

LE BASI PER UN SISTEMA ENERGETICO MEDITERRANEO INTERCONNESSO E RINNOVABILE

RESEARCH PAPER
OTTOBRE 2024

Gabriele Cassetti
Filomena Annunziata



INDICE DEI CONTENUTI

SINTESI	5
RINGRAZIAMENTI	8
1 INTRODUZIONE	9
1.1 Scopo del lavoro e contesto geografico	9
1.2 Un hotspot climatico	9
2 ENERGIA RINNOVABILE NELLA REGIONE	11
2.1 Il potenziale delle rinnovabili	11
2.2 Rinnovabili attuali e NDC	18
3 INTEGRAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA	23
3.1 Vantaggi dell'integrazione del mercato dell'energia elettrica	23
3.2 Tentativi passati di integrazione	24
4 INTERCONNESSIONI PRESENTI E FUTURE NEL MEDITERRANEO	27
5 UNO SCENARIO AMBIZIOSO PER LA REGIONE	30
6 SFIDE	43
6.1 Il ruolo del gas	43
7 CONCLUSIONI	48

TABELLA DELLE FIGURE

Figura 1 – Indicatore di siccità per il periodo di 10 giorni del gennaio 2024	10
Figura 2 – Irradiazione solare globale (Atlante solare globale)	11
Figura 3 – Irradiazione solare per Paese	11
Figura 4 – Estensione della rete di trasmissione elettrica per Paese. Elaborazione ECCO su dati ESMAP.	12
Figura 5 – Aree pratiche per l'installazione di impianti fotovoltaici su larga scala	12
Figura 6 – Mappa del potenziale fotovoltaico utility-scale. Elaborazione ECCO basata sui dati del Global Solar Atlas	13
Figura 7 – Dettaglio della mappa del potenziale fotovoltaico utility scale con le attuali infrastrutture elettriche. Elaborazione ECCO basata sui dati del Global Solar Atlas.	13
Figura 8 – Quota di terreno delle aree pratiche per Paese. Elaborazione ECCO basata sui dati ESMAP.	14
Figura 9 – Capacità teorica del fotovoltaico su larga scala per Paese. Elaborazione ECCO.	15
Figura 10 – Densità di potenza eolica globale	16
Figura 11 – Mappa del potenziale eolico. Elaborazione ECCO basata sui dati Global Wind Atlas	16
Figura 12 – Densità di potenza media del vento per Paese.	17
Figura 13 – Capacità teorica eolica onshore per Paese. Elaborazione ECCO.	17
Figura 14 – Capacità installata da fonti rinnovabili nella costa settentrionale - attuale vs 2030 NECP	19
Figura 15 – Capacità installata da fonti rinnovabili nella costa meridionale - attuale vs 2030 NECP	22
Figura 16 – Modelli di mercato nel MED	23
Figura 17 – Mappa alla base del progetto Desertec	24
Figura 18 – Mappa della griglia Entso-e	27
Figura 19 – Fabbisogno totale di energia per paese (ONU, 2021)	30
Figura 20 – Emissioni totali di CO2 per paese (Climatewatch, 2024)	30
Figura 21 – Strategia dei Paesi rispetto all'attuale capacità installata di fonti rinnovabili nel 2030.	31
Figura 22 – Quota di consumo finale dell'industria per fonte e paese (ONU, 2021)	32
Figura 23 – Quota elettrificabile di calore a bassa temperatura nell'industria da parte ~30% di 1 TW [TJth]	32
Figura 24 – Quota elettrificabile di calore ad alta temperatura nell'industria da ~30% di 1 TW [TJth]	33
Figura 25 – Esportazioni dei paesi nordafricani verso il Mediterraneo, escluso petrolio e gas	34
Figura 26 – Prodotti inclusi nel CBAM dell'UE	35
Figura 27 – Quota di produzione di energia elettrica per fonte e paese (ONU, 2021)	35
Figura 28 – Riduzione della quota di combustibili fossili nella produzione di energia elettrica con ~190 GW	36
Figura 29 – Quota di consumo finale degli edifici per combustibile e paese (ONU, 2021)	36
Figura 30 – Quota elettrificabile di calore utile negli edifici l'industria con 130 GW [TJth]	37
Figura 31 – Quota elettrificabile di calore utile per la cottura con 130 GW [TJth]	37
Figura 32 – Quota di consumo dei trasporti per modalità e paese (ONU, 2021)	38
Figura 33 – Quota elettrificabile del trasporto stradale di ~5 GW [veicoli]	38
Figura 34 – Impatto di 1 TW di rinnovabili nel sistema energetico del Mediterraneo	39
Figura 35 – Emissioni di CO2 evitate da 1 TW di rinnovabili	39
Figura 36 – Diminuzione dei combustibili fossili generata da 1 TW di rinnovabili	40
Figura 37 – Progetti di produzione di idrogeno (AIE)	41
Figura 38 – Iniziativa della dorsale idrogeno dell'UE	42

Figura 39 – Capacità di rigassificazione di GNL realizzata o autorizzata (giallo) e capacità pre-autorizzata (viola). Elaborazione ECCO.	44
Figura 40 – <i>Ruolo del gas nell'approvvigionamento totale di energia primaria secondo lo Scenario dell'Impegno Annunciato dell'Agenzia Internazionale dell'Energia</i>	45
Figura 41 – Corridoi di approvvigionamento del gas e flussi verso l'UE (ENTSOG, 2024)	45
Figura 42 – Distribuzione dei corridoi di approvvigionamento del gas nell'UE (ENTSOG, 2024)	46
Figura 43 – Flusso fisico di gas dai gasdotti del Nord Africa verso l'UE	46
Figura 44 – Gasdotti UE-MED	47

SINTESI

Oggi la capacità installata di solare fotovoltaico della regione mediterranea è di 90 GW¹, quella dell'eolico 82 GW. Tuttavia, il potenziale combinato di queste due fonti è stimato in oltre 3 TW, il che significa che lo sviluppo delle energie rinnovabili non sfrutta appieno il loro potenziale.

Oltre a contribuire alla mitigazione dei cambiamenti climatici, la diffusione delle rinnovabili può apportare enormi benefici alle popolazioni e alle economie locali, creando un valore aggiunto per le società. Le rinnovabili offrono l'opportunità di affrontare le sfide diverse ma comuni dei Paesi della regione e di rilanciare la fiducia nella cooperazione internazionale. Un percorso di transizione energetica inclusivo è fondamentale per proteggere il futuro della regione dagli impatti del cambiamento climatico, creare resilienza economica e proteggere i Paesi oggi produttori di combustibili fossili dalla volatilità dei mercati internazionali, fornendo un approvvigionamento energetico stabile per alimentare un ecosistema industriale regionale competitivo e mitigando le tensioni geopolitiche.

Attualmente, il Paese con la più alta capacità installata di fotovoltaico è la Spagna (27 GW, con un'aggiunta di oltre 10 GW solo nel 2021-2022), seguita da Italia e Francia (rispettivamente 25 GW e 18 GW). La Spagna ha anche la più alta capacità installata di eolico (30 GW, con un'aggiunta di 3 GW nel 2021-2022), seguita da Francia (21 GW) e Italia (11,8 GW). Ad oggi, nonostante un incoraggiante tasso di crescita negli ultimi anni, i Paesi del Nord Africa hanno una capacità installata molto inferiore, contribuendo con meno di 12 GW alla capacità rinnovabile totale della regione.

Lo sviluppo disomogeneo delle energie rinnovabili tra le due sponde del Mediterraneo è in gran parte dovuto ai meccanismi di sostegno messi in atto nella sponda settentrionale negli ultimi decenni. Negli ultimi due decenni, gli incentivi finanziari si sono evoluti progressivamente, dalle iniziali *feed-in-tariff* ai sistemi di aste per migliorare la concorrenza e limitare i costi per i consumatori. Il Green Deal europeo ha fornito un'ulteriore leva per l'espansione delle rinnovabili nei Paesi dell'Europa meridionale e ha innalzato gli obiettivi nazionali in materia di clima ed energia.

L'espansione delle energie rinnovabili nei Paesi del Mediterraneo meridionale è stata più lenta. Dal punto di vista della struttura del mercato, sebbene il settore elettrico in molti Paesi sia stato tradizionalmente caratterizzato da un alto grado di integrazione verticale e di controllo statale, si osserva una graduale ma lenta transizione verso un mercato competitivo dell'energia elettrica. Anche nella sponda meridionale, le attuali tendenze delle politiche per le energie rinnovabili vedono uno spostamento dalle *feed-in-tariff* verso aste e meccanismi di gara.

Pertanto, poiché le energie rinnovabili sono oggi competitive senza meccanismi di sostegno su entrambe le sponde del bacino del Mediterraneo, si aprono opportunità di integrazione del mercato energetico tra le due sponde.

L'integrazione dei mercati energetici è da tempo riconosciuta per i numerosi vantaggi che offre ai sistemi e alle economie dei Paesi partecipanti: maggiore sicurezza energetica e affidabilità del sistema elettrico, diversificazione del mix di fornitura, riduzione dei costi del sistema elettrico e, quindi, dei prezzi al consumo. Con obiettivi di mitigazione del clima sempre più ambiziosi a livello

¹ Vedi [par. 1.1](#)

globale, i benefici per il clima diventano la motivazione principale per l'integrazione del mercato a livello regionale, in quanto accelerano la diffusione delle rinnovabili attraverso la collaborazione regionale.

L'integrazione del mercato dell'energia dovrebbe dunque basarsi sulla comprensione:

- dell'entità della minaccia alla sicurezza posta dall'inazione climatica nella regione mediterranea;
- della *transizione dai* combustibili fossili come una questione di sicurezza energetica reciproca e di giusta transizione;
- delle opportunità economiche offerte dalla transizione energetica alle economie regionali;
- dei vantaggi condivisi dell'integrazione dei sistemi energetici della regione.

Questo lavoro si propone di delineare le basi di un sistema energetico mediterraneo interconnesso e rinnovabile, fornendo il quadro energetico attuale della regione.

Uno scenario ambizioso declina a livello regionale la promessa della COP28, l'impegno a triplicare la produzione mondiale di energia rinnovabile installata, e descrive i possibili benefici dell'installazione di 1 TW di capacità di energia rinnovabile entro il 2030.

Secondo questo scenario, gli investimenti potenziali ammontano a circa 120 miliardi di dollari all'anno, alla luce del recente calo dei costi delle tecnologie solari ed eoliche, e le opportunità di nuovi posti di lavoro a circa 3 milioni, nelle sole filiere dell'industria solare ed eolica.

Una regione mediterranea interconnessa e rinnovabile può anche aprire opportunità per l'elettrificazione dell'industria, la sostituzione dei combustibili fossili nella produzione di energia elettrica, e l'elettrificazione dei consumi domestici, dei servizi e dei trasporti.

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia, la transizione energetica offre inoltre ai Paesi nordafricani l'opportunità di avviare o espandere la produzione di tecnologie pulite e materiali a zero emissioni nette. Questi Paesi già offrono fattori imprenditoriali favorevoli per la produzione di pannelli solari fotovoltaici, veicoli elettrici e batterie, ferro e acciaio ecologici e ammoniaca.

Tuttavia, è necessaria una visione regionale complessiva per aumentare la resilienza economica e stimolare la competitività in un mondo a basse emissioni di carbonio. Una transizione energetica fallita, incompleta o non coordinata nella regione mediterranea comporta innanzitutto costi sociali ed economici per i Paesi mediterranei e per la resilienza delle società. In un'economia globale sempre più competitiva, che vede l'aumento delle politiche protezionistiche e la segmentazione dei mercati tradizionali dei combustibili fossili, il futuro della decarbonizzazione per i Paesi della regione mediterranea è ancorato sia alla loro vicinanza geografica che alla storia delle relazioni mediterranee. Inoltre, il calo strutturale e progressivo della domanda di gas in Europa può mettere a rischio la stabilità dei Paesi produttori tradizionali del Nord Africa, incidendo sulle loro entrate. D'altra parte, ritardare gli investimenti e le riforme politiche necessarie per attuare politiche di industrializzazione più lungimiranti nel quadro della decarbonizzazione globale potrebbe portare alla perdita del vantaggio che i Paesi nordafricani potrebbero avere facendo leva sulla decarbonizzazione regionale.

La condivisione dell'obiettivo di triplicare la capacità rinnovabile nella regione per raggiungere 1 TW fornirebbe la cornice politica per le attuali tendenze del mercato e dell'energia. L'imminente ciclo

di aggiornamento degli NDC verso la COP30 offre una finestra di opportunità per i Paesi della regione mediterranea per fissare ambizioni più elevate e dare il via ai cambiamenti politici necessari. Un nuovo approccio regionale basato sulle fonti rinnovabili per la trasformazione in un sistema energetico mediterraneo pulito, flessibile, affidabile e sicuro dovrebbe promuovere la produzione di energia rinnovabile, l'elettrificazione dei consumi finali, le tecnologie di accumulo e gli scambi transfrontalieri di elettricità, piuttosto che un approccio di neutralità tecnologica a 360° che rischia di ritardare ulteriormente la transizione energetica.

La regione deve disporre di una strategia finanziaria chiara e coesa per sbloccare gli investimenti, combinando impegni politici governativi a lungo termine con solidi quadri di governance. Le istituzioni pubbliche devono assumere un ruolo guida, creando i giusti incentivi per gli investimenti privati e garantendo al contempo che i flussi finanziari siano in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Il ruolo delle banche di sviluppo nazionali e regionali, delle banche multilaterali di sviluppo e delle agenzie di credito all'esportazione sarà fondamentale in questo processo. Una stretta collaborazione tra gli attori finanziari nazionali e regionali può fornire gli strumenti finanziari necessari, dai partenariati pubblico-privato ai prestiti agevolati, dai meccanismi di mitigazione del rischio agli strumenti innovativi per i rischi di cambio, per incentivare gli investimenti privati nei progetti di energia rinnovabile.

In definitiva, il raggiungimento di una transizione a zero emissioni nel Mediterraneo dipende da un'efficace collaborazione tra il settore pubblico e quello privato. Gli investimenti pubblici dovranno essere strutturati in modo da ridurre i rischi per gli investitori privati, facendo leva sulle risorse pubbliche per catalizzare le grandi quantità di capitale privato necessarie per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione della regione. Creando un ambiente favorevole alla collaborazione tra i due settori, la regione può sbloccare i finanziamenti per il clima necessari a trasformare il proprio panorama energetico, soddisfacendo sia le esigenze regionali che gli obiettivi climatici globali.

Infine, se intrapresa con successo, la creazione di un sistema mediterraneo interconnesso attraverso le due sponde del bacino del Mediterraneo potrebbe svolgere un ruolo essenziale nel collegare la più grande economia di mercato del mondo - l'Unione Europea - alla popolazione in più rapida crescita del mondo - l'Africa - collegando la regione mediterranea ai pool energetici subsahariani dell'Africa occidentale (West African Power Pool) e dell'Africa orientale (East African Power Pool), accelerando la decarbonizzazione dell'Africa subsahariana.

Tuttavia, nonostante le prove scientifiche della necessità di un'accelerazione dell'azione per il clima e nonostante gli effetti positivi della transizione energetica, la diplomazia energetica europea in risposta all'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022 rischia di scontrarsi con gli obiettivi climatici. Il perseguimento della sicurezza energetica nei termini esclusivi della sicurezza delle forniture di gas invia segnali contraddittori che non favoriscono la creazione delle condizioni politiche per una transizione dalle fonti fossili nella regione. L'accelerazione della transizione energetica rappresenta, innanzitutto, una questione esistenziale di sicurezza regionale e la condizione necessaria per la prosperità futura. Solo la diversificazione delle catene di approvvigionamento di energia rinnovabile può ridurre al minimo i rischi geopolitici.

RINGRAZIAMENTI

Questo lavoro è stato preparato da ECCO.

Contributi chiave sono stati forniti da IMAL Initiative for Climate and Development.

Commenti, dati e feedback preziosi sono stati forniti dal team e dai consulenti del Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE):

- Dott. Maged Mahmoud
- Akram Almohamadi
- Sofiane Noufi
- Towayba Bouselham Khtiri
- Intisar Rouabhia
- Mohamed Sherwali

1 INTRODUZIONE

1.1 SCOPO DEL LAVORO E CONTESTO GEOGRAFICO

La regione mediterranea ha sempre svolto un ruolo importante nelle dinamiche energetiche globali, soprattutto attraverso lo sfruttamento dei combustibili fossili. Oggi, l'imperativo della decarbonizzazione richiede una transizione rapida e giusta dai combustibili fossili a quelli rinnovabili. Questo lavoro mira a valutare le opportunità e le barriere per una transizione energetica a livello regionale, con l'obiettivo di costruire un mercato energetico mediterraneo completamente decarbonizzato, integrato e basato sulle fonti rinnovabili nei prossimi decenni.

In questo lavoro, la "regione mediterranea" si riferisce all'area geografica che comprende:

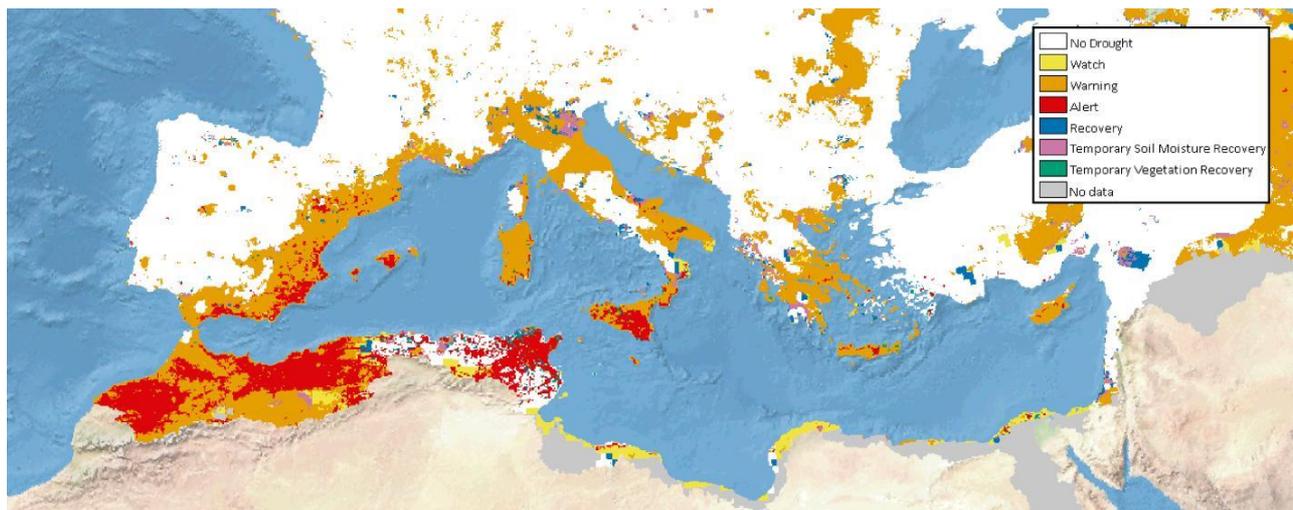
- 4 Paesi della sponda settentrionale del Mar Mediterraneo o i paesi dell'Europa meridionale (Spagna, Francia, Italia e Grecia).
- 5 Paesi della sponda meridionale del Mediterraneo o dell'Africa settentrionale, ovvero Marocco, Algeria, Libia, Tunisia ed Egitto.
- Turchia

1.2 UN HOTSPOT CLIMATICO

Secondo il [Sesto Rapporto di Valutazione del Gruppo Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici \(IPCC\)](#), la regione mediterranea è un hotspot climatico. Nonostante i livelli relativamente bassi di emissioni di gas serra (GHGs), il clima del Mediterraneo si sta riscaldando più velocemente della media globale, con temperature che si prevede [aumenteranno del 20%](#) rispetto alla media globale, un incremento delle temperature di circa 2°C tra il 2021 e il 2040, e un aumento di 2,5°C durante l'estate e l'autunno. [Nei prossimi anni e decenni si prevede un aumento delle ondate di calore, delle tempeste di polvere e degli eventi meteorologici estremi, con conseguenze sulla biodiversità, sui mezzi di sussistenza e sulla salute pubblica.](#)

[Questi impatti in cascata agiscono come un moltiplicatore di minacce e aggravano condizioni preesistenti, influenzando le dimensioni sociali, economiche, politiche e della sicurezza.](#) Forti preoccupazioni ruotano attorno alla diminuzione della disponibilità delle risorse naturali, in particolare dell'acqua, soprattutto a causa della forte dipendenza della regione dall'agricoltura e di condizioni di carenza idrica preesistenti. L'alterazione del clima minaccia anche i mezzi di sussistenza rurali e la sicurezza alimentare, aumentando il rischio di un aumento delle disuguaglianze sociali. I settori dell'agricoltura e dell'allevamento, vitali per le economie di Paesi come Algeria, Marocco e Tunisia, sono particolarmente vulnerabili alle variazioni climatiche. Sebbene l'aumento delle temperature medie rappresenti una sfida per tutti i Paesi del bacino del Mediterraneo, il livello di vulnerabilità dei singoli Paesi e delle comunità non è uniforme in tutta la regione, ma è determinato dall'interazione di fattori climatici e non climatici, come l'efficacia della risposta alle crisi, la crescita della popolazione, la resilienza dei sistemi economici e l'accesso ai finanziamenti. Tutti questi elementi determinano il livello di resilienza delle comunità e dei singoli Paesi.

