algerino si è impegnato all'acquisto di tutta l'elettricità generata da fonti rinnovabili per una durata di 20 anni a prezzi al di sopra del costo di produzione (Bouznit et al., 2020).

Tuttavia, la prima gara internazionale indetta nel 2019 ha mostrato una performance al di sotto delle aspettative. Le limitate offerte da parte di investitori esteri sembrerebbero essere il risultato della mancanza di attrattività delle clausole che mirano a garantire un ampio controllo governativo sui progetti e il perseguimento dello sviluppo industriale locale. Ad esempio, i progetti dovevano essere a partecipazione maggioritaria da parte di imprese nazionali e rispettare livelli minimi nella manifattura locale di alcuni input come pannelli solari e credito bancario. In una certa misura è probabile che queste clausole abbiano contribuito a scoraggiare gli investitori privati internazionali (Hochberg, 2019), e per questo alcune di queste clausole sono state recentemente revocate.

Alla luce di queste diverse esperienze e approcci regolatori, sarebbe opportuno che l'UE adotti una strategia diversificata al negoziato con i diversi paesi nordafricani, che tenga in considerazione le loro specificità a livello regolatorio-istituzionale e il loro potenziale produttivo-infrastrutturale. L'UE ha sviluppato una strategia dettagliata sull'idrogeno, recentemente rivista dal piano 'REPowerEU', che prevede l'importazione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde all'anno entro il 2030, di cui 6 milioni dal Nord Africa.

La Commissione europea riconosce che attrarre investimenti infrastrutturali per l'idrogeno verde possa rappresentare una sfida anche all'interno dell'UE. Parte del dibattito sostiene che le disposizioni relative alla concorrenza di mercato potrebbero scoraggiare gli investimenti nelle nuove infrastrutture, poiché gli investitori potrebbero percepire la concorrenza di mercato come un potenziale limite ai loro ritorni sugli investimenti iniziali, e quindi come un rischio. Per questo motivo, l'idea è di applicare tali norme in maniera graduale (Tanesi e Herrera Anchustegui, 2022). Se alle aziende energetiche europee saranno consentite deroghe fino al 2030 alle regole sulla concorrenza, alle aziende nordafricane dovrebbero essere concesse almeno le stesse esenzioni, considerando le debolezze strutturali delle loro economie e i maggiori rischi di mercato e normativi.

L'UE potrebbe essere disposta a investire e concedere notevoli concessioni all'Egitto, considerando la crescente convergenza dell'approccio normativo dell'Egitto con quello UE, in particolare per quanto riguarda la concorrenza di mercato e la regolamentazione delle infrastrutture di trasmissione e di esportazione. Sebbene in Egitto l'apertura del mercato ad aziende private e investitori stranieri siano stati concepiti principalmente per aumentare la capacità produttiva, misure come l'*unbundling* e il *TPA* stanno gettando le basi per un mercato competitivo.

Il caso algerino mostra un quadro diverso. I mercati energetici restano dominati dai monopoli statali, e non pare che nel breve termine siano previste riforme orientate all'apertura. Tuttavia, la disposizione che prevedeva che le società nazionali mantenessero la proprietà di maggioranza su tutti i principali progetti di energia rinnovabile è stata revocata. Ciò suggerisce che il governo è disposto a scendere a compromessi per attrarre investimenti internazionali e privati.

Per quanto riguarda la regolamentazione delle infrastrutture di esportazione, è probabile che il governo egiziano renda obbligatoria la *TPA* una volta ammortizzati i costi di capitale. La possibilità di accedere alle infrastrutture esistenti nei settori della trasmissione ed esportazione potrebbe essere un incentivo notevole per le compagnie energetiche internazionali che intendono investire in Egitto. Tuttavia, l'attuale capacità nelle infrastrutture di esportazione in Egitto è piuttosto limitata, il che suggerisce la necessità di mobilitare elevati volumi di investimento per infrastrutture nuove. Al contrario, l'Algeria ha un'eccedenza di infrastrutture di esportazione, che in alcuni casi sono sottoutilizzate e che rappresentano una notevole opportunità in vista di una loro riconversione.