Figura 1 – Indicatore di siccità per il periodo di 10 giorni del gennaio 2024



Questi rischi richiedono una maggiore attenzione da parte della comunità climatica internazionale, e in particolare degli stakeholder e dei decisori politici, a causa dei profondi legami di sicurezza, commerciali, sociali e finanziari tra i Paesi mediterranei. Sottolineano anche la necessità di dare priorità alla transizione energetica e alle misure di adattamento e resilienza in tutta la regione, rafforzando la cooperazione tra le due sponde. In caso contrario, gli impatti climatici aggraveranno le vulnerabilità locali e avranno gravi conseguenze per la stabilità socio-economica, il sostentamento umano, le economie e la sicurezza.

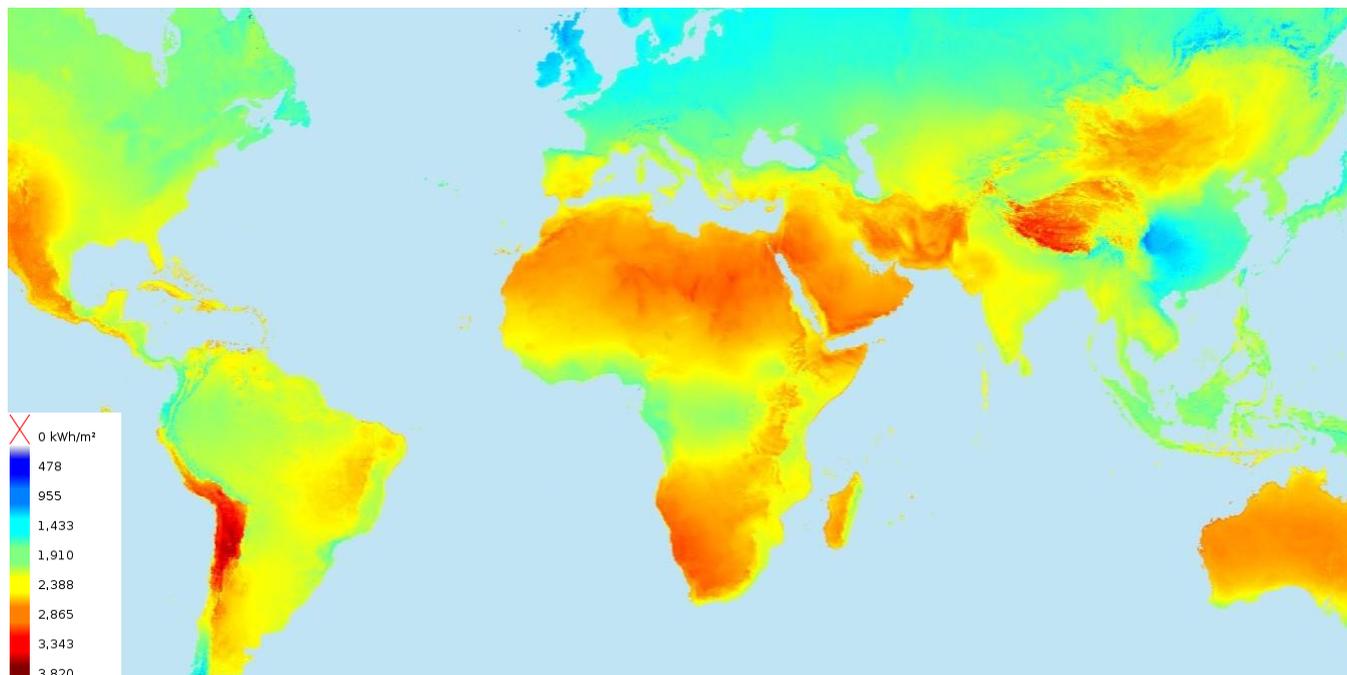
Un percorso di transizione energetica inclusivo è fondamentale per la stabilità futura della regione, raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile, ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, mitigare le tensioni geopolitiche e adattarsi agli impatti climatici.

2 ENERGIA RINNOVABILE NELLA REGIONE

2.1 IL POTENZIALE DELLE RINNOVABILI

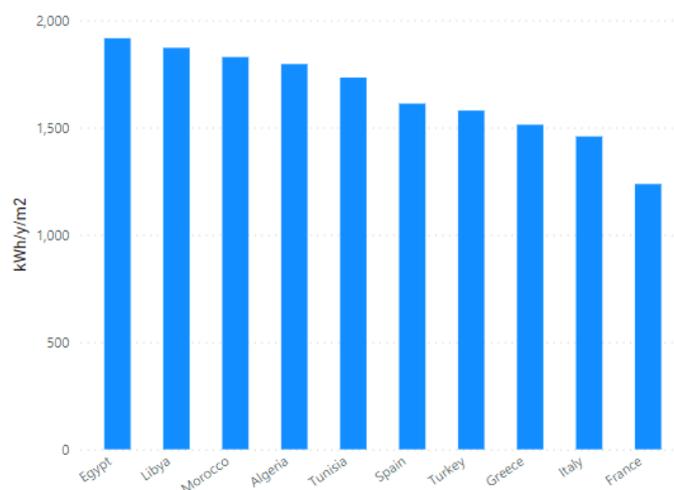
La regione ha un'irradiazione media annua di 1700 kWh/m², che la colloca tra le più promettenti a livello globale per lo sviluppo dell'energia solare.

Figura 2 – Irradiazione solare globale (Atlante solare globale)



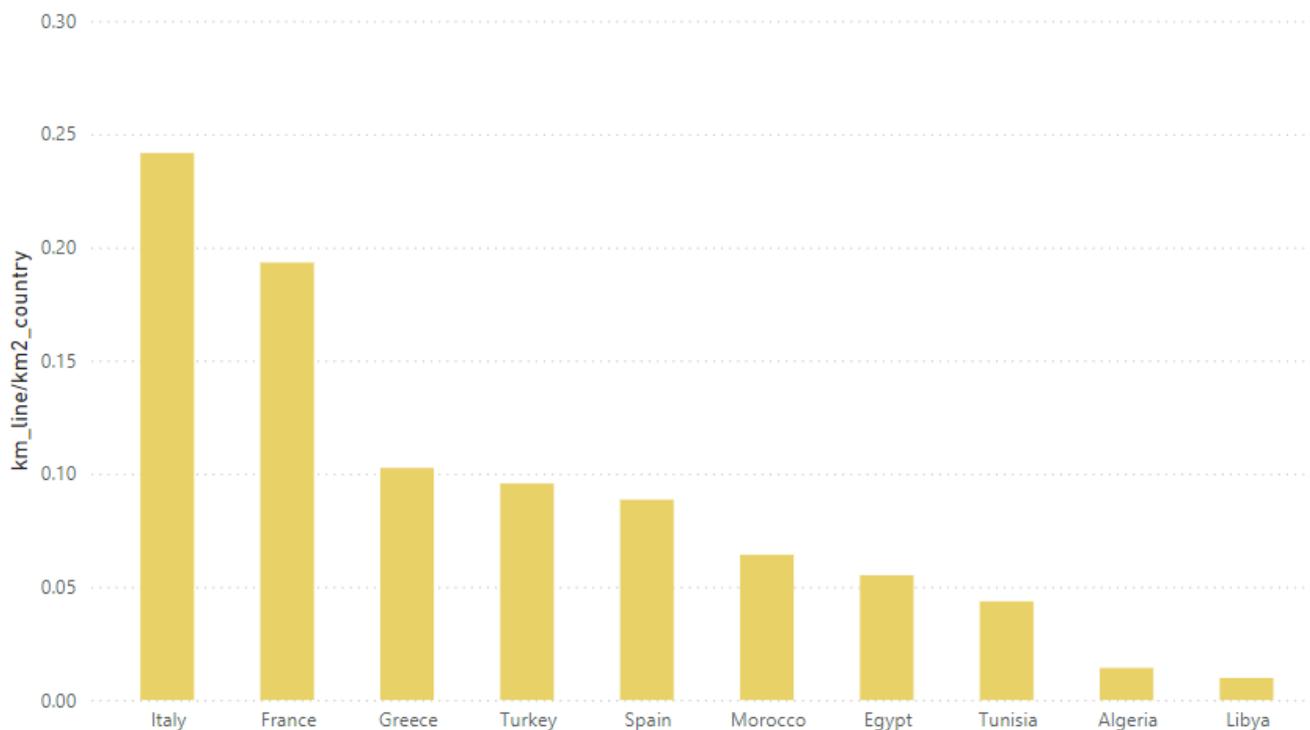
I paesi del Nord Africa hanno un'irradiazione media più alta (1830 kWh/m²) rispetto a quelli dell'Europa meridionale (1480 kWh/m²), come mostrato in [Figura 3](#). L'Egitto mostra il dato più alto, con 1915 kWh/m².

Figura 3 – Irradiazione solare per Paese



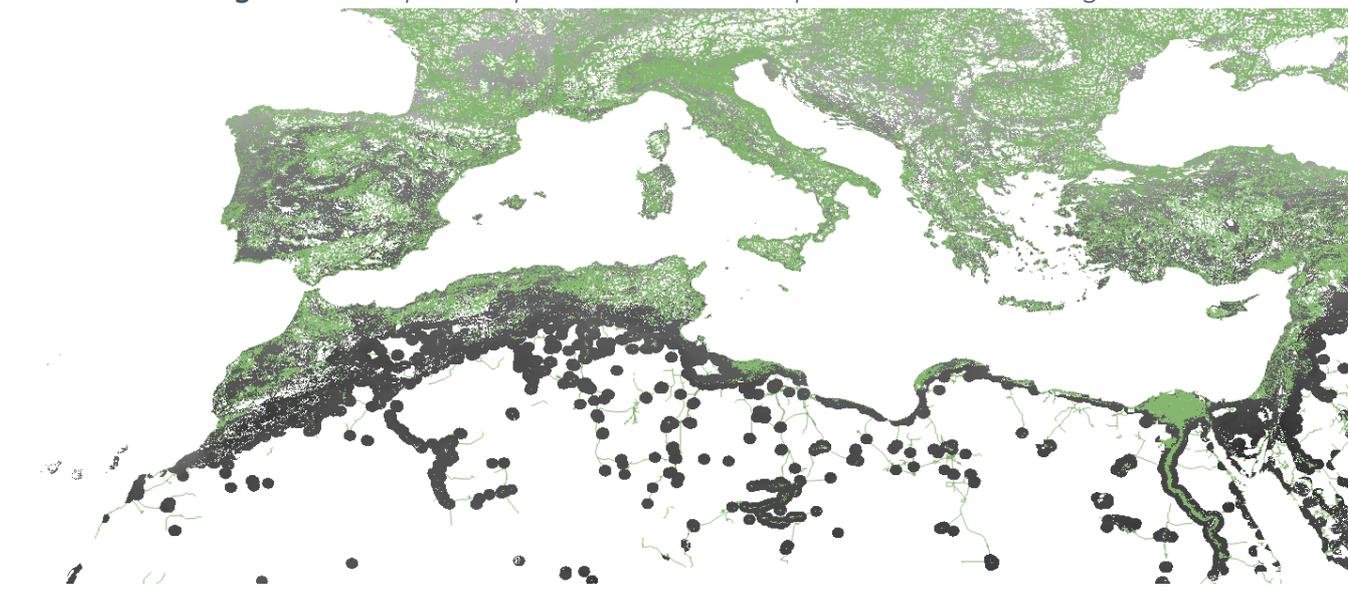
Per valutare il potenziale per gli impianti utility scale² (ed escludendo gli impianti off-grid), è necessario considerare l'estensione dell'infrastruttura elettrica, in quanto i nuovi impianti dovrebbero essere collegati alle reti di trasmissione.

Figura 4 – Estensione della rete di trasmissione elettrica per Paese. Elaborazione ECCO su dati [ESMAP](#).



[Figure 4](#) mostra il rapporto tra la rete di trasmissione elettrica e la superficie del Paese, che varia da oltre 0,2 km/km² in Italia a meno di 0,2 km/km² in Algeria e Libia. Combinando il tracciato della rete con il software open-source QGIS e le aree che escludono i terreni con ostacoli fisici e possibilmente soggetti a norme di uso del suolo per la protezione dell'ambiente e dei terreni coltivati, la figura seguente indica le aree adatte all'installazione di impianti fotovoltaici utility-scale.

Figura 5 – Aree pratiche per l'installazione di impianti fotovoltaici su larga scala



² impianti di grande potenza

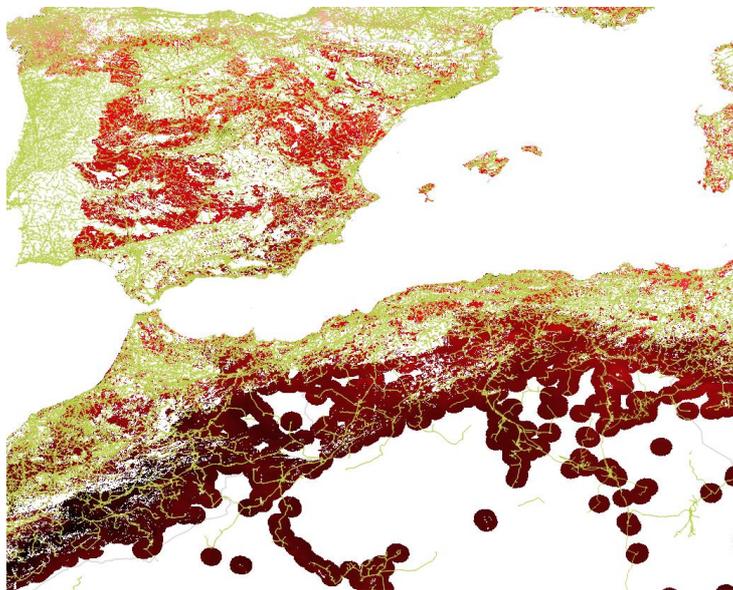
Viene quindi ricavata la mappa del potenziale del fotovoltaico utility-scale basata sul [database Global Solar Atlas](#) (Figura 6).

Figura 6 – Mappa del potenziale fotovoltaico utility-scale. Elaborazione ECCO basata sui dati del Global Solar Atlas³



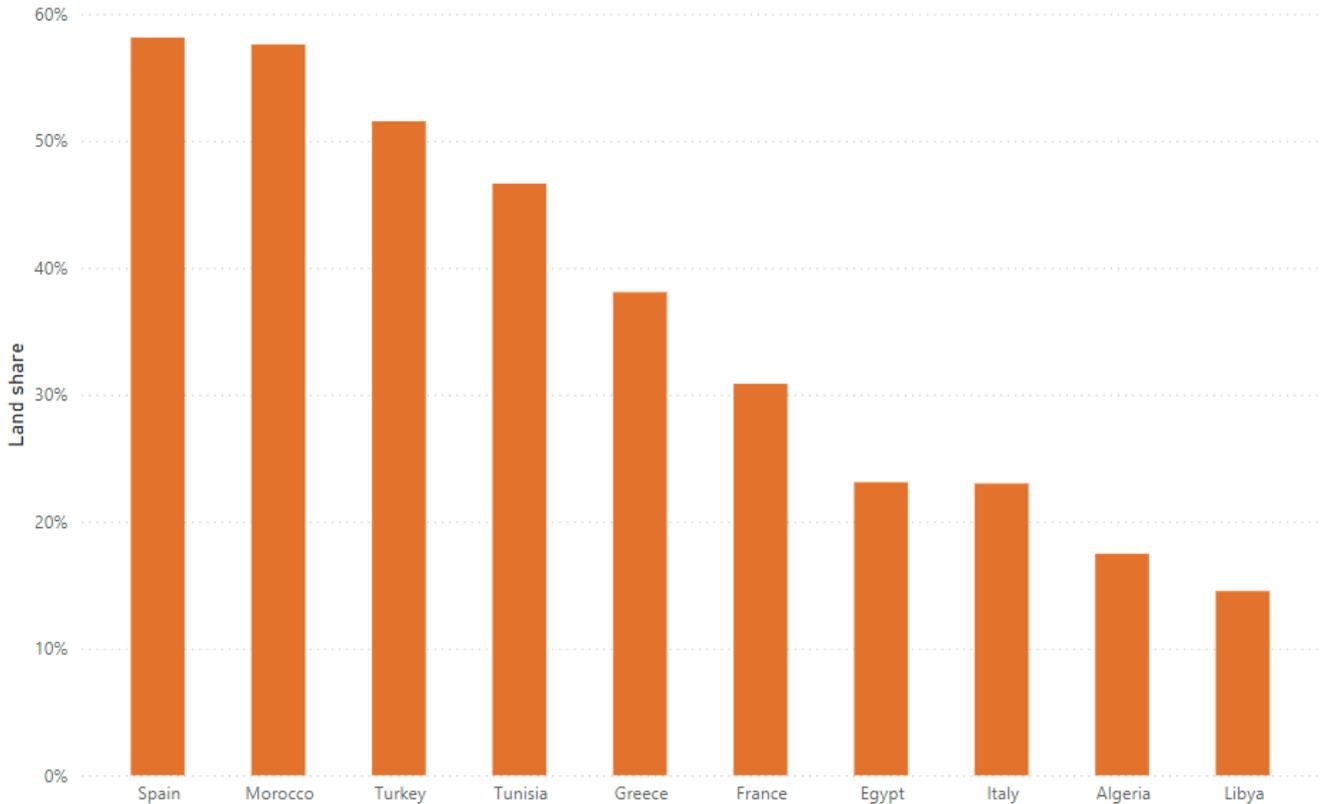
La [Figura 7](#) mette in evidenza come il potenziale sia strettamente legato alle infrastrutture disponibili e il ruolo chiave di queste nello sviluppo delle rinnovabili.

Figura 7 – Dettaglio della mappa del potenziale fotovoltaico utility scale con le attuali infrastrutture elettriche. Elaborazione ECCO basata sui dati del Global Solar Atlas.



³ Questa mappa è fornita solo a scopo illustrativo. I confini e i nomi riportati sulla mappa non implicano l'espressione di alcuna opinione da parte dell'ECCO riguardo allo status di qualsiasi regione, Paese, territorio, città o area, o delle sue autorità, o riguardo alla delimitazione delle frontiere o dei confini.

Figura 8 – Quota di terreno delle aree pratiche per Paese. Elaborazione ECCO basata sui dati [ESMAP](#).



In [Figura 8](#) viene mostrata la quota di superficie per Paese adatta per l'installazione di impianti fotovoltaici, con valori che vanno dal 15% a oltre il 55%. Tuttavia, considerando il limite teorico dell'1% della superficie del Paese per l'installazione di impianti, utilizzato anche da [IRENA](#), è possibile determinare la capacità solare potenziale che può essere installata. Algeria e Libia, grazie alla loro estensione territoriale, presentano i valori più alti, seguite dall'Egitto ([Figura 9](#)). L'intera costa meridionale può teoricamente ospitare fino a 2,5 TW di capacità solare, mentre la costa settentrionale 0,7 TW.

Allo stesso tempo, l'attuale capacità fotovoltaica della regione ammonta a 90 GW. La Spagna ha la più alta capacità installata (27 GW, con l'aggiunta di oltre 10 GW solo nel 2021-2022), seguita da Italia e Francia (25 GW e 18 GW, rispettivamente) ([Tabella 1](#)).

Figura 9 – Capacità teorica del fotovoltaico su larga scala per Paese. Elaborazione ECCO.