**Tabella 1.** Stime sui costi di produzione e trasporto dell'idrogeno verde nel 2030

	Egitto	Algeria	Europa
Costi di produzione (€/kgH <sub>2</sub> )	2.92 <sup>1</sup>	3.82 <sup>2</sup>	7.5 – 9.7 <sup>3</sup>
Costi di trasporto (€/kgH <sub>2</sub> )	1.4 <sup>4</sup>	0.5 <sup>5</sup>	0.4 – 1.2 <sup>6</sup>
Costo totale (€/kgH <sub>2</sub> )	4.32	4.32	7.9 – 10.9

Fonte: Cardinale (2023); stime sulla base di diverse fonti (si vedano note a piè di pagina)

**Tabella 2.** Stime sugli investimenti capitali per la riconversione e lo sviluppo di nuove infrastrutture

	Egypt	Algeria
Costo di riconversione infrastrutture esistenti	Non attuabile	Gasdotto Transmed (1075 km) = €645 milioni <sup>7</sup>
Costo di sviluppo nuove infrastrutture	Gasdotto Egitto-Grecia-Italia (2500 km) = €14.5 miliardi <sup>8</sup>	Non strategico
Capacità di trasporto	4 milioni di tonnellate (16 GW)	4 milioni di tonnellate (= 31 GW) <sup>9</sup>
Capacità energia rinnovabile installata (2021)	6.226 GW	0.7 GW

Fonte: Cardinale (2023); stime sulla base di dati European Hydrogen Backbone (2022)

## Suggerimenti di politica energetica

Nonostante l'Egitto e l'Algeria siano entrambi potenzialmente competitivi, sono caratterizzati da rilevanti differenze economiche e normative. Ciò suggerisce che l'UE dovrebbe tenerne conto in sede negoziale.

Lo studio suggerisce che l'UE potrebbe aiutare l'Algeria ad affrontare la carenza di investimenti principalmente in due modi. Uno è quello di istituire un meccanismo di cofinanziamento che supporti i fondi nazionali esistenti nell'attrarre e ridurre i rischi degli investimenti nelle energie rinnovabili e negli elettrolizzatori. Condizionato a questo finanziamento potrebbe essere la revoca di alcune misure rigorose sugli investimenti esteri (sebbene alcune di esse siano state recentemente rimosse).

Un livello di cooperazione più ambizioso sarebbe raggiunto se l'Algeria accettasse di im-

<sup>1</sup> Sulla base delle stime di Habib and Ouki (2021) su un prezzo dell'elettricità rinnovabile di \$ 25 MWh (che riflette i prezzi medi degli accordi di acquisto di energia eolica e solare fotovoltaica), un CAPEX di \$ 650 KWe un OPEX dell'1%.

<sup>2</sup> Sulla base delle stime di Drenkard e Mirakyan, (2021) di un prezzo dell'elettricità rinnovabile di \$ 35 MWh (in linea con i prezzi medi di acquisto in Algeria), un CAPEX di \$ 650 KW e un OPEX dell'1%.

<sup>3</sup> Sulla base dei risultati dell'analisi dei costi di produzione condotta da Collis e Schomacker (2022).

<sup>4</sup> Il dato riflette una stima di Collis e Schomacker (2022) sul costo del trasporto di idrogeno verde dall'Egitto alla Germania tramite gasdotto. Il costo di trasporto piuttosto basso di 1,4 è spiegato dall'efficienza del trasporto di gasdotti H2 in forma gassosa rispetto ad altri sistemi, ad esempio l'idrogeno liquefatto, o la sua trasformazione in ammoniaca, che determina elevate perdite di energia durante le fasi di conversione.

<sup>5</sup> Sulla base dei dati European Hydrogen Backbone (2022), che ipotizza un costo di 0,5 kg/1000 km per i grandi gasdotti offshore riconvertiti come Transmed.

<sup>6</sup> Collis e Schomacker (2022) stimano un costo di \$0.4 kgH2 per il trasporto di idrogeno tramite un gasdotto on-shore, e in una tipica distanza europea di circa 1000 km tra i siti di produzione e di consumo. Nel loro case study, questo costo è calcolato per una distanza di 1200 km dal Parc Eolien de Port la Nouvelle (Francia meridionale) a Colonia (Germania nord-occidentale). Il più alto \$1,2 è invece stimato per il trasporto su camion, che viene utilizzato per quantitativi inferiori e in assenza di oleodotti.

<sup>7</sup> Per un gasdotto offshore di 48 pollici come Transmed, la stima dei costi è di 0,6 milioni di euro/km. Poiché la lunghezza di Transmed è di 1075 km, il costo della riconversione sarebbe di 645 milioni di euro.

<sup>8</sup> Per sviluppare un nuovo gasdotto offshore di 48 pollici, il costo è stimato a 5,8 milioni di euro per km. Poiché questo gasdotto sarà lungo 2500 km, il costo totale sarebbe di 14,5 miliardi di euro.