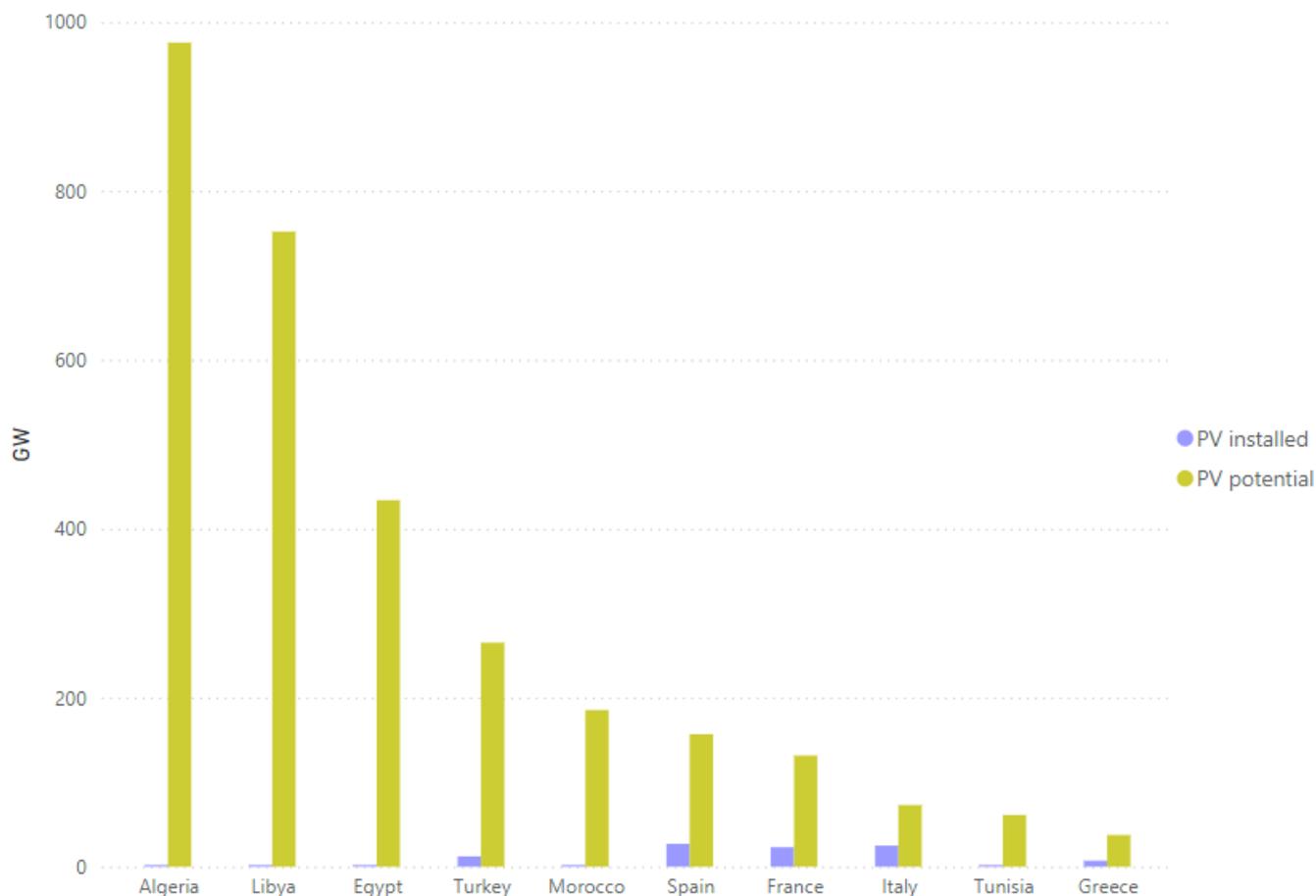


Tabella 1 – Capacità installata di fotovoltaico utility scale per paese (AIE, RCREEE)⁴

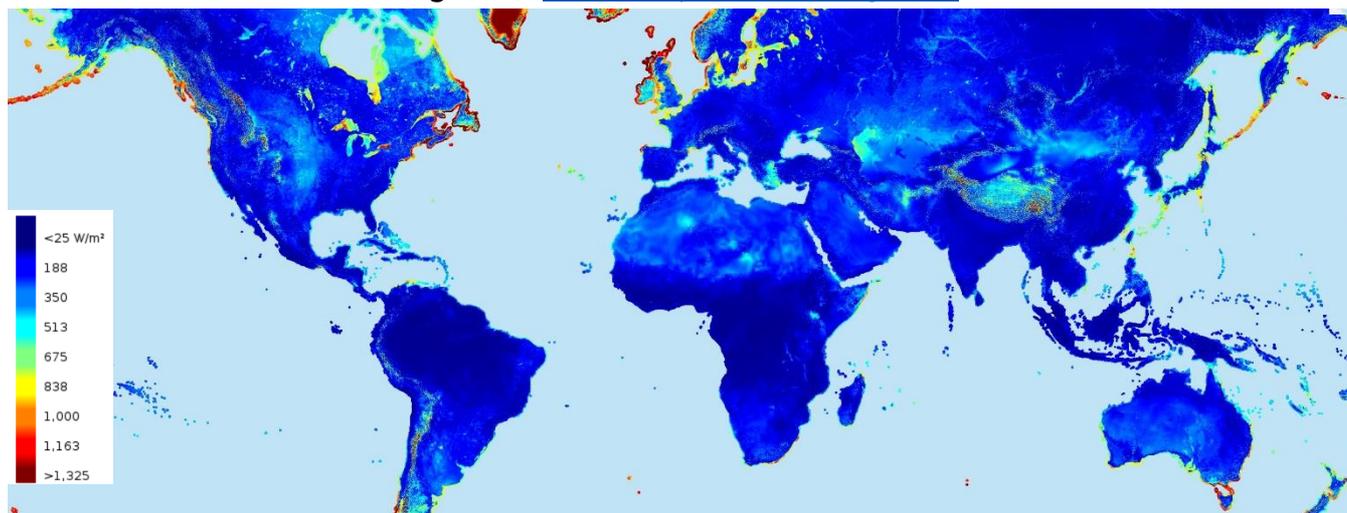
Paese	Capacità solare fotovoltaica installata ⁵
Spagna	27.80
Italia	25.00
Francia	17.30
Turchia	11.10
Grecia	5.40
Marocco	0.83
Egitto	1.67
Algeria	0.50
Libia	0.40
Tunisia	0.02

Analogamente al potenziale solare, la mappa del potenziale eolico è stata elaborata sulla base del [database Global Wind Atlas](#).

⁴ Dati 2022 per Algeria, Egitto, Libia e Tunisia, dati 2023 per Italia, Spagna, Francia e Grecia.

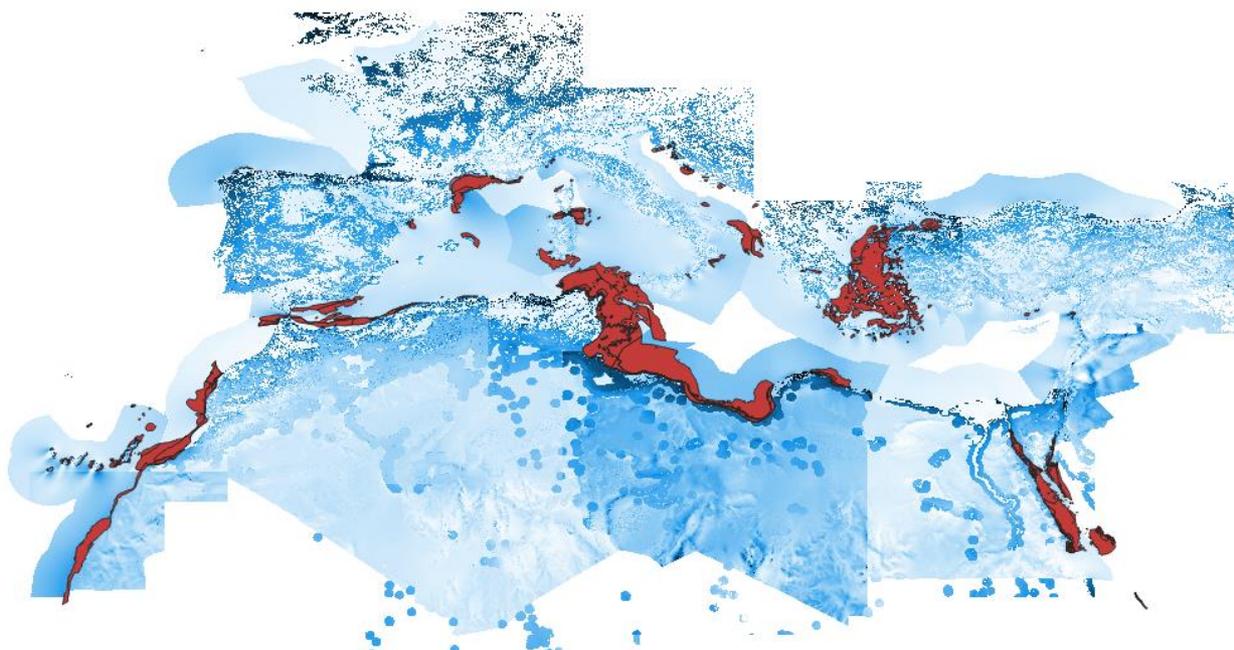
⁵ Utility scale. Sistemi small scale e off-grid non inclusi

Figura 10 – *Densità di potenza eolica globale*



La [Figura 11](#) mostra le aree adatte per gli impianti eolici su scala utility onshore e offshore. L'offshore comprende sia le strutture galleggianti, identificate con il colore rosso, sia quelle fisse, in viola.

Figura 11 – *Mappa del potenziale eolico. Elaborazione ECCO basata sui dati Global Wind Atlas^{6,7}*

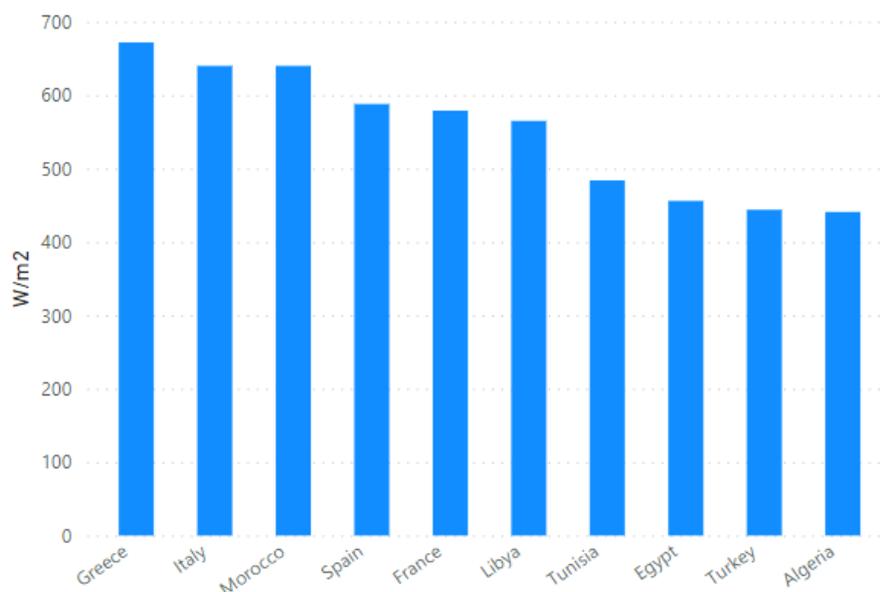


Nel caso dell'eolico onshore, la differenza tra i Paesi dell'Europa meridionale e quelli dell'Africa settentrionale è meno evidente rispetto al solare. La Grecia ha la più alta densità di potenza (672 W/m^2 a 50 m di altezza), seguita da Italia e Marocco (entrambi a 640 W/m^2).

⁶ Questa mappa è fornita solo a scopo illustrativo. I confini e i nomi riportati sulla mappa non implicano l'espressione di alcuna opinione da parte dell'ECCO riguardo allo status di qualsiasi regione, Paese, territorio, città o area, o delle sue autorità, o riguardo alla delimitazione delle frontiere o dei confini.

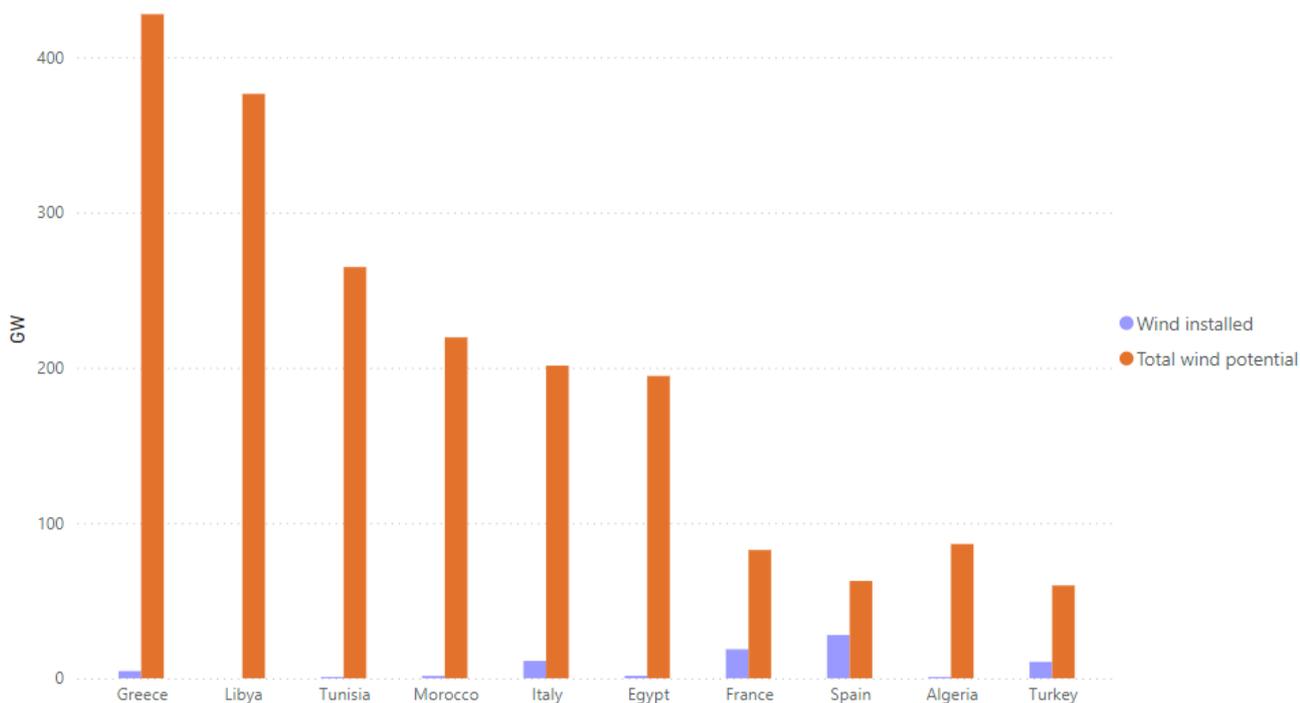
⁷ La mappa non include le aree idonee francesi, spagnole e turche non situate nel Mar Mediterraneo.

Figura 12 – Densità di potenza media del vento per Paese.



Ancora una volta, Algeria e Libia sono in testa ([Figura 13](#)) in termini di capacità potenziale eolica^{8,9}. Il potenziale regionale totale potrebbe dunque raggiungere 1,8 TW, di cui 1 TW nel Sud e 0,8 nel Nord.

Figura 13 – Capacità teorica eolica onshore per Paese. Elaborazione ECCO.



Per quanto riguarda l'attuale capacità installata, il totale regionale è di 82 GW. La Spagna ha ancora una volta la più alta capacità installata (30 GW, con l'aggiunta di 3 GW nel 2021-2022), seguita da Francia (21 GW) e Italia (11,8 GW). I Paesi del Nord Africa hanno una capacità installata molto più

⁸ La capacità potenziale eolica offshore per paese può essere ricavata direttamente dal database del Global Wind Atlas.

⁹ I dati non comprendono il potenziale francese, spagnolo e turco situato al di fuori del Mediterraneo.

bassa. Il Marocco e l'Egitto hanno rispettivamente 1,3 GW e 1,6 GW, che rappresentano il 65% e il 29,7% della capacità eolica della sponda meridionale.

Tabella 2 – Capacità installata di energia eolica per paese (AIE, RCREEE)¹⁰

Paese	Capacità installata eolica
Spagna	30.3
Francia	20.8
Italia	11.8
Turchia	11.3
Grecia	4.7
Egitto	1.63
Marocco	1.55
Tunisia	0.2
Algeria	0.01
Libia	0

2.2 RINNOVABILI ATTUALI E NDC

Lo sviluppo delle energie rinnovabili nella regione, tuttavia, non sfrutta appieno il potenziale regionale.

Lo sviluppo delle rinnovabili in Europa negli ultimi due decenni è stato sostenuto da direttive comunitarie, come le [direttive sulle energie rinnovabili \(RED, Renewable Energy Directives\)](#). Anche gli incentivi finanziari si sono evoluti progressivamente, dalle *feed-in-tariff* iniziali ai sistemi di aste per migliorare la concorrenza e limitare i costi per i consumatori. L'ammodernamento delle reti e la cooperazione regionale attraverso il regolamento della [Rete transeuropea per l'energia](#) (TEN-E) sono stati fondamentali per garantire l'integrazione di quantità crescenti di energia rinnovabile nel sistema.

Il Green Deal europeo¹¹ ha fornito un'ulteriore leva per l'espansione delle energie rinnovabili sulla sponda settentrionale del Mediterraneo e ha aumentato le ambizioni nazionali:

- L'annuncio della **Francia** di un obiettivo di 100 GW di energia solare entro il 2050 ha sottolineato un salto significativo nelle ambizioni del Paese in materia di energie rinnovabili. Questo obiettivo è in linea con una strategia più ampia volta ad accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili per soddisfare la domanda e gli obiettivi di sostenibilità. Questi sviluppi evidenziano [l'orientamento strategico della Francia](#) verso la riduzione della dipendenza dal

¹⁰ Dati 2022 per Algeria, Egitto, Libia e Tunisia, dati 2023 per Italia, Spagna, Francia e Grecia.

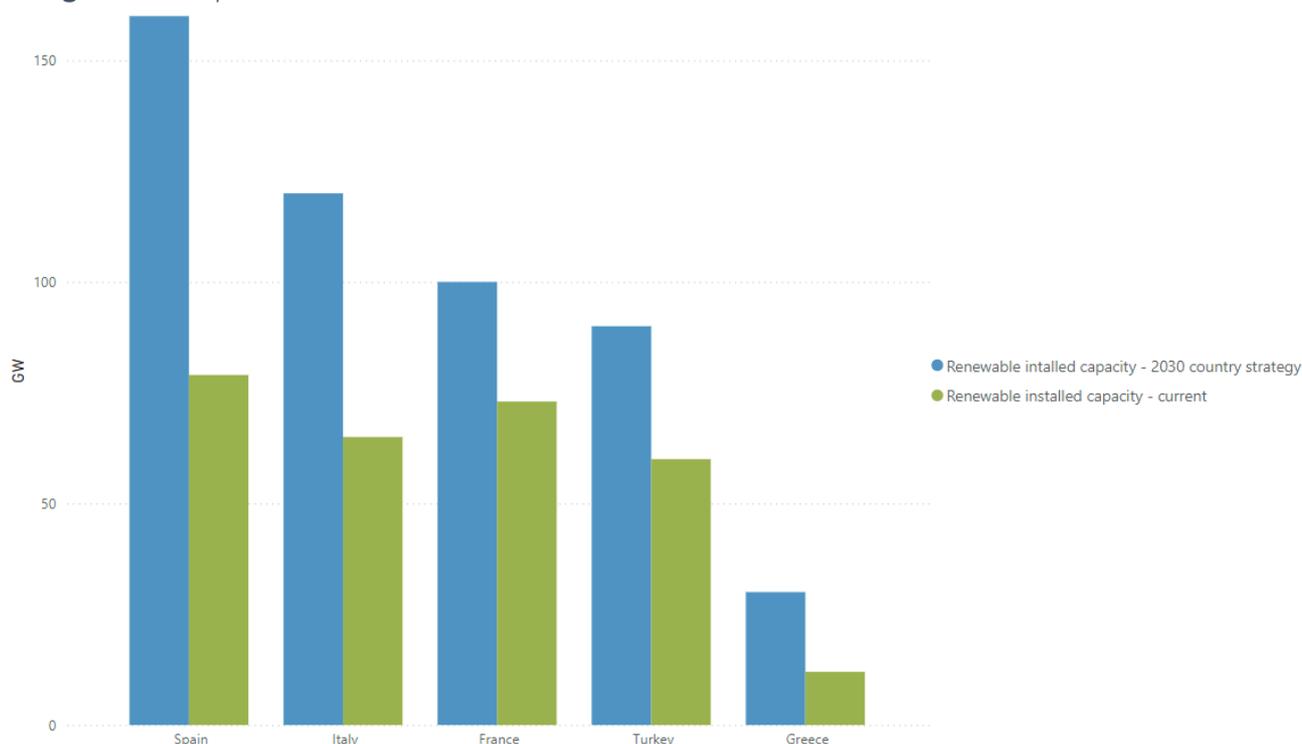
¹¹ L'UE si è impegnata a ridurre le proprie emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con l'obiettivo finale di raggiungere la neutralità del carbonio entro il 2050. La Legge europea sul clima, adottata nel 2021, ha fissato nella legislazione gli obiettivi climatici per il 2030 e il 2050. Il pacchetto Fit for 55 è il primo progetto di decarbonizzazione dell'economia, con disposizioni che comprendono la diffusione delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica, l'aumento dell'assorbimento delle emissioni di carbonio e i sistemi di scambio di emissioni. Nel febbraio di quest'anno, la Commissione europea ha presentato una valutazione intermedia [della decarbonizzazione](#).

nucleare e l'aumento della quota delle rinnovabili nel suo mix energetico. Nel 2030, il piano nazionale per le energie rinnovabili prevede una [capacità totale installata di 100 GW](#).

- **L'Italia** ha registrato una crescita significativa nel settore, in particolare nell'energia eolica e solare, stabilendo record e definendo piani ambiziosi per l'espansione. L'Italia punta a generare quasi due terzi dell'elettricità da fonti rinnovabili entro il 2030, quasi 120 GW in termini di capacità installata, secondo il Piano Nazionale Energia e Clima (NECP, National Energy and Climate Plan). Si prevede che l'Italia installerà 12 GW di energia solare nel periodo 2023-24, trainati principalmente dal segmento industriale e sostenuti da installazioni solari a terra. Questa crescita è prevista grazie alla combinazione di un maggior numero di permessi rilasciati per progetti fotovoltaici e all'aumento delle installazioni, che potrebbero raggiungere gli 8 GW nel 2024.
- **La Spagna** [ha fissato l'ambizioso](#) obiettivo di installare 76 GW di capacità fotovoltaica cumulata e 22 GW di stoccaggio entro la fine di questo decennio, un aumento sostanziale rispetto al precedente obiettivo di 39 GW fissato nella vecchia versione della strategia energetica nazionale. Questo aggiornamento fa parte del NECP spagnolo, che mira a ridurre le emissioni di gas serra del 32% rispetto ai livelli del 1990, superando il precedente obiettivo del 23%. Il piano prevede inoltre una capacità installata totale di 214 GW nel settore elettrico entro il 2030, di cui 160 GW da generazione rinnovabile.
- Secondo la revisione del NECP della **Grecia**, [il governo punta a 13,4 GW di capacità fotovoltaica installata entro il 2030](#), quasi raddoppiando l'obiettivo precedente. Tuttavia, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) suggerisce che la Grecia potrebbe raggiungere 30 GW di capacità rinnovabile entro la fine del decennio, indicando un forte slancio nel mercato del solare fotovoltaico greco.

Inoltre, la **Turchia** mira ad aumentare la capacità eolica a 17 GW e quella solare a 16 GW entro il 2027, insieme all'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 41%, [aumentare la quota di energia nucleare nella produzione di elettricità al 10% entro il 2030](#) e puntare a raggiungere le emissioni nette zero entro il 2053.

Figura 14 – Capacità installata da fonti rinnovabili nella costa settentrionale - attuale vs 2030 NECP



La [Figura 14](#) mostra il confronto tra la capacità rinnovabile attuale e quella prevista per il 2030 nei Paesi della costa settentrionale.

L'espansione delle energie rinnovabili in Nord Africa è stata più lenta rispetto all'UE per diversi motivi. Fino a circa il 2010, i Paesi nordafricani sono stati spesso [privi di strategie chiare e a lungo termine per le energie rinnovabili](#). Tuttavia, oggi [si osserva una graduale ma lenta transizione verso la competitività del mercato dell'energia elettrica attraverso la disaggregazione delle aziende elettriche integrate verticalmente](#). Quadri normativi affidabili e stabili sono essenziali per attrarre investimenti a lungo termine e le attuali tendenze delle politiche per le energie rinnovabili vedono uno spostamento dalle *feed-in-tariff* verso aste e meccanismi di gara. Dal punto di vista finanziario, molti Paesi nordafricani devono ancora affrontare problemi di accesso a finanziamenti accessibili. [I tassi di interesse più elevati e l'instabilità economica aumentano il costo del capitale, ostacolando la capacità dei governi e delle aziende private di finanziare progetti di energia rinnovabile su larga scala](#). Infine, le tensioni politiche regionali hanno ostacolato la collaborazione nei progetti di infrastrutture energetiche transfrontaliere, che potrebbero dare ulteriore impulso alla diffusione delle energie rinnovabili.

Negli ultimi anni, Egitto, Marocco e Algeria hanno contribuito ad avviare un trend positivo nella capacità di generazione di energia rinnovabile, con un incoraggiante tasso di crescita annuale del 6%. Negli ultimi anni, l'Egitto e l'Algeria hanno investito in modo significativo in impianti fotovoltaici e la maggior parte della capacità solare installata è attualmente collegata alla rete. La capacità off-grid si trova soprattutto nelle regioni remote dell'Algeria meridionale.

Ad eccezione della Libia, tutti questi Paesi hanno firmato l'Accordo di Parigi, lo hanno ratificato nella loro legislazione nazionale e hanno presentato i loro NDC (Nationally Determined Contribution), che descrivono le azioni di mitigazione e adattamento che i Paesi si impegnano a intraprendere per rispettare gli obiettivi dell'Accordo. Tabella **3** riassume lo stato degli [NDC e degli obiettivi per le energie rinnovabili](#).

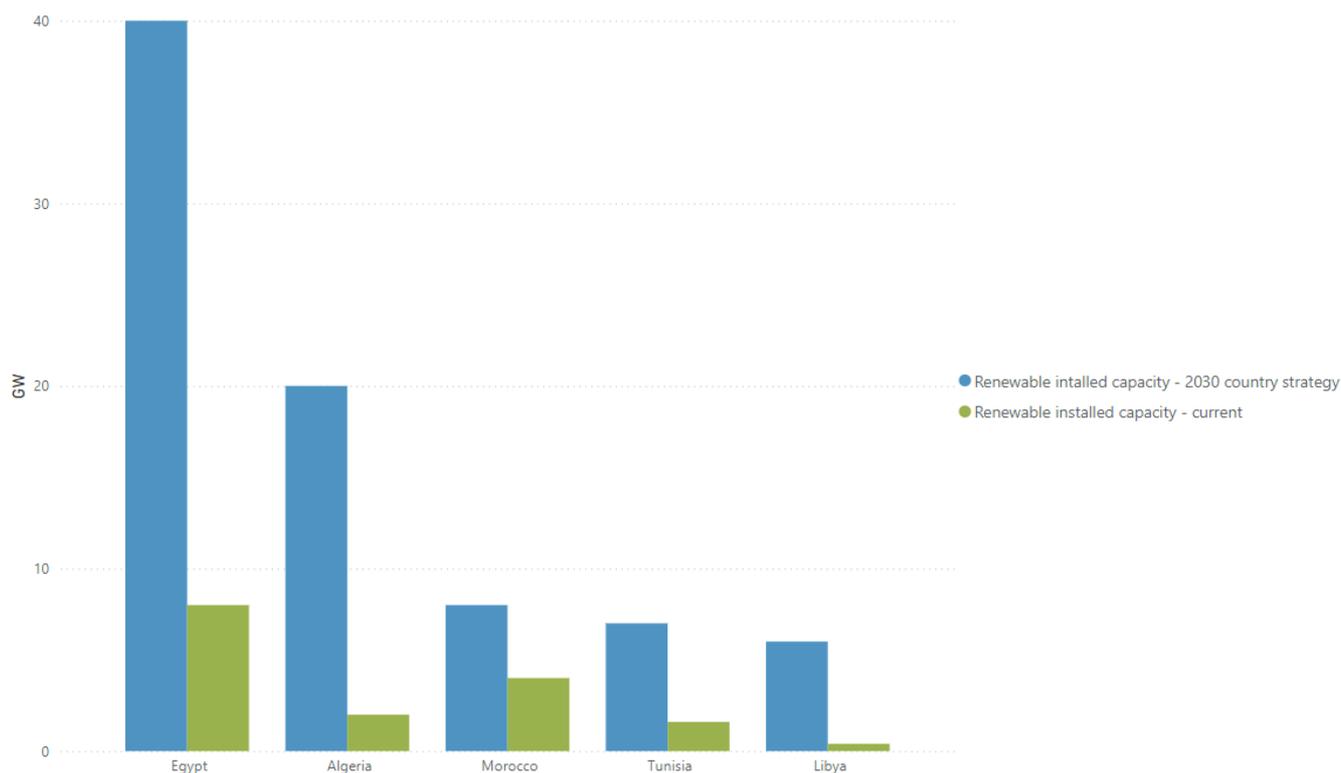
Tabella 3 – Obiettivi nazionali per le energie rinnovabili nei Paesi del Sud Med.

Paese	Data di presentazione dell'NDC	Obiettivo nazionale per le energie rinnovabili
Algeria	20/10/2016	<p>L'NDC mira a una riduzione delle emissioni di gas serra dal 7% (obiettivo incondizionato) al 22% (obiettivo condizionato) entro il 2030 rispetto allo scenario business-as-usual. Il Piano di Sviluppo delle Energie Rinnovabili e dell'Efficienza Energetica 2016-2030 e l'NDC fissano anche l'obiettivo condizionato di raggiungere il 27% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2030, ovvero 20 GW in termini di capacità installata.</p> <p>Gli obiettivi settoriali chiave includono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 9% di riduzione del consumo energetico entro il 2030 • 27% di elettricità da fonti rinnovabili 1% di riduzione del gas flaring entro il 2030 • 1 milione di veicoli convertiti a GPL • 20.000 autobus convertiti a GPL

Marocco	Presentato e aggiornato nel 2021	L'NDC, aggiornato a giugno 2021, mira a una riduzione delle emissioni di gas serra dal 18,3% (incondizionato) al 27,2% (condizionato) entro il 2030 rispetto allo scenario business-as-usual. Gli obiettivi dell'NDC in materia di energie rinnovabili includono il raggiungimento di una quota di rinnovabili pari al 52% della capacità di generazione elettrica installata entro il 2030 (o 8 GW di capacità installata), di cui il 20% da fonte solare, il 20% da fonte eolica e il 12% da fonte idroelettrica. Il Marocco ha anche rivisto al ribasso lo scenario BAU, a cui sono applicati gli obiettivi di riduzione. Per l'obiettivo incondizionato, ciò comporta emissioni inferiori del 21% nel 2030 rispetto alla prima presentazione NDC e del 29% per l'obiettivo condizionale.
Egitto	Presentato nel 2017 e aggiornato nel luglio 2022	L'NDC definisce "l'aumento dell'uso delle energie rinnovabili come alternativa alle fonti energetiche non rinnovabili" come uno dei cinque pilastri delle politiche di mitigazione. L'aggiornamento dell'NDC egiziano ribadisce l'obiettivo indicato nella Strategia integrata per l'energia sostenibile 2035 di aumentare la quota delle rinnovabili nel mix elettrico al 42% entro il 2035. Nel 2030, la capacità installata prevista è di 40 GW. Gli obiettivi settoriali chiave includono una riduzione del 10% del consumo di energia termica da parte delle industrie di ferro, acciaio, fertilizzanti e piastrelle in ceramica. Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra includono: <ul style="list-style-type: none"> • Riduzione delle emissioni di gas serra del 37% entro il 2030 da generazione, trasmissione e distribuzione di elettricità • Riduzione delle emissioni di gas serra del 65% entro il 2030 da attività di petrolio e gas • Riduzione delle emissioni di gas serra del 7% entro il 2030 dal settore dei trasporti
Tunisia	Presentato e aggiornato nel 2021	L'NDC, aggiornato nell'ottobre 2021, mira a ridurre l'intensità di carbonio dal 27% (condizionato) al 18% (incondizionato) entro il 2030 rispetto al 2010 come anno di riferimento. L'NDC prevede il raggiungimento del 30% di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2030 (rispetto al 4% del 2015). Il Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili 2018 ha come obiettivo 3,8 GW di capacità rinnovabile entro il 2030.
Libia	n/a	La Strategia nazionale per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica (2023-2035) punta al 17% nel 2025, al 19% entro il 2030 e al 20% entro il 2030.

Tutti gli NDC includono obiettivi di espansione della capacità di energia rinnovabile per il 2030, sia incondizionati che condizionati. L'NDC del Marocco, il più ambizioso e dettagliato della regione, prevede che le centrali elettriche rinnovabili costituiscano il 52% della capacità installata entro il 2030, mentre gli altri NDC presentano obiettivi condizionati principalmente ai finanziamenti internazionali. L'Egitto ha presentato un NDC aggiornato nel luglio 2022 (prima della COP27 di Sharm el-Sheikh), essendo finora l'unico Paese che utilizza parametri quantitativi suddivisi da [impegni di riduzione](#) settoriali, comunque condizionati, nei settori della produzione di energia elettrica, del petrolio e del gas e dei trasporti, in conformità con l'articolo 4.4 dell'Accordo di Parigi.

Figura 15 – Capacità installata da fonti rinnovabili nella costa meridionale - attuale vs 2030 NECP



La [Figura 15](#) mostra il confronto tra la capacità rinnovabile attuale e quella prevista per il 2030 nei Paesi della sponda meridionale. La figura indica un divario maggiore tra la capacità attuale e le ambizioni dei Paesi del Sud rispetto a quelli del Nord.

La Tunisia e il Marocco [hanno firmato il Global Renewables and Energy Efficiency Pledge \(Impegno globale per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica\)](#)¹², mentre i due maggiori Paesi produttori di oil and gas, Algeria e Libia, nonché Turchia ed Egitto, non hanno ancora firmato.

Tuttavia, i Paesi del Mediterraneo meridionale hanno sostenuto la [Strategia panaraba per lo sviluppo delle energie rinnovabili 2010-2030](#), che nel 2018 è stata ampliata per diventare la Strategia panaraba per l'energia sostenibile 2030 e include l'efficienza energetica e l'accesso all'energia. La strategia mira a raggiungere una quota di rinnovabili del 12,4% nel mix elettrico della regione araba e prevede l'impegno a promuovere gli investimenti pubblici e privati, a mitigare i rischi associati alla pianificazione, all'espansione e al funzionamento della rete e a integrare servizi intelligenti e schemi di garanzia della qualità.

¹² Impegnarsi a triplicare la capacità di generazione di energia rinnovabile installata nel mondo, portandola ad almeno 11.000 GW entro il 2030, tenendo conto dei diversi punti di partenza e delle circostanze nazionali.

3 INTEGRAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA

3.1 VANTAGGI DELL'INTEGRAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Oggi, i mercati elettrici della regione sono stati caratterizzati da modelli diversi.

Figura 16 – Modelli di mercato nel MED



Nei Paesi dell'UE, i contratti fanno parte di un mercato liberalizzato, in cui la disaggregazione, l'accesso alla rete da parte di terzi e le regole della concorrenza sono applicate a tutti i livelli. Le operazioni di interconnessione sono associate a differenziali di prezzo tra i mercati nazionali. L'assegnazione di capacità di trasmissione transfrontaliera e gli scambi di energia sono assegnati e conclusi su mercati spot. Le interconnessioni consentono di sfruttare le complementarità tra i sistemi nazionali, con le eccedenze di un paese che compensano i deficit di un altro.

Nei Paesi del Nord Africa, la struttura del mercato interno è completamente diversa. In Algeria, un acquirente unico limitato stabilisce contratti bilaterali tra produttori e grandi consumatori, mentre la concorrenza viene introdotta nel commercio all'ingrosso e al dettaglio. Il quadro normativo marocchino stabilisce un monopolio pubblico sia all'ingrosso che al dettaglio. In Tunisia, il mercato dell'energia elettrica si basa sulla combinazione del monopolio e del modello a singolo acquirente limitato. Un modello a singolo acquirente totale si trova in Egitto. Il modello a singolo acquirente garantisce un ruolo decisionale al settore pubblico negli investimenti in capacità di generazione e il controllo dell'azienda elettrica negli affari finanziari.

È certamente necessaria una maggiore armonizzazione in termini di legislazione e quadro normativo nella regione per facilitare lo sfruttamento efficiente delle complementarità tra i sistemi nazionali e per lo sviluppo delle interconnessioni. Attualmente gli scambi di energia elettrica tra le sponde, limitati all'interconnessione Marocco-Spagna, sono conclusi sul mercato spot, anche se [sono stati studiati accordi commerciali bilaterali](#).

[La competitività delle energie rinnovabili](#), tuttavia, offre opportunità di integrazione.

È noto che l'integrazione dei mercati offra [numerosi vantaggi](#) ai sistemi energetici e alle economie dei Paesi partecipanti: maggiore sicurezza energetica e affidabilità del sistema elettrico, minore necessità di capacità di riserva grazie alla condivisione delle riserve, diversificazione del mix di fornitura, uso più efficiente delle centrali elettriche, riduzione dei costi del sistema elettrico (sia di

investimento che di esercizio) e quindi dei prezzi al consumo. Con obiettivi di mitigazione del clima sempre più ambiziosi, i benefici climatici diventano la principale giustificazione per l'integrazione del mercato, poiché l'integrazione regionale facilita l'aumento delle energie rinnovabili.

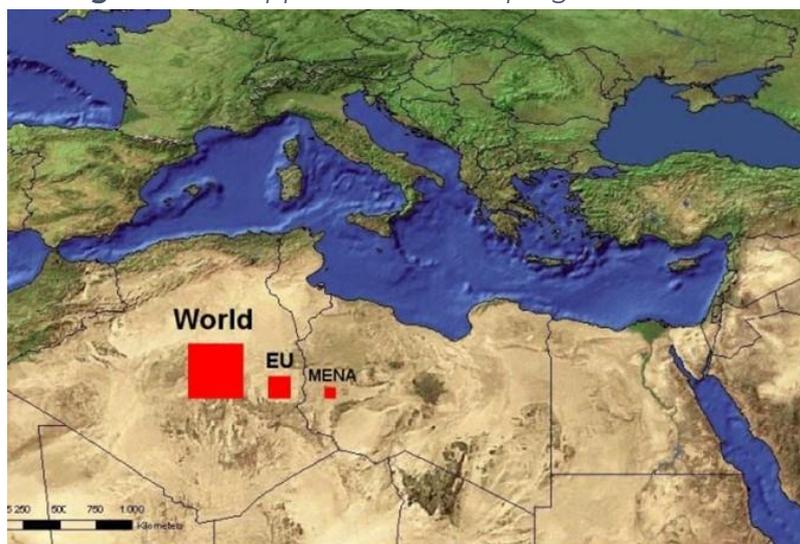
I sistemi elettrici hanno bisogno di flessibilità per far fronte a un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti e variabili. Secondo l'[Agenzia Internazionale dell'Energia](#), la flessibilità è "la capacità di un sistema elettrico di far fronte in modo affidabile ed economico alla variabilità e all'incertezza della domanda e dell'offerta su tutte le scale temporali rilevanti, dalla garanzia della stabilità istantanea del sistema elettrico al sostegno della sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine". Due soluzioni chiave per aumentare la flessibilità sono lo stoccaggio (batterie, accumulo termico, idroelettrico con pompaggio) e l'integrazione del mercato regionale attraverso le interconnessioni. Mentre lo stoccaggio si occupa della dimensione temporale della flessibilità, l'integrazione del mercato regionale si rivolge alla dimensione spaziale e rende più facile bilanciare in tempo reale un sistema elettrico di grandi dimensioni con grandi quantità di fonti rinnovabili intermittenti, [dato che il vento soffia sempre e il sole splende da qualche parte](#).

3.2 TENTATIVI PASSATI DI INTEGRAZIONE

La narrazione di una nuova integrazione del mercato dell'energia per beneficiare appieno dei vantaggi condivisi deve anche basarsi sulle lezioni apprese dai progetti e dai tentativi passati di integrazione della regione mediterranea.

Il più famoso è probabilmente il progetto Desertec. Desertec è stato sviluppato dalla Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC), un'organizzazione no-profit creata nel 2003 dal Club di Roma e dal National Energy Research Center Jordan, composta da scienziati ed esperti provenienti da tutta Europa, dal Medio Oriente e dal Nord Africa. Il progetto si basava sul concetto che i [deserti del mondo ricevono dal sole più energia di quanta l'umanità ne consumi in un anno](#) e che un'area di 110 km x 110 km nel deserto del Sahara coperta da pannelli solari a concentrazione (CSP) potesse produrre la quantità di elettricità necessaria all'UE ([Figura 17](#)).

Figura 17 – Mappa alla base del progetto Desertec



Nel 2009, per contribuire ad accelerare l'implementazione del concetto Desertec, la Desertec Foundation e un gruppo di 12 aziende europee, guidate da Munich Re, hanno creato un'iniziativa

industriale chiamata Dii GmbH, con l'obiettivo di creare un clima positivo per gli investimenti nelle fonti di energia rinnovabile e nelle reti elettriche interconnesse nell'area UE-MENA. Lo studio Desert Power 2050, pubblicato nel giugno 2012, dimostra che l'abbondanza di sole e vento nella regione UE-MENA potrebbe consentire la creazione di una rete elettrica comune che permetterebbe ai Paesi MENA di soddisfare il loro crescente fabbisogno di energia con le energie rinnovabili, sviluppando al contempo un'industria di esportazione dall'energia in eccesso che potrebbe raggiungere un volume annuale di oltre 60 miliardi di euro. Importando fino al 20% dell'energia dai deserti, l'Europa potrebbe risparmiare fino a 30 euro/MWh.

La tecnologia CSP era il cuore del concetto Desertec. Siemens, uno dei membri chiave del consorzio Dii, ha annunciato, nell'ottobre 2012, la sua uscita dal settore CSP e il suo ritiro da Dii. Il Consorzio ha così perso un'importante azienda di riferimento, che potrebbe aver rappresentato un [punto di svolta nella storia di Desertec](#). Alla fine del 2014, la maggior parte dei membri tedeschi del Consorzio ha lasciato Dii, il che è stato considerato sia un "fallimento" che un riorientamento degli obiettivi del progetto. In nessun momento della sua esistenza Desertec, o il suo successore Dii, è stato in grado di ottenere finanziamenti significativi per progetti infrastrutturali specifici e il suo contributo si è limitato agli studi. RWE, State Grid of China, ACWA Power e alcune aziende partner sono rimaste a bordo per adempiere alla nuova missione di Dii. L'iniziativa è stata ripresa nel 2020, come Desertec 3.0, con un focus sull'idrogeno verde, che copre sia i mercati nazionali che le esportazioni verso l'Europa, e ha lanciato la MENA Hydrogen Alliance.

Sulla scia del clamore suscitato da Desertec, nel periodo 2008-2013 si è assistito a una raffica di iniziative volte a interconnettere la sponda meridionale e quella settentrionale del Mediterraneo, quando sembrava che molti Paesi dell'UE avrebbero avuto difficoltà a rispettare gli impegni assunti con la prima direttiva europea sulle energie rinnovabili (RED). Un esempio particolarmente degno di nota è il [Piano Solare Mediterraneo \(MSP\)](#), lanciato sotto gli auspici dell'Unione per il Mediterraneo (UfM) nel luglio 2008, che ha avuto un forte sostegno politico sia da parte dei governi dell'UE sia da parte di alcuni Paesi della sponda meridionale. Lo scopo del MSP era quello di creare 20 GW di capacità di generazione di energia rinnovabile entro il 2020, utilizzando un mix di tecnologie: FV, CSP ed energia eolica. L'obiettivo era anche quello di contribuire alla convergenza delle politiche energetiche nazionali e all'emergere di un ambiente normativo che permettesse un massiccio aumento delle energie rinnovabili nella regione. Tuttavia, il MSP non ha ricevuto l'approvazione politica dei ministri dell'Energia dell'UfM nel 2014 e quindi non si è mai concretizzato in progetti, portando al suo scioglimento.