<sup>9</sup> Considerando che solo una delle due linee parallele di Transmed viene riconvertita, mentre l'altra trasporta ancora metano per motivi di sicurezza energetica. Pertanto, la capacità di trasporto della linea riconvertita è la metà degli attuali 33,5 bcm, ovvero 16,75 bcm. Dato che i gasdotti riutilizzati possono trasportare idrogeno fino all'80% della sua capacità di trasporto di gas originale, vale a dire 13,4 bcm, ciò equivale a circa 4 milioni di tonnellate di idrogeno.

plementare l'accesso di terzi (TPA) su infrastrutture specifiche. La possibilità per le aziende europee di accedere a infrastrutture di esportazione riconvertite potrebbe rappresentare un ulteriore incentivo a investire nella produzione di idrogeno in Algeria, in quanto fornirebbe loro un canale per rendimenti elevati e stabili dalle esportazioni verso l'Europa. Tuttavia, la fattibilità di questa opzione è incerta poiché l'Algeria è stata storicamente riluttante ad attuare misure che riducano il controllo del governo sugli asset strategici.

Al contrario, l'Egitto mostra interesse ad esplorare modi per aprire gradualmente il mercato dell'energia, con l'obiettivo di diventare un *hub* energetico. Ciò emerge dalle recenti riforme adottate in materia di *unbundling*, TPA, non discriminazione tariffaria e allocazione di capacità.

Tuttavia, potrebbe essere necessario un sostegno finanziario per investimenti in nuove infrastrutture che ammonterebbe a miliardi di euro, soprattutto nell'attuale difficile situazione per la valuta egiziana, che negli ultimi anni sta perdendo un valore considerevole. L'UE potrebbe fornire un utile contributo diventando azionista del gasdotto e fornendo garanzie sulle restanti quote per incoraggiare gli investitori privati ad aderire al consorzio come azionisti. Se l'Egitto accetterà di aprire ulteriormente il proprio mercato ai capitali europei, gli investimenti europei in Egitto potrebbero aumentare notevolmente, rendendo possibile lo sviluppo della filiera a idrogeno verde.

## Bibliografia

- Bouznit, M., Pablo Romero, M. and Sanchez-Braza, A. (2020). 'Measures to Promote Renewable Energy for Electricity Generation in Algeria', *Sustainability* 12(4): 1468.
- Cardinale, R. (2019). 'The profitability of transnational energy infrastructure: A comparative analysis of the Greenstream and Galsi gas pipelines', *Energy Policy*, 131: 347- 357.
- Cardinale, R. (2023). 'From natural gas to green hydrogen: Developing and repurposing transnational energy infrastructure connecting North Africa to Europe', *Energy Policy*, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113623>
- Collis, J. & Schomäcker R. (2022). 'Determining the Production and Transport Cost for H2 on a Global Scale', *Frontiers in Energy Research*, 10, DOI=10.3389/fenrg.2022.909298
- Drenkard, S. and Mirakyan, A. (2021). 'Etude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogene verte) pour l'Algerie', *Partenariat Energetique Algero-Allemand*, [https://www.energypartnership-algeria.org/fileadmin/user\\_upload/algeria/21\\_12\\_07\\_Hydrog%C3%A8ne\\_vert\\_en\\_Alg%C3%A9rie\\_-\\_Rapport\\_PE.pdf](https://www.energypartnership-algeria.org/fileadmin/user_upload/algeria/21_12_07_Hydrog%C3%A8ne_vert_en_Alg%C3%A9rie_-_Rapport_PE.pdf)
- European Hydrogen Backbone. (2022). 'A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries', April, <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Fahmi, N. and Hussein, N. (2020). 'Electricity regulation in Egypt: overview,' Thomson Reuters Practical Law, November.
- Habib, A., Ouki, M. (2021). 'Egypt's low carbon hydrogen development prospects', OIES Paper: The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford
- Hochberg, M. (2022). 'From Dependence to Diversification: Algeria's Renewable Energy Potential,' ISPI Commentary, January, <https://www.ispionline.it/en/publicazione/dependence-diversification-algerias-renewable-energy-potential-32910>
- IEA (2022). *Global Hydrogen Review 2022*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5b-c75b1-9e4d-460d9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- IRENA (2022). 'Renewable capacity statistics 2022', [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2022.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf)
- Tanese, L., Herrera Anchustegui, I., (2022). "The EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package: Revising the governance and creating a hydrogen framework," Florence School of Regulation, 22 March 2022, <https://fsr.eui.eu/the-eu-hydrogen-and-decarbonised-gas-package-revising-the-governance-and-creating-a-hydrogen-framework/>