Creato nel dicembre 2010, sulla base degli [studi MED-EMIP MEDRING dell'UE](#), [MEDGRID](#) era un consorzio di aziende dei settori della produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica e del settore finanziario, il cui obiettivo era promuovere e facilitare lo sviluppo di un sistema di interconnessione mediterraneo per consentire gli scambi di energia elettrica previsti dal PSM. Il 24 novembre 2011, MEDGRID e Dii hanno firmato un memorandum d'intesa per collaborare alla progettazione e all'implementazione della super rete euromediterranea, ma dal 2013 non sono stati resi noti gli sviluppi.

L'unica iniziativa specificamente sostenuta da un Paese del Sud è stata la Roadmap per il Commercio Elettrico Sostenibile (SET). La roadmap SET è stata lanciata durante la COP22 a Marrakech su iniziativa del governo marocchino, con il MASEN (l'Agenzia marocchina per l'energia sostenibile) che funge da segretariato, per stabilire le condizioni tecniche, di mercato e normative per uno scambio senza ostacoli di elettricità rinnovabile tra il Marocco e quattro Paesi europei (Francia, Germania, Portogallo e Spagna). Dopo che gli studi preparatori hanno confermato i

potenziali benefici dell'integrazione del mercato elettrico tra i cinque Paesi e identificato i requisiti in termini di convergenza normativa, accordi commerciali, investimenti per l'interconnessione e gestione dell'interconnessione, i cinque Paesi hanno firmato un memorandum d'intesa durante la COP27 per intraprendere tutte le azioni necessarie a consentire il commercio di energia elettrica rinnovabile, concentrandosi a breve termine sugli accordi transfrontalieri di acquisto di energia elettrica rinnovabile (CPPA).

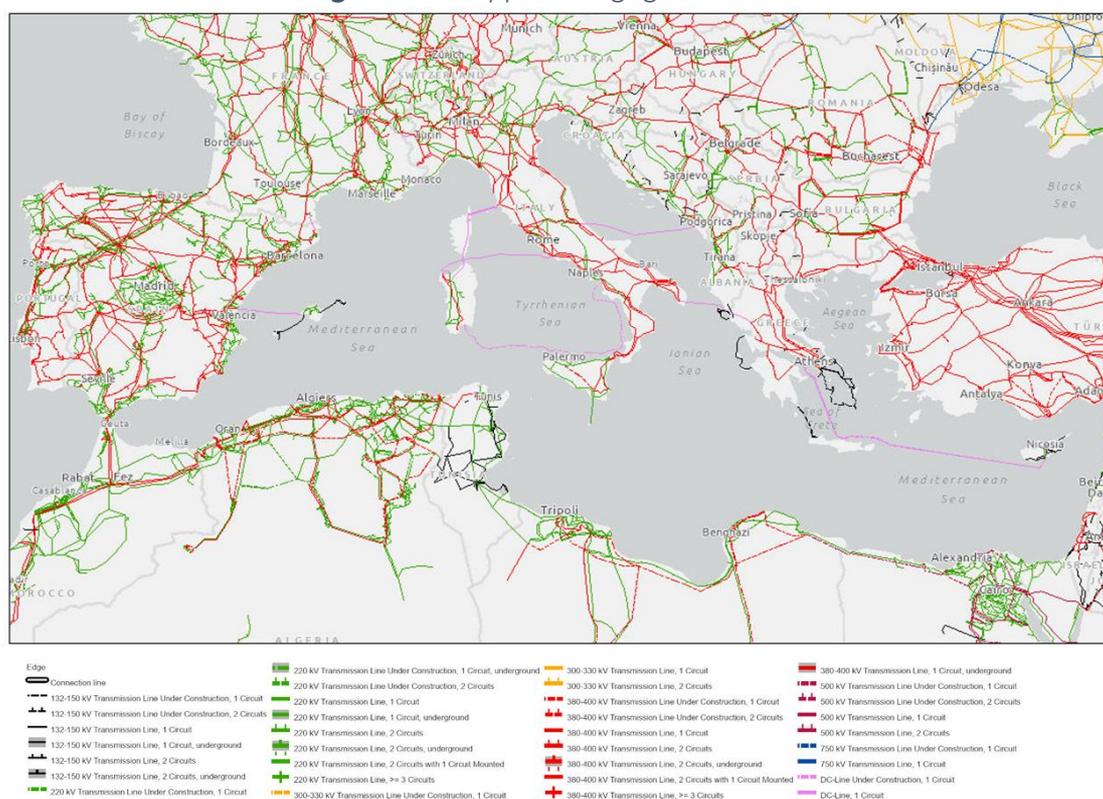
Oggi le iniziative di successo che mirano alla cooperazione energetica tra le sponde del Mediterraneo sono [MEDREG](#), [MED-TSO](#) e [MEDENER](#). Si tratta di piattaforme tecniche che comprendono rispettivamente regolatori nazionali, operatori (TSO) e agenzie per l'energia. Cofinanziate dall'UE e con un approccio dal basso verso l'alto, promuovono le migliori pratiche e forniscono conoscenze e formazione utilizzando la cooperazione multilaterale come strategia per lo sviluppo regionale.

4 INTERCONNESSIONI PRESENTI E FUTURE NEL MEDITERRANEO

Oggi le reti di trasmissione nazionali europee sono costituite da circa [500.000 km di](#) linee con tensioni comprese tra 110 e 400 kV, e da qui al 2026 sono previsti oltre 25.000 km di nuove linee (di cui [5195 in Spagna, 2067 in Grecia, 770 in Francia, 560 in Italia](#))¹³. Aggiungendo le linee di distribuzione, la lunghezza totale della rete elettrica europea è di [11 milioni di km](#). La lunghezza della rete di trasmissione e distribuzione nella regione del Maghreb è di circa 1 milione di km e l'accesso all'elettricità raggiunge quasi il 100% in ogni Paese.

L'unica interconnessione attualmente esistente tra le due sponde del Mediterraneo è rappresentata da [due cavi ad alta tensione che collegano Spagna e Marocco](#). L'attuale capacità di trasferimento netto (NTC) è di 900 MW dalla Spagna al Marocco e di 600 MW dal Marocco alla Spagna e rappresenta un importante fattore di stabilizzazione delle forniture. [Entro il 2026 è prevista un'ulteriore espansione di 700 MW](#).

Figura 18 – Mappa della griglia Entso-e



Oggi esistono tre zone di interconnessione nella regione:

- la regione sincrona dell'Europa continentale (CESA), che garantisce l'equilibrio dell'intera rete europea. È coordinata da [ENTSO-E](#) su mandato dell'Unione Europea;
- la regione sincrona del Maghreb, che comprende Marocco, Algeria, Tunisia e Libia, raggruppati sotto il COMELEC (Comitato Elettrico del Maghreb) nel Mediterraneo occidentale;

¹³ Il [Piano d'azione dell'UE per le reti](#) comprende 584 miliardi di euro di nuovi investimenti necessari entro il 2030 per aggiornare le reti europee.

- la Turchia è collegata al CESA attraverso un cavo con la Grecia (400kV) e la Bulgaria (400kV) nel Mediterraneo orientale.

I Paesi europei condividono gli standard di affidabilità dei sistemi elettrici e il modello di mercato consente elevati livelli di scambio attraverso le interconnessioni. **L'Italia** ha 26 linee di interconnessione con i paesi vicini, compresi i collegamenti con Francia e Grecia. La capacità media invernale è di circa 9700 Mw e, in estate, di circa 8200 MW. La capacità di scambio delle interconnessioni in **Francia** raggiunge una capacità di esportazione stimata di 17 GW e una capacità di importazione stimata di 11 GW (compresi 2,8 GW di capacità di interconnessione con la Spagna). **La Grecia** dispone di sette linee ad alta tensione (Bulgaria, Albania, Macedonia settentrionale, Italia e Turchia) con una capacità teorica totale di 7400 MW che funzionano solo con una capacità totale di 2500 MW.

La Turchia dispone di 11 linee di interconnessione transfrontaliera con i suoi vicini, con una capacità di circa 9600 MW. Quattro linee non sono in funzione (2100 MW) e tre linee operano in modalità sincrona con Bulgaria e Grecia (4000 MW); le restanti interconnessioni sono in modalità isola isolata o per emergenze.

In Nord Africa, l'organizzazione non è paragonabile. Le interconnessioni transfrontaliere non sono ben sviluppate e quelle esistenti non funzionano al massimo delle loro potenzialità. **L'Egitto** ha solo due linee di interconnessione con Libia e Giordania e altre tre in costruzione o in fase di negoziazione con Sudan, Arabia Saudita, Cipro e un rafforzamento dell'interconnessione con la Giordania. **L'Algeria** ha cinque interconnessioni con la Tunisia e quattro con il Marocco. Le capacità di queste linee sono limitate a 600 MW di esportazione e 300 MW di importazione con il Marocco e a 275 MW con la Tunisia per motivi di sicurezza.

Nello sviluppo delle interconnessioni transfrontaliere, la cooperazione tra le autorità nazionali di regolamentazione e i TSO è fondamentale.

Una delle sfide per le interconnessioni transfrontaliere del Mediterraneo è il meccanismo di valutazione dell'allocazione dei costi transfrontalieri (CBCA), ossia i costi sostenuti quando l'elettricità viene trasmessa attraverso le reti di diversi TSO. Questi oneri compensano i TSO per l'utilizzo della loro infrastruttura di rete durante le transazioni transfrontaliere di energia elettrica e dovrebbero garantire un'equa compensazione transfrontaliera. A questo proposito, il ruolo di piattaforme come MEDREG e MED-TSO è fondamentale per coordinare il trasferimento di conoscenze. La riflessione su questo tema è già in corso e sono stati compiuti progressi sulla sponda settentrionale del Mediterraneo, mentre è relativamente nuova nei Paesi della sponda meridionale. In Italia, il TSO nazionale (TERNA) è responsabile della progettazione e della realizzazione delle infrastrutture di interconnessione. TERNA pianifica e costruisce le interconnessioni sulla base di un piano a lungo termine che deve essere approvato dall'autorità di regolamentazione (ARERA) ed è coerente con il piano a lungo termine dell'UE dell'ENTSO-E. In Grecia, il TSO (IPTO) partecipa al South East Europe Coordinated Auction Office (SEECAO), in cui le aree di controllo assegnano la capacità di trasmissione transfrontaliera, e al Joint Allocation Office (JAO), che effettua aste di capacità di trasmissione a lungo e breve termine per le linee Grecia-Bulgaria e Grecia-Italia.

Sulla sponda meridionale, l'operatore di sistema algerino (APRUE) monitora e gestisce le interconnessioni, scambiando informazioni sulla pianificazione dello scambio di energia e sulla compensazione per gli scambi involontari con i TSO vicini. In Egitto, l'EETC costruisce gli

interconnettori una volta approvati dal ministero e monitora le operazioni commerciali e le transazioni di elettricità.

È MED-TSO che può aiutare a immaginare il futuro delle interconnessioni nella regione mediterranea. [Il Masterplan MED-TSO](#) comprende la valutazione di 19 progetti di interconnessione raggruppati in cinque corridoi:

- Corridoio del Mediterraneo occidentale (Algeria, Marocco, Portogallo, Spagna)
- Corridoio del Mediterraneo centrale e dorsale del Nord Africa (Algeria, Egitto, Italia, Libia, Tunisia)
- Interconnettori del Mediterraneo orientale (Cipro, Egitto, Grecia, Israele, Turchia)
- Corridoio balcanico orientale (Bulgaria, Italia, Grecia, Turchia)
- Medio Oriente Integrazione mediterranea (Egitto, Giordania, Palestina, Siria, Turchia)

Collettivamente, queste nuove interconnessioni possono fornire circa 19 GW di capacità di interconnessione nella regione. La più avanzata è l'interconnessione Tunisia-Italia (ELMED), che collegherà le due sponde del Mediterraneo centrale, rafforzando l'integrazione del mercato euromediterraneo quando entrerà in funzione nel 2028. Il progetto [ha ottenuto lo status di Progetto di interesse comune \(PCI\)](#) nell'ambito del Connecting Europe Facility (CEF), ricevendo così una sovvenzione CEF di 307 milioni di euro, e ha raggiunto la chiusura finanziaria.

Inoltre, il piano decennale di sviluppo della rete ENTSO-E ([TYNDP2024](#)) comprende quattro progetti commerciali non inclusi nel Master Plan MED-TSO: il progetto Greece-Africa Power (GAP) che interconnette Egitto e Grecia all'isola di Creta, il progetto XLink che collega il Marocco al Regno Unito e/o alla Germania (il progetto prevede anche impianti di produzione dedicati in Marocco, che utilizzano fotovoltaico, eolico e batterie), l'interconnettore MEDLink dall'Algeria e dalla Tunisia all'Italia e il progetto TuNur che collega la Tunisia all'Italia ed eventualmente a Malta.

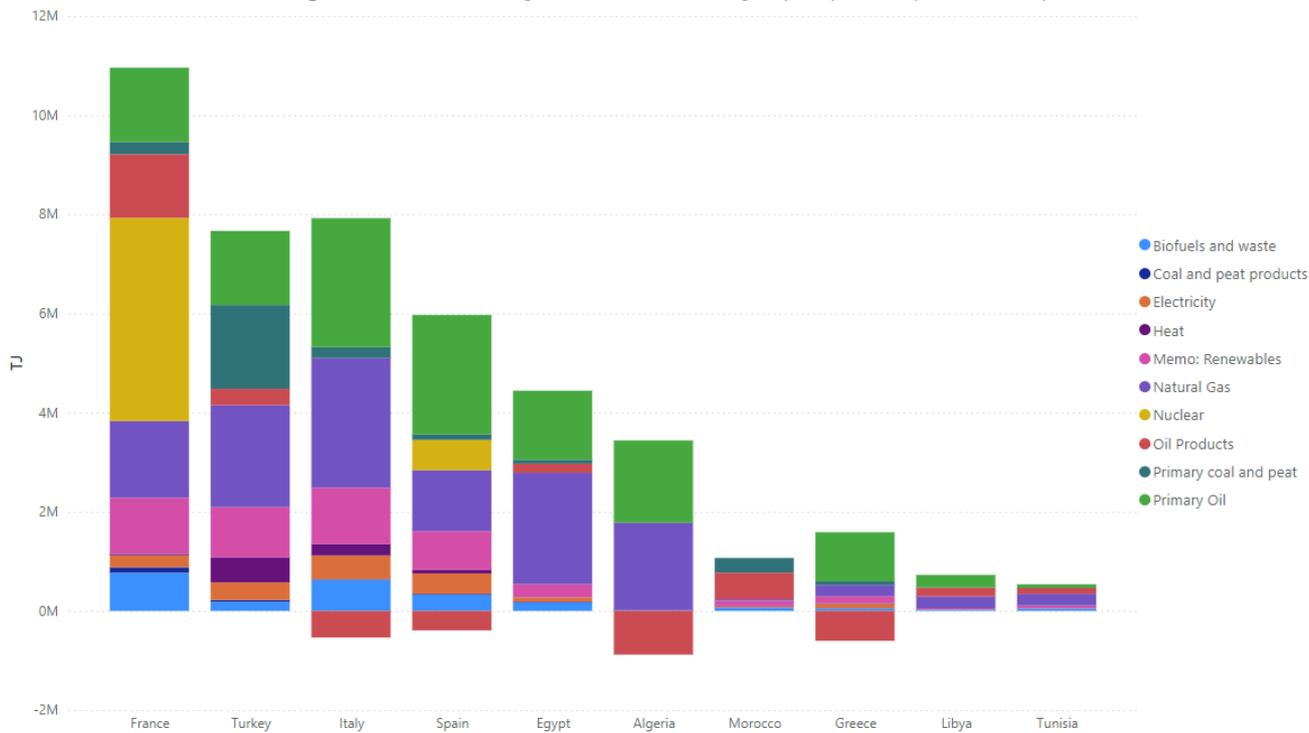
Oltre a collegare le sponde nord e sud del Mediterraneo, la creazione di un mercato mediterraneo integrato per facilitare lo sviluppo delle energie rinnovabili su larga scala richiede anche il rafforzamento delle reti tra i Paesi della sponda meridionale e orientale del Mediterraneo. Tali progetti sono inclusi nel Master Plan MED-TSO nell'ambito della "dorsale nordafricana", parte del Corridoio Centrale, e del Corridoio di integrazione mediterranea del Medio Oriente.

L'interconnessione del blocco di otto Paesi (Egitto, Iraq, Giordania, Libano, Libia, Palestina, Siria e Turchia - EIJLLPST) è stata avviata nel 1998 da Egitto, Iraq, Giordania, Siria e Turchia come parte di uno sforzo per aggiornare i loro sistemi elettrici a uno standard regionale. Con la Turchia ora completamente sincronizzata con la rete europea, la rete elettrica EIJLLPST potrebbe potenzialmente diventare più integrata con le reti in Turchia e in Europa. Quando nel 2025 entrerà in funzione l'interconnessione egiziano-saudita da 3.000 MW, il mercato dei Paesi del Golfo (Gulf Cooperation Council) sarà collegato ai mercati dell'EIJLLPST e del Mediterraneo, creando un'ampia area in cui ottimizzare i sistemi elettrici.

5 UNO SCENARIO AMBIZIOSO PER LA REGIONE

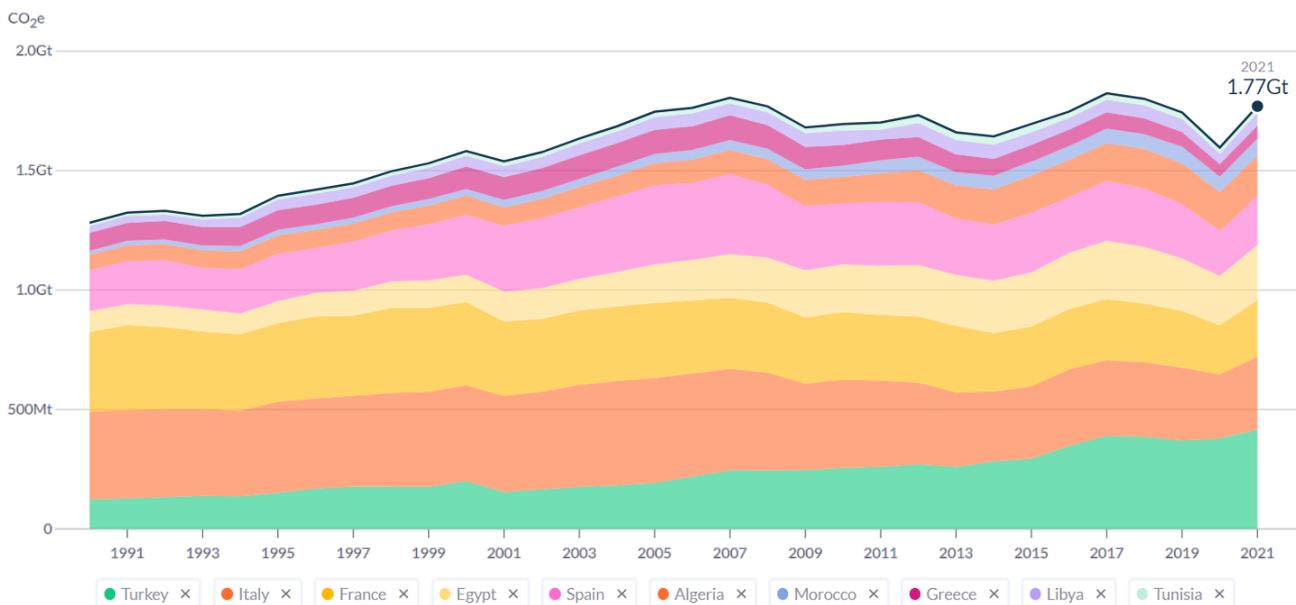
Oggi il fabbisogno energetico della regione è dominato dai combustibili fossili ed è caratterizzato da enormi differenze.

Figura 19 – Fabbisogno totale di energia per paese (ONU, 2021)



Guardando la [Figura 19](#) è evidente la forte differenza di fabbisogno energetico tra i Paesi della regione. C'è un rapporto x10 tra la Francia, il Paese con il fabbisogno più alto, e la Tunisia, il più basso.

Figura 20 – Emissioni totali di CO2 per paese (Climatewatch, 2024)

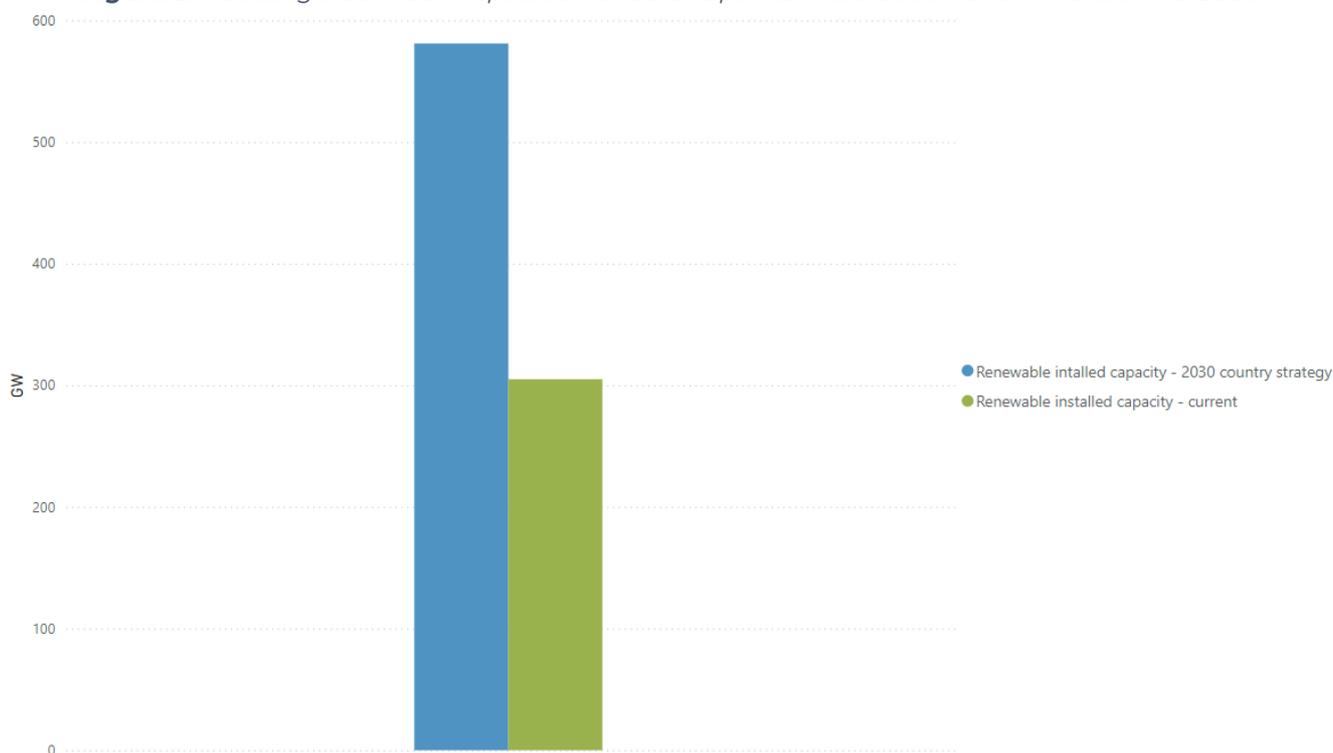


Secondo [Climatewatch](#), nel 2021 le emissioni di CO₂ nella regione hanno raggiunto 1,8 Gt (2,4 considerando tutte le emissioni di gas serra), con la Turchia come principale emettitore (416 MtCO₂),

seguita dall'Italia (304 MtCO₂) e dalla Francia (236 MtCO₂). L'Egitto è stato il principale emettitore della sponda meridionale (230 MtCO₂), più della Spagna.

Oggi, la capacità totale delle rinnovabili (comprese quelle idroelettriche e di altro tipo) è di ~310 GW. Si stima che gli obiettivi nazionali esistenti aggiungeranno altri 260 GW (compresi quelli condizionati e non condizionati), raggiungendo circa 560 GW di capacità rinnovabile installata nel Mediterraneo entro il 2030. Tuttavia, se si considera l'obiettivo globale di triplicare la capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030, gli NDC attuali non contribuiscono a sufficienza.

Figura 21 – Strategia dei Paesi rispetto all'attuale capacità installata di fonti rinnovabili nel 2030.

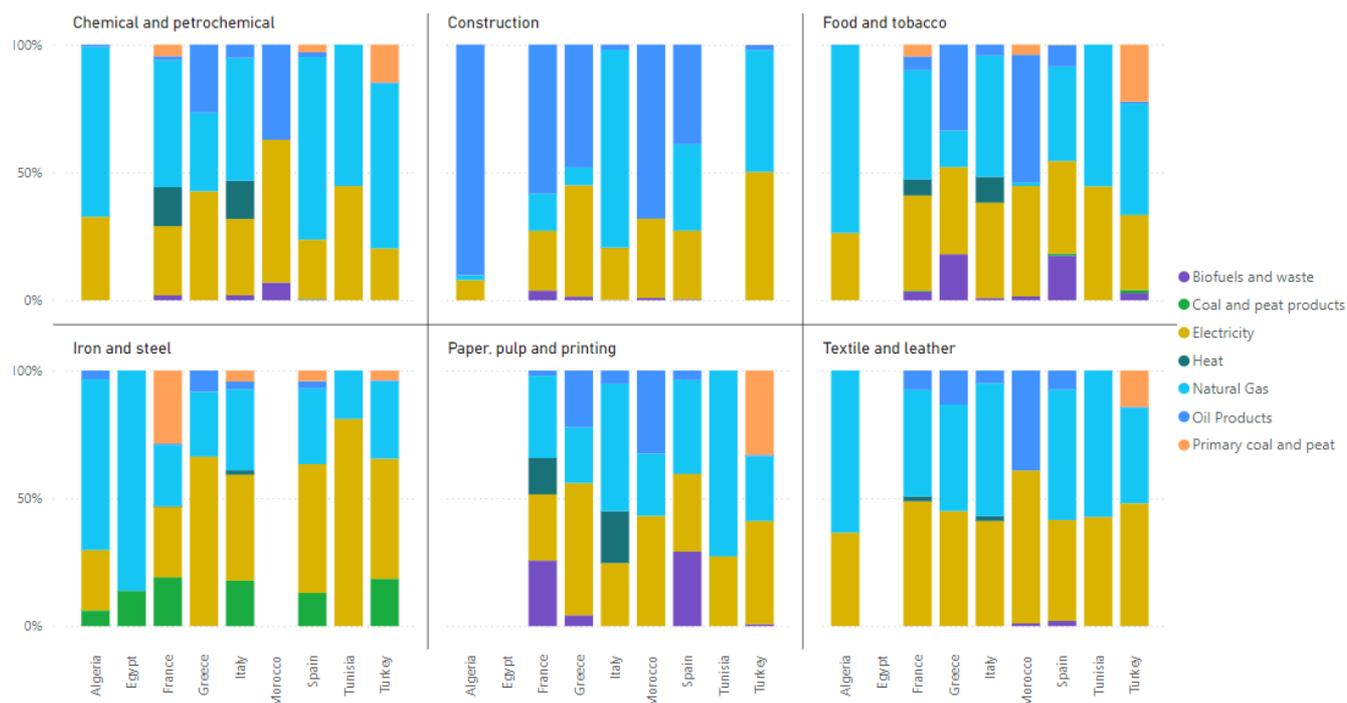


Di seguito, un semplice esercizio che ipotizza un ambizioso aumento di x3 della capacità installata da fonti rinnovabili, raggiungendo quindi 1 TW, mostra i possibili impatti sui settori del consumo finale di energia:

1. **Elettificazione della domanda di calore dell'industria:**

Oggi il consumo finale dei settori industriali nel Mediterraneo è di circa 10EJ. Fatta eccezione per il settore delle costruzioni, dove il petrolio gioca un ruolo importante, il gas e l'elettricità sono i combustibili primari, come mostra la [Figura 22](#).

Figura 22 – Quota di consumo finale dell'industria per fonte e paese (ONU, 2021)



Mentre l'elettricità è generalmente utilizzata per il funzionamento dei macchinari, il gas è utilizzato principalmente per il calore di processo. 1 TW può servire all'elettificazione di tale calore di processo e accelerare la decarbonizzazione del settore. Circa 300 GW consentirebbero di produrre il 50% del calore a bassa temperatura, equivalente a 290 TWh_{TH}, con pompe di calore (ipotizzando anche una penetrazione del 20% del solare termico) e il 50% del calore ad alta temperatura, equivalente a 340 TWh_{TH}, con boiler elettrici. Questo consentirebbe quindi al settore industriale di intraprendere un percorso di elettrificazione più ambizioso rispetto allo [scenario](#) dell'[Agenzia Internazionale dell'Energia \(International Energy Agency Announced Pledge Scenario\)](#) e di aprire la strada al raggiungimento delle emissioni nette zero. Consentirebbe inoltre di decarbonizzare il 3% della domanda di calore non elettrificabile nel settore chimico e dei metalli non ferrosi attraverso la produzione di idrogeno verde (cfr. [Box 2: L'idrogeno nel Med](#)).

Figura 23 – Quota elettrificabile di calore a bassa temperatura nell'industria da parte ~30% di 1 TW [TJth]

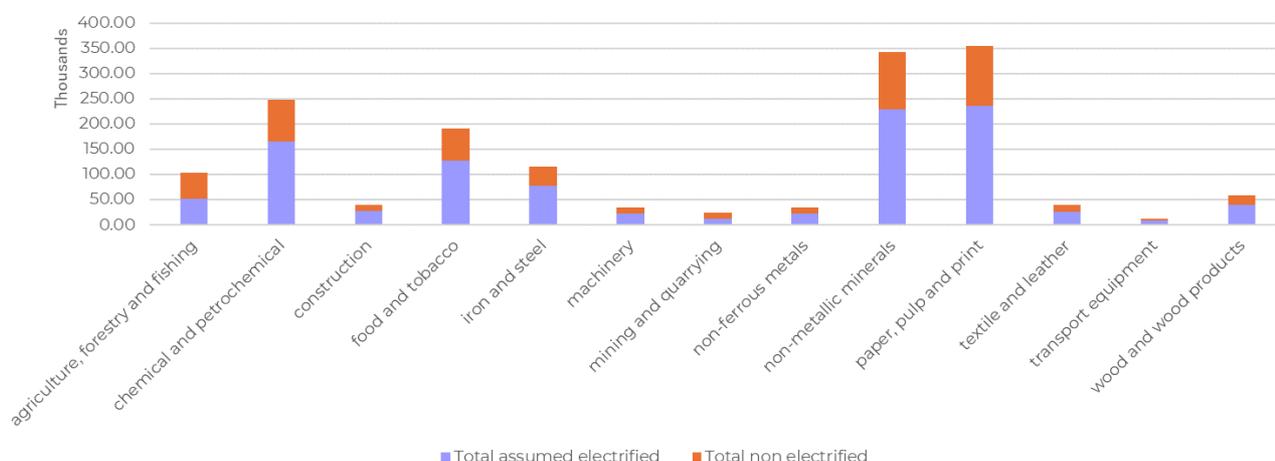
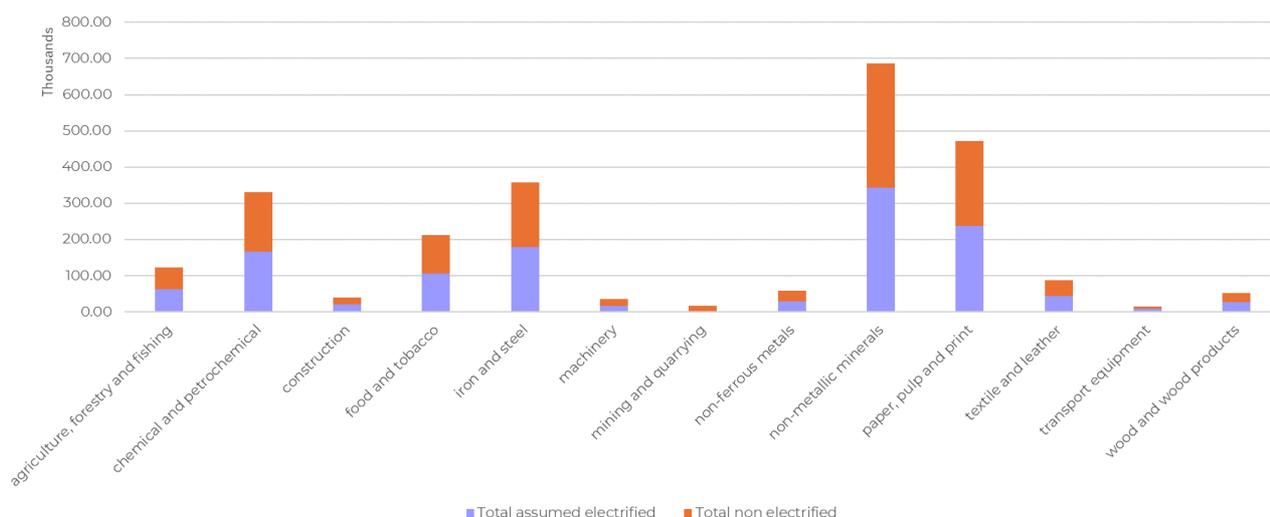


Figura 24 – Quota elettrificabile di calore ad alta temperatura nell'industria da ~30% di 1 TW [TJth]



BOX 1: COMMERCIO REGIONALE E CBAM DELL'UE

Francia, Italia e Spagna sono tra le prime destinazioni (in alcuni casi le vere e proprie prime destinazioni) del commercio dei Paesi nordafricani. I principali scambi commerciali includono, ovviamente, i prodotti petroliferi e del gas provenienti da Egitto, Algeria e Libia e diretti verso l'UE. Nel 2022, questi sei Paesi hanno scambiato prodotti petroliferi per ~50 miliardi di dollari¹⁴. L'Italia ha riesportato prodotti raffinati per circa 3 miliardi di dollari verso i Paesi del Nord Africa e la Spagna per 1,8 miliardi di dollari.

Altri settori presentano cifre molto più basse per le esportazioni dai Paesi del Nord Africa verso il resto della regione ([Figura 21](#)):

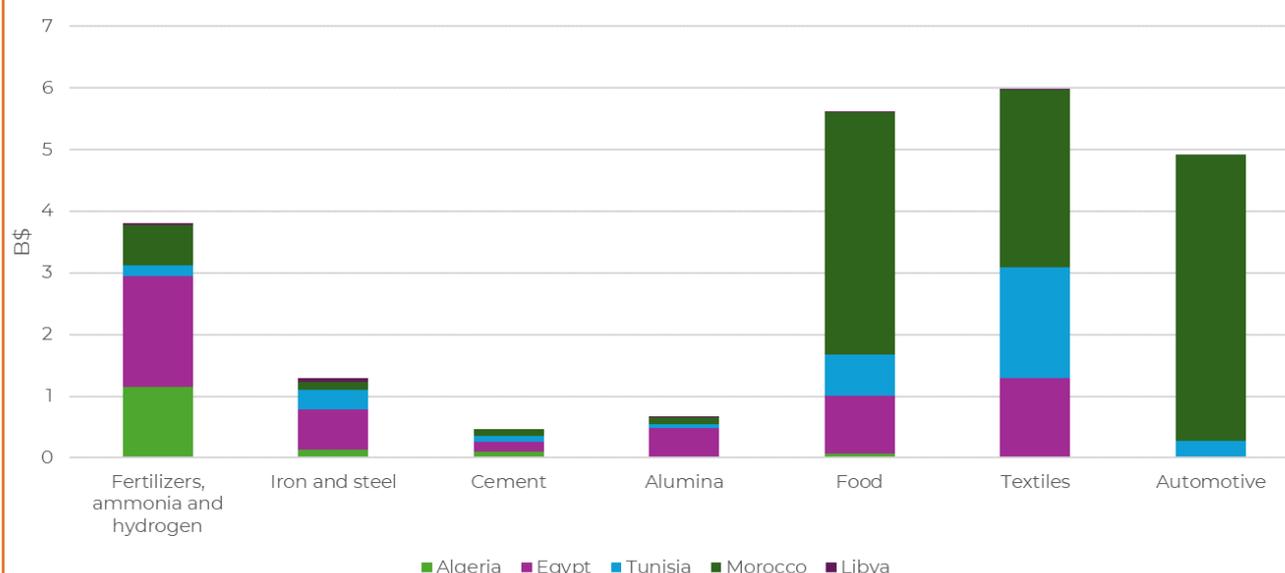
- Il tessile ha raggiunto ~6 miliardi di dollari, e vede una quota significativa del Marocco (48%), seguito da Tunisia (30%) ed Egitto (21%).
- L'esportazione di prodotti alimentari ha raggiunto i 5,6 miliardi di dollari, con il Marocco che ha esportato il 70% del valore totale.
- Il commercio di fertilizzanti e prodotti chimici inorganici, compresi ammoniaca e idrogeno, ha raggiunto i 3,8 miliardi di dollari. In questo settore, l'Egitto ha esportato il 47% del valore, seguito dall'Algeria con il 30%.
- Il settore automobilistico (automobili, trattori, camion e parti di ricambio) ha raggiunto ~5 miliardi di dollari, avendo in Marocco quasi l'unico fornitore (94%).
- Il ferro e l'acciaio hanno raggiunto ~1,3 miliardi di dollari, con l'Egitto che ha esportato il 50% e la Tunisia il 25%.
- L'allumina e il cemento, rispettivamente ~0,7 e ~0,5 miliardi di dollari, hanno visto una quota dell'Egitto pari al 74% e al 34%.

Le esportazioni primarie di Francia, Italia e Spagna verso il Nord Africa comprendono cereali (la Francia ha commercializzato ~2,5 miliardi di dollari in Marocco e Algeria), macchinari e apparecchi meccanici e loro parti.

¹⁴ Basato sull'elaborazione ECCO dei [dati OEC](#)

Figura 25 – Esportazioni dei paesi nordafricani verso il Mediterraneo, escluso petrolio e gas

Export from North African countries to the Med, excl. oil&gas



Marocco e Tunisia rappresentano due esempi di economie che non dipendono dall'industria del petrolio e del gas. I due Paesi si sono specializzati in settori diversi, come quello automobilistico, alimentare e tessile. Questi settori sono facili da elettrificare e decarbonizzare con tecnologie già commercialmente disponibili (ad esempio, le pompe di calore e i boiler elettrici possono produrre il calore necessario, soprattutto nel settore alimentare e tessile, dove è quasi al 100% a bassa temperatura). L'Egitto ha un'economia diversificata e integrata, che esporta diversi prodotti nella regione mediterranea. Conta 9 imprese principali nel settore siderurgico, oltre 9.000 aziende chimiche e più di 17.000 imprese nel settore dei metalli non ferrosi. Le esportazioni principali dell'Algeria, dopo il gas, sono i fertilizzanti, l'ammoniaca e l'idrogeno, in cui operano più di 140 aziende. Si prevede che questo settore possa crescere per l'aumento della domanda di idrogeno e dei prodotti correlati (cfr. [Box 2: L'idrogeno nel MED](#)), pertanto rappresenta un settore chiave per la transizione energetica. Tuttavia, le importazioni di idrogeno rientreranno nel [Carbon Border Adjustment Mechanism](#) (CBAM) dell'Unione Europea, insieme al ferro e all'acciaio (dove l'Algeria conta 7 aziende principali che impiegano più di 3000 lavoratori, il Marocco 2000), al cemento (in cui il Marocco impiega 28000 lavoratori, l'Algeria 12000, la Libia 1800) e all'alluminio. Ciò rappresenta [un'opportunità per la decarbonizzazione di questi settori](#) nei Paesi del Nord Africa, ma, allo stesso tempo, una potenziale minaccia economica. Il CBAM applicherà un prezzo del carbonio a questi prodotti, rendendoli più costosi per gli importatori dell'UE e probabilmente meno competitivi rispetto alle alternative a basso contenuto di carbonio ([Figura 26](#)). Il CBAM incentiva essenzialmente i Paesi esportatori a ridurre le emissioni o ad affrontare tariffe più alte. I Paesi del Nord Africa potrebbero avere meno accesso alle tecnologie e agli investimenti necessari per la decarbonizzazione.

Figura 26 – *Prodotti inclusi nel CBAM dell'UE*

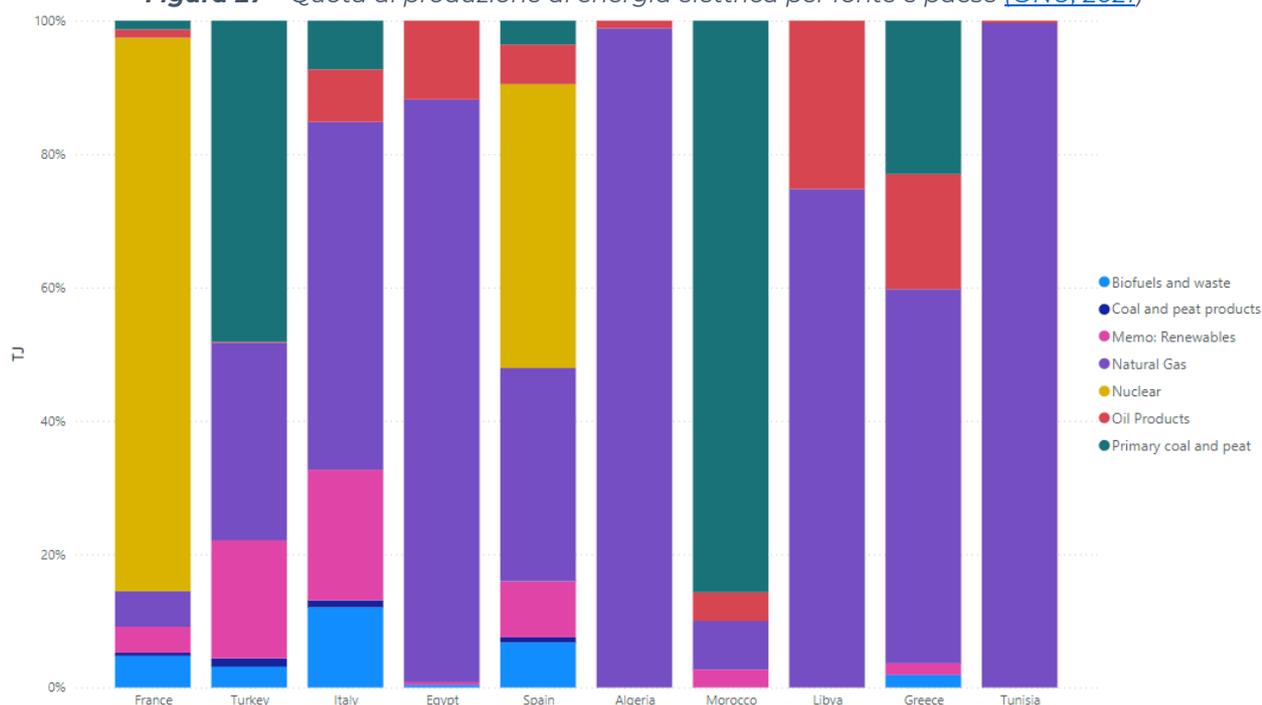
Product category	Products
Aluminium	Unwrought aluminium, aluminium powders and flakes, and all kinds of aluminium products (including bars, rods, wires, plates, sheets, foils, tubes and pipes, tube and pipe fittings, structures, reservoirs, tanks, casks, drums, cans, boxes, other containers, and cables)
Chemicals	Hydrogen
Cement	Cement clinkers, white Portland cements, other Portland cements, aluminous cements, other hydraulic cements, other kaolinic clays
Electricity	Electrical energy
Fertilisers	Nitric acid, sulphonitric acids, urea, ammonia (anhydrous or in aqueous solutions), nitrates of potassium, mixed fertilisers (nitrogenous mineral and chemical fertilisers, and other fertilisers containing nitrogen, phosphorus and/or potassium)
Iron and Steel	Agglomerated iron ores and concentrates (other than roasted iron pyrites), pig iron, ferrous products obtained by DRI and other spongy ferrous products, crude steel, and all kinds of iron and steel products* (including bars, rods, rails, wires, tubes, pipes, sheets and other flat-rolled products, reservoirs, tanks, casks, drums, cans, boxes, containers, screws, bolts, nuts, hooks, and rivets) – *except certain ferro-alloys (only ferro-manganese, ferro-chromium, and ferro-nickel are covered), and ferrous waste and scrap (including remelting scrap ingots and steel)

Source: Adapted from Annex I of Regulation (EU) 2023/956

2. Decarbonizzazione della produzione di energia elettrica:

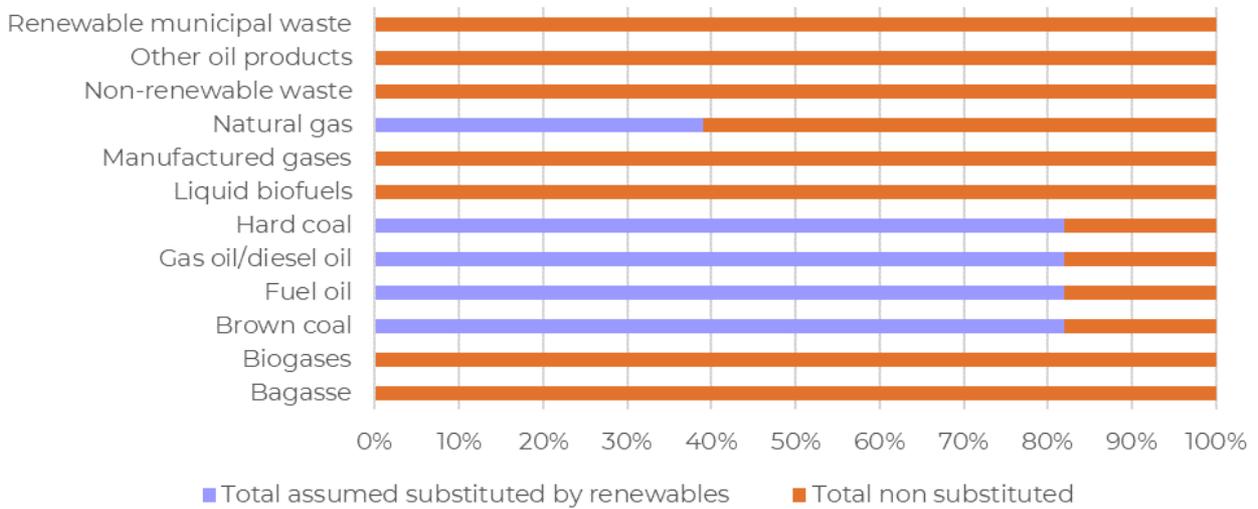
La [Figura 27](#) mostra la quota di consumo di combustibili nella produzione di elettricità e calore nella regione. Il gas naturale svolge il ruolo principale in molti Paesi, ad eccezione del nucleare in Francia e parzialmente in Spagna, e del carbone in Turchia e Marocco.

Figura 27 – *Quota di produzione di energia elettrica per fonte e paese (ONU, 2021)*



Circa 190 GW possono realizzare il phase-out graduale del carbone, dell'olio combustibile e del gasolio nella produzione di energia elettrica nei Paesi dell'UE, la loro riduzione graduale al 30% nei Paesi dell'Africa settentrionale e in Turchia (equivalente a 170 TWh) e la riduzione della quota di gas nell'intera regione (260 TWh).

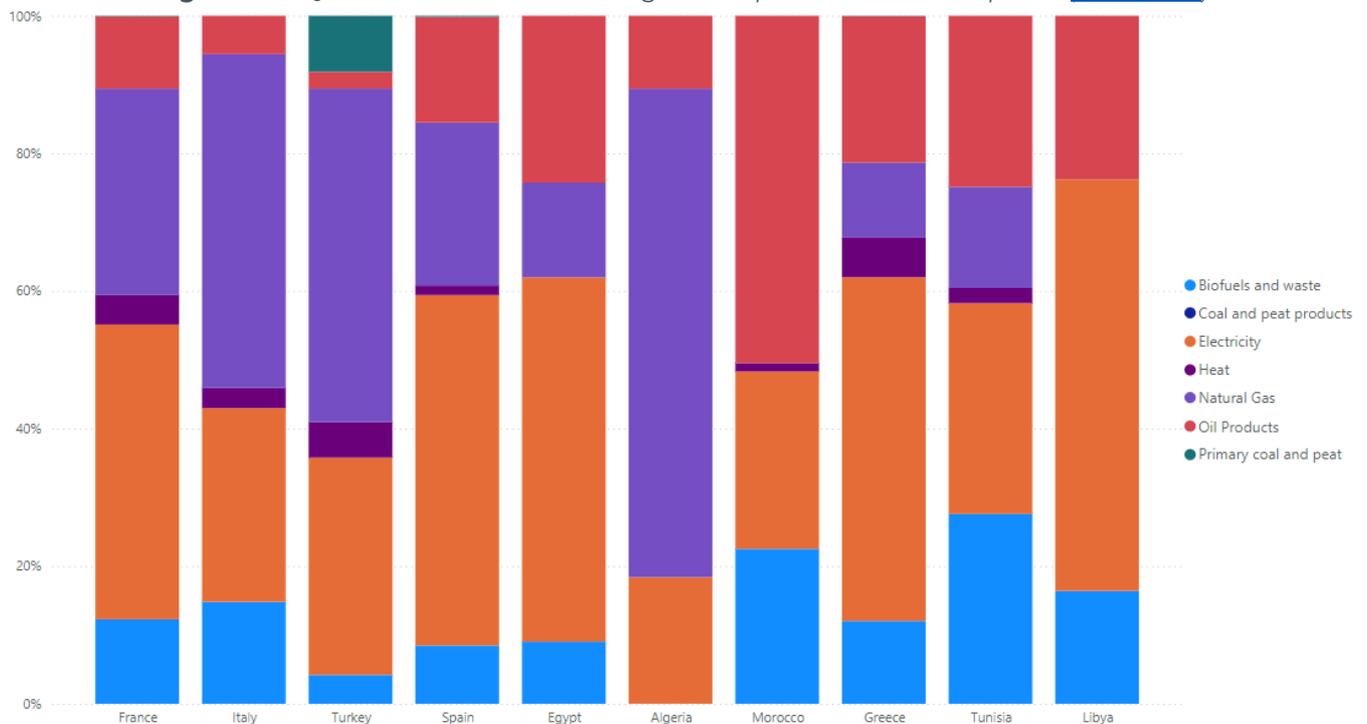
Figura 28 – Riduzione della quota di combustibili fossili nella produzione di energia elettrica con ~190 GW



3. Elettrificazione degli edifici:

Il consumo finale degli edifici è caratterizzato da un mix di fonti. L'elettricità è generalmente utilizzata per l'illuminazione e per tutti i dispositivi elettrici; il gas per usi termici e per cucinare.

Figura 29 – Quota di consumo finale degli edifici per combustibile e paese (ONU, 2021)



130 GW possono servire per l'elettificazione del calore negli edifici. Con una quota del 20% di solare termico, è possibile eliminare gradualmente carbone, petrolio e biomassa tradizionale e ridurre la quota di gas (~630 TWh_{TH}).

Figura 30 – Quota elettrificabile di calore utile negli edifici l'industria con 130 GW [TJth]

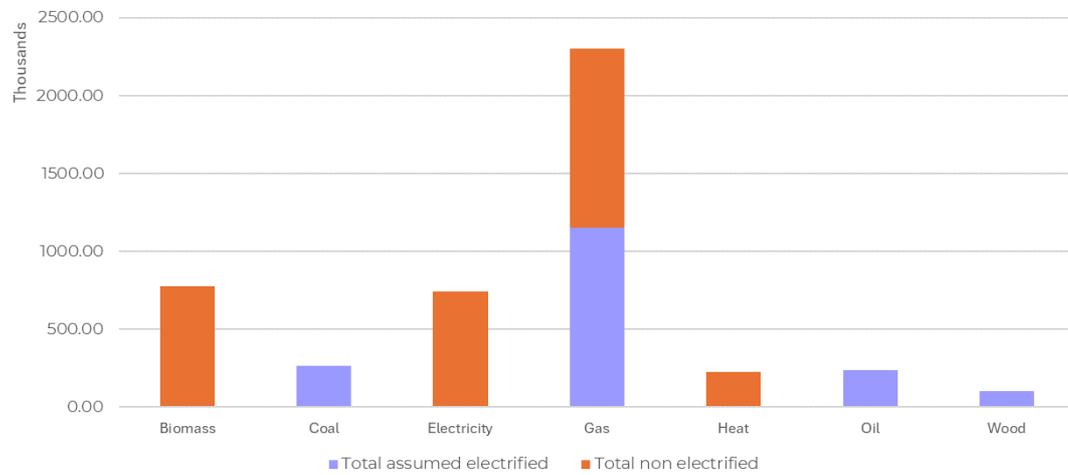
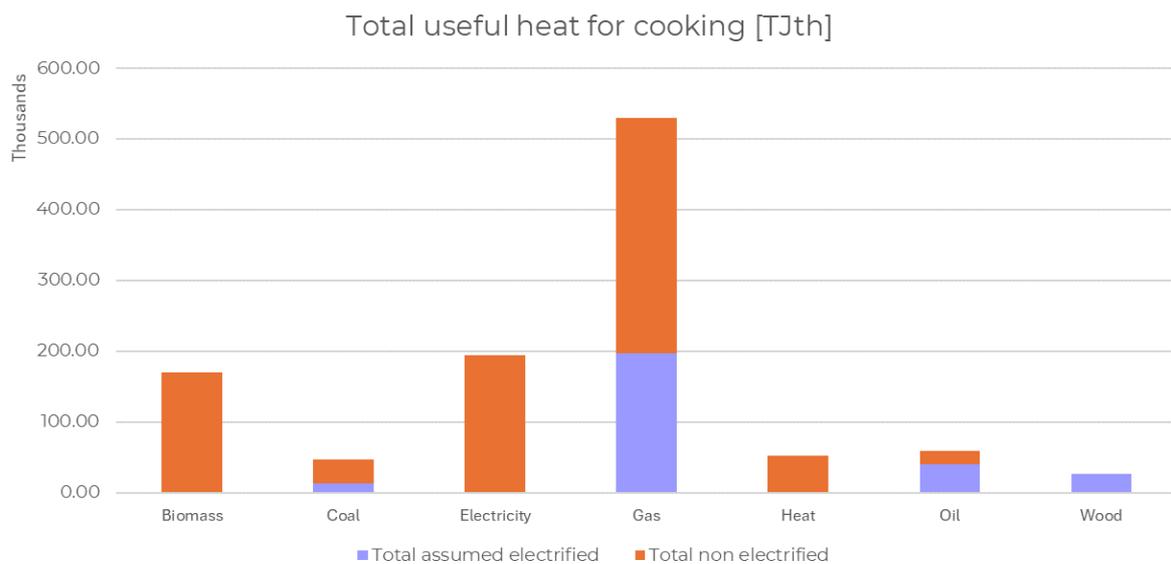


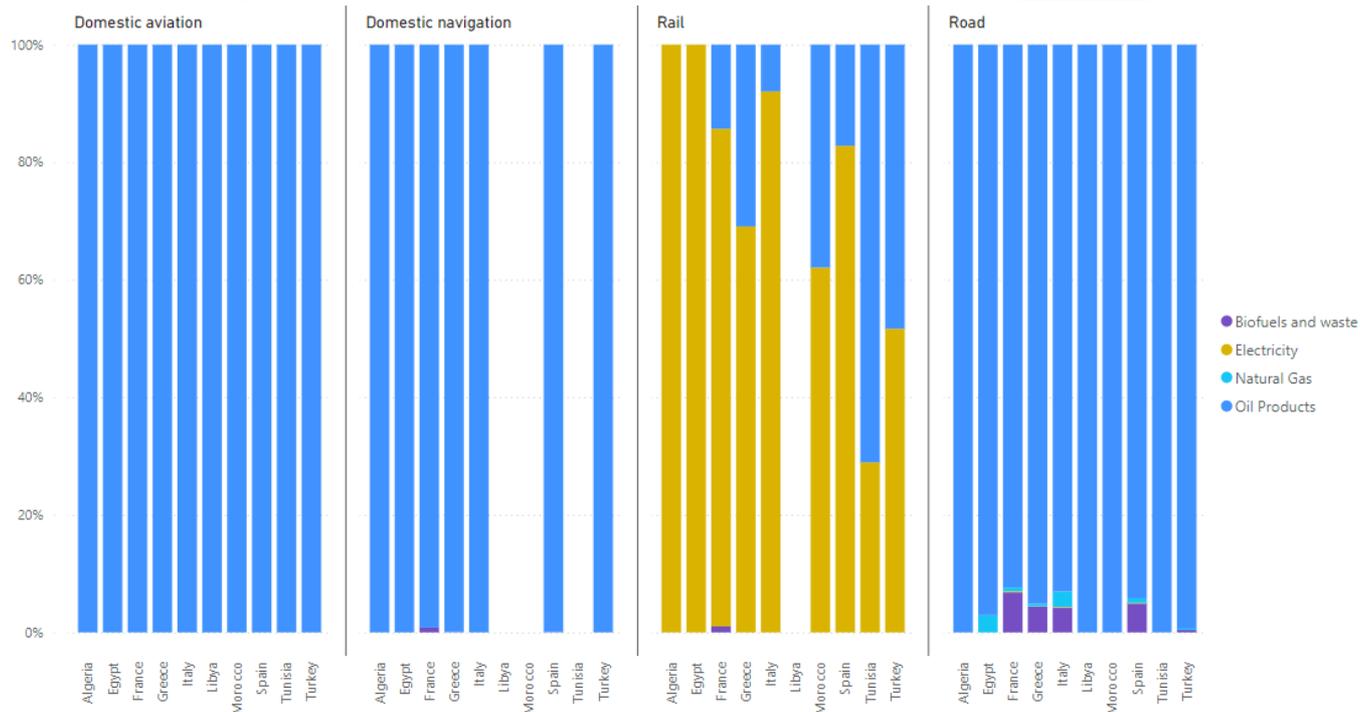
Figura 31 – Quota elettrificabile di calore utile per la cottura con 130 GW [TJth]



4. Elettificazione del trasporto stradale:

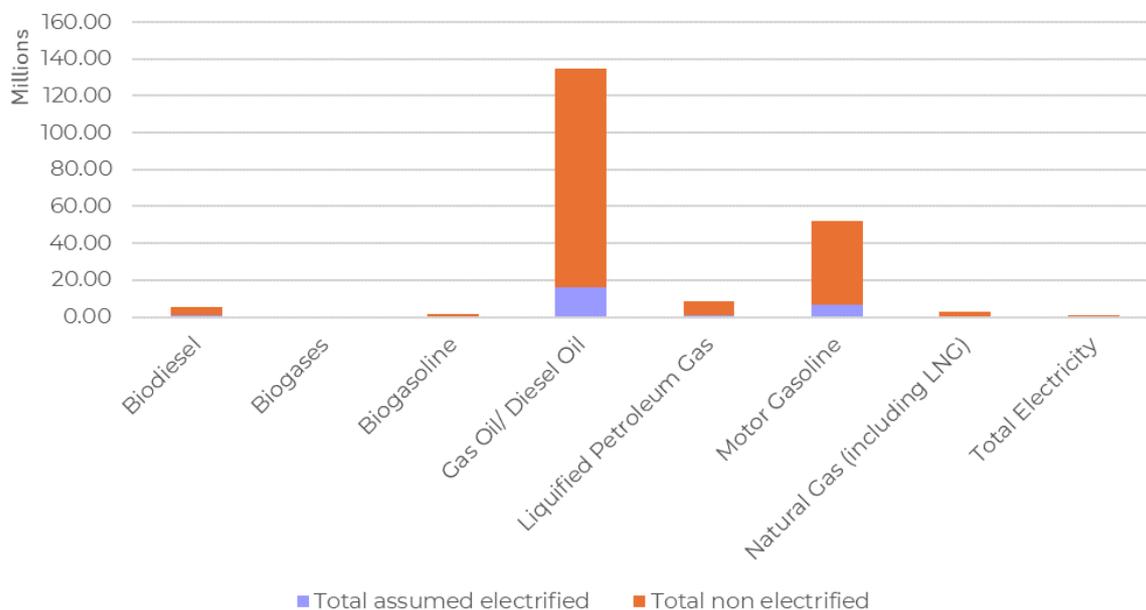
Il trasporto è dominato dal petrolio, ad eccezione del trasporto ferroviario. Il trasporto su strada vede un leggero consumo di biocarburanti (nei Paesi dell'UE) e di gas naturale (soprattutto in Egitto, Italia e Spagna).

Figura 32 – Quota di consumo dei trasporti per modalità e paese (ONU, 2021)



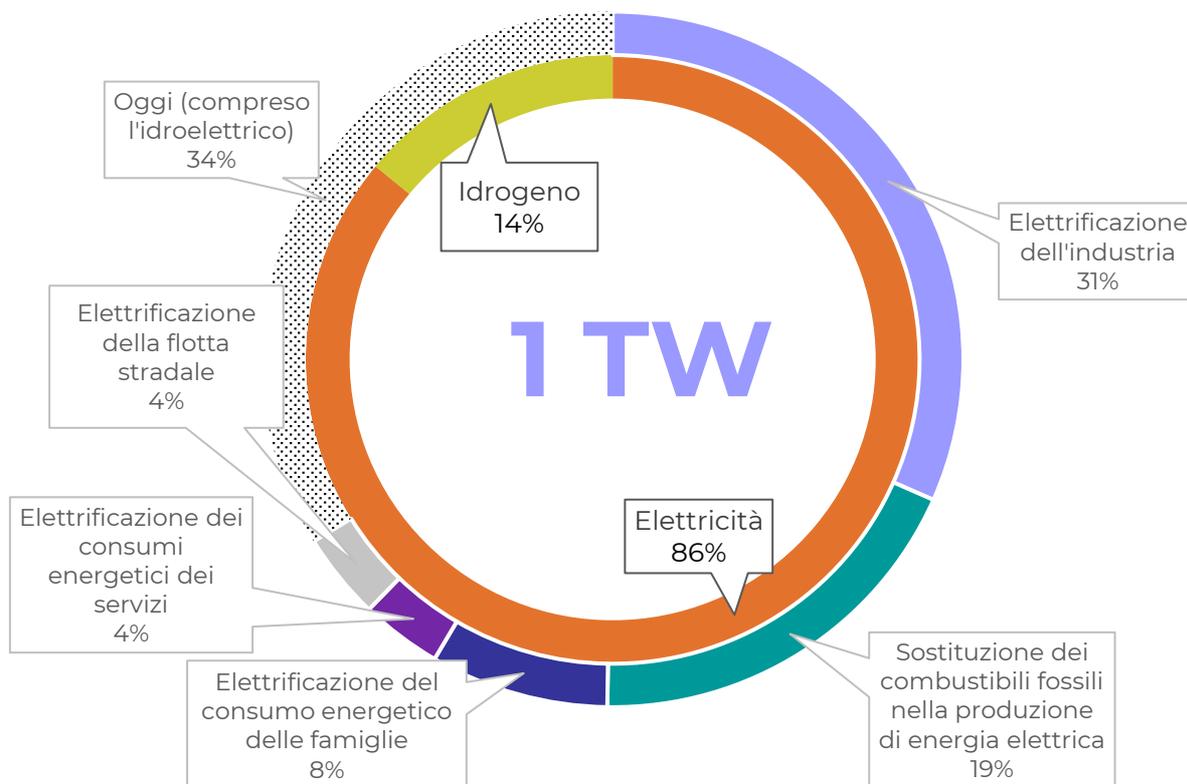
5 GW possono soddisfare il 5-10% dell'elettrificazione della flotta stradale nei Paesi del Nord Africa e in Turchia e il 20% nei Paesi dell'UE (~28 milioni di veicoli).

Figura 33 – Quota elettrificabile del trasporto stradale di ~5 GW [veicoli]



La [Figura 34](#) sintetizza l'impatto che 1 TW di rinnovabili può innescare nel sistema energetico del Mediterraneo.

Figura 34 – Impatto di 1 TW di rinnovabili nel sistema energetico del Mediterraneo



Questa diminuzione del consumo di combustibili fossili generata porterebbe a una riduzione di oltre 20 bcm di gas, ~30 milioni di tonnellate di petrolio e ~200 milioni di tonnellate di carbone. Le emissioni di CO₂ potenzialmente evitate sono di circa 600 milioni di tonnellate, circa il doppio delle emissioni della Francia nel 2023.

Figura 35 – Emissioni di CO₂ evitate da 1 TW di rinnovabili

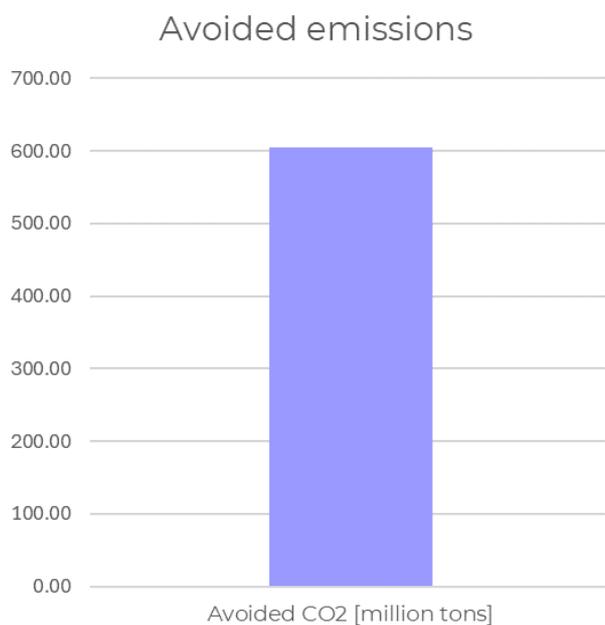
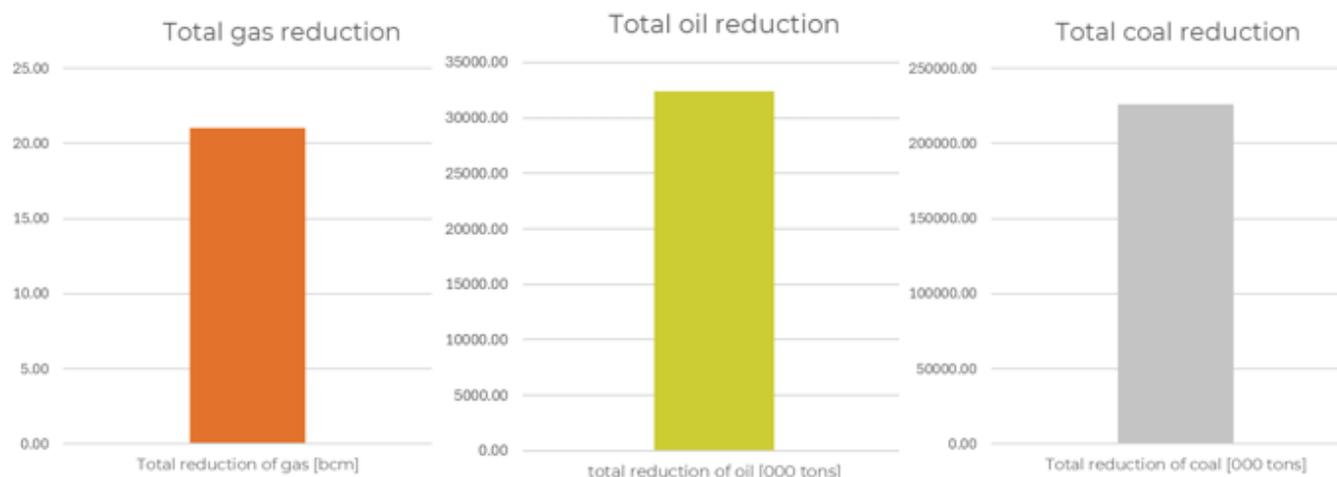


Figura 36 – Diminuzione dei combustibili fossili generata da 1 TW di rinnovabili



BOX 2: L'IDROGENO NEL MED

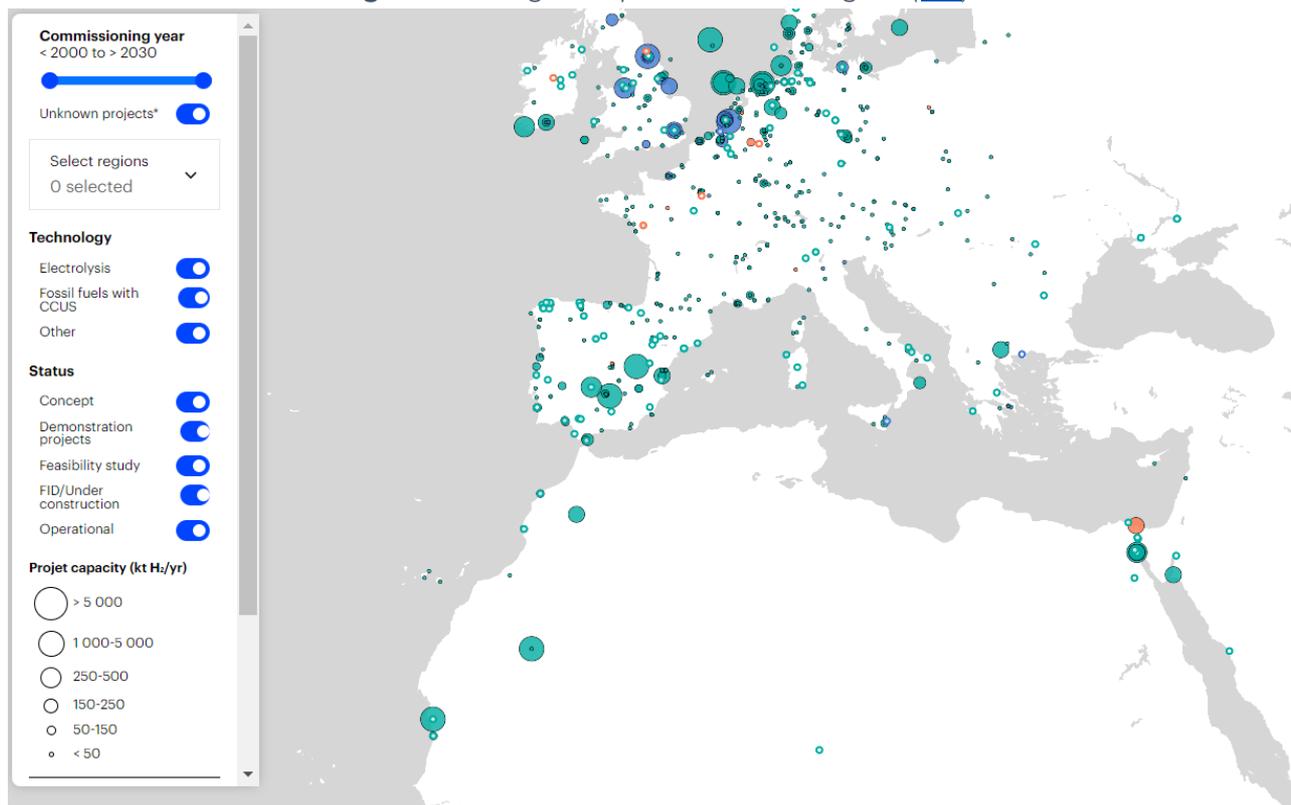
L'idrogeno è attualmente utilizzato nelle raffinerie, nei processi chimici e siderurgici come materia prima o come agente riducente per la riduzione diretta del ferro (DRI). Nel prossimo futuro, si prevede che l'idrogeno (anche trasformato in ammoniaca o altri combustibili) possa essere utilizzato in un maggior numero di settori e ridurre le emissioni laddove i processi di elettrificazione non possono essere implementati:

- Produzione di calore ad alta temperatura nell'industria e 100% H₂-DRI
- Come carburante per il trasporto pesante su strada e per il trasporto marittimo
- Produzione di carburanti sintetici a basse emissioni, ad esempio per l'aviazione
- Stoccaggio e produzione di energia

L'idrogeno, quindi, è destinato ad avere un ruolo importante nella transizione energetica. Per questo motivo, [tutti i Paesi della regione hanno definito una propria strategia per l'idrogeno](#).

Attualmente, ci sono 54 progetti operativi nella regione, tutti situati nei Paesi dell'UE, per una produzione totale di idrogeno a basse emissioni di carbonio nel 2030 di 50 ktonH₂/a (40 kton di idrogeno blu, 10 kton dall'elettrolisi). Includendo i progetti in costruzione e quelli dimostrativi, il numero di progetti sale a 120 (50% idrogeno blu, 50% elettrolisi). Due studi di fattibilità si trovano in Egitto (il progetto sull'ammoniaca di Ain Sokhna e la termovalorizzazione dei rifiuti di Port Said) per una produzione totale di 645 ktonH₂/a (300 delle quali prodotte da 2GW di elettrolizzatori). Altri due progetti di fattibilità si trovano in Marocco, l'HEVO-Morocco e il Masen KfW, tutti basati su elettrolizzatori per produrre 120 ktonH₂/a.

Figura 37 – Progetti di produzione di idrogeno (AIE)



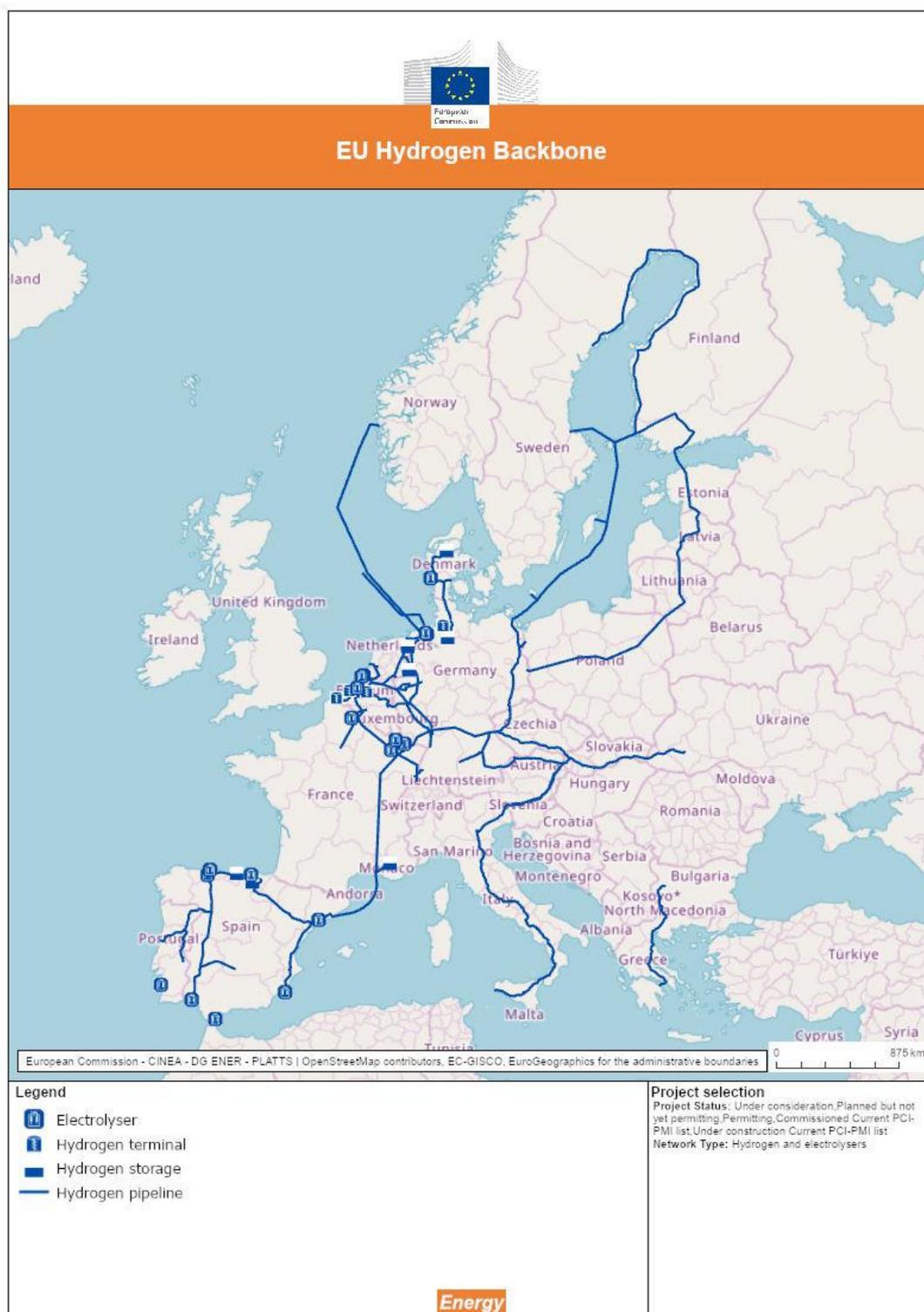
L'UE ha fissato obiettivi ambiziosi, puntando a produrre [10 milioni di tonnellate a livello nazionale oltre a 10 milioni di tonnellate dalle importazioni entro il 2030](#), come parte del piano REPowerEU. La [dorsale europea dell'idrogeno \(EHB\)](#) prevede 40 progetti infrastrutturali che rappresentano 31.500 chilometri di progetti a idrogeno con messa in funzione prevista prima del 2030 ([Figura 38](#)). All'interno di questa rete paneuropea integrata dell'idrogeno, il [South-H2 Corridor](#) mira a collegare l'Algeria alla Germania attraverso l'Austria e l'Italia. Il progetto combina gasdotti H2 riutilizzati e nuovi ed è composto da quattro dorsali:

- La "[dorsale italiana H2](#)" promossa da Snam Rete Gas
- La "[H2 Readiness of the TAG pipeline system](#)" promossa da Trans Austria Gasleitung GmbH
- La "[Dorsale H2 WAG + Penta-West](#)" promossa da Gas Connect Austria GmbH
- Il "[HyPipe Baviera - Il polo dell'idrogeno](#)" promosso da Bayernets GmbH

Sebbene siano previsti molti investimenti nel settore, rimangono molte sfide per un mercato mediterraneo integrato dell'H2, tra cui:

- Costo elevato della tecnologia di produzione (4,18 - 9,60€/kg di H2 verde nell'UE, TRL da 8 a 9)
- Elevato consumo di elettricità e acqua degli elettrolizzatori (60 kWh/kgH2)
- Incertezze nelle tecnologie di trasporto e stoccaggio
- L'attuale mancanza di un orizzonte per una "economia dell'idrogeno", cioè un mercato integrato dai fornitori ai consumatori.

Figura 38 – Iniziativa della dorsale idrogeno dell'UE



6 SFIDE

6.1 IL RUOLO DEL GAS

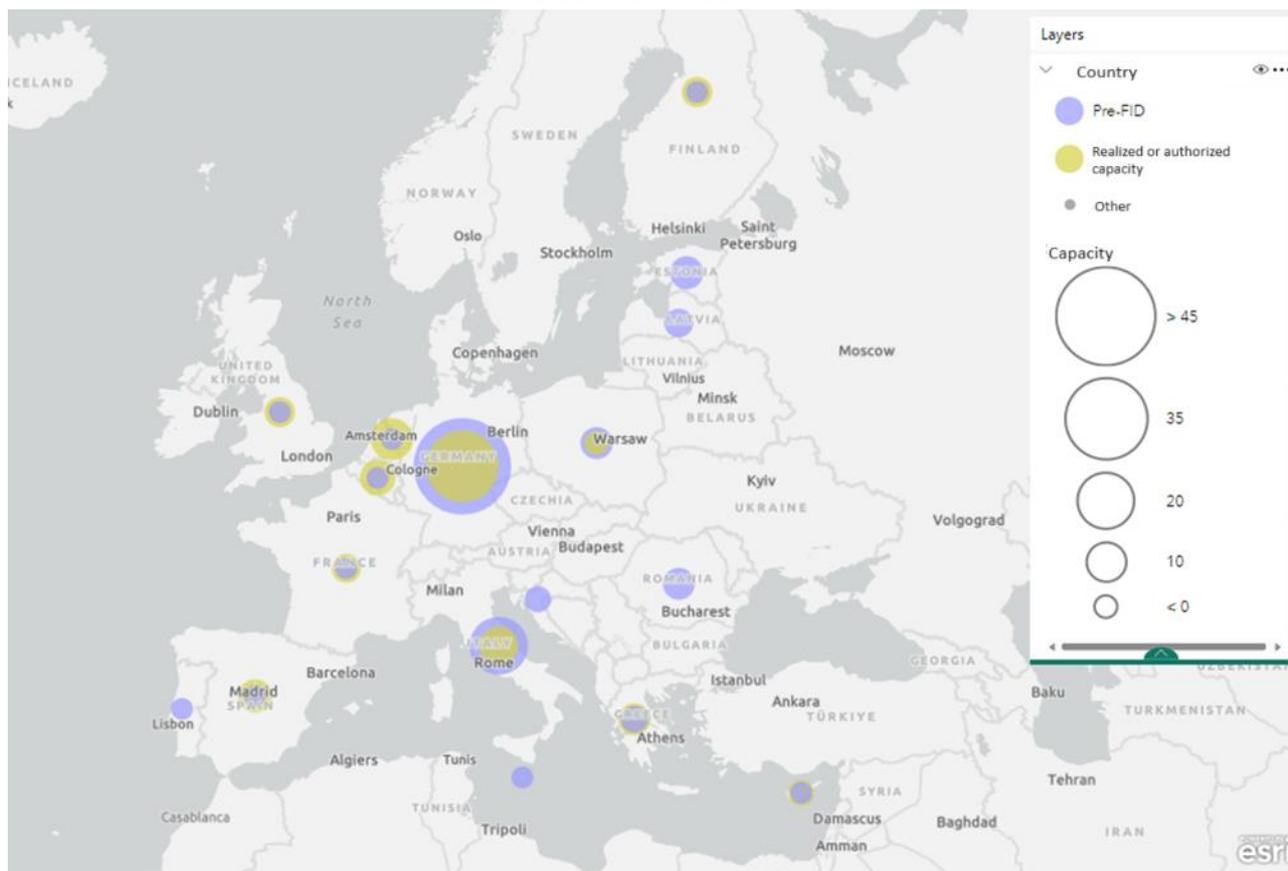
Nonostante l'evidenza della necessità di agire urgentemente per mitigare gli effetti del cambiamento climatico e delle opportunità della transizione, le sfide sono aumentate ulteriormente negli ultimi anni. Algeria, Libia ed Egitto sono emersi come fornitori alternativi di gas per l'Europa dopo l'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022, ed i conseguenti cambiamenti nel mercato interno europeo dell'energia hanno scosso l'equilibrio tra domanda e offerta, causando picchi di prezzo senza precedenti e spingendo la corsa a nuove infrastrutture per l'importazione di gas.

La Commissione europea, con il [piano REPowerEU](#), ha stabilito la completa eliminazione del gas russo entro il 2027, sostenendo la necessità di nuove infrastrutture insieme all'accelerazione dell'efficienza e delle rinnovabili. Come risposta, il mercato europeo si è fortemente concentrato sulle nuove infrastrutture per il gas naturale liquefatto (GNL), portando a una trasformazione delle dinamiche di approvvigionamento globale e alla centralità del GNL trasportato via mare. Nel primo anno di guerra, [l'UE e i suoi Stati membri](#) hanno [concluso circa 100 accordi di cooperazione energetica](#). La maggior parte di questi erano con Paesi che figurano tra i maggiori e più longevi fornitori di combustibili fossili dell'UE: 17 accordi con gli Stati Uniti, 9 con l'Azerbaijan, 9 con la Norvegia, 8 con il Qatar e 7 con l'Algeria.

Il conflitto in Medio Oriente ha complicato ulteriormente il panorama geopolitico, provocando ulteriori ripercussioni sulla sicurezza delle forniture e delle infrastrutture energetiche e lasciando una significativa incertezza nei mercati energetici. Questa incertezza potrebbe persistere data l'estensione della crisi mediorientale all'area del Mar Rosso. Queste crisi [rischiano di rallentare le forniture di energia](#) alla regione.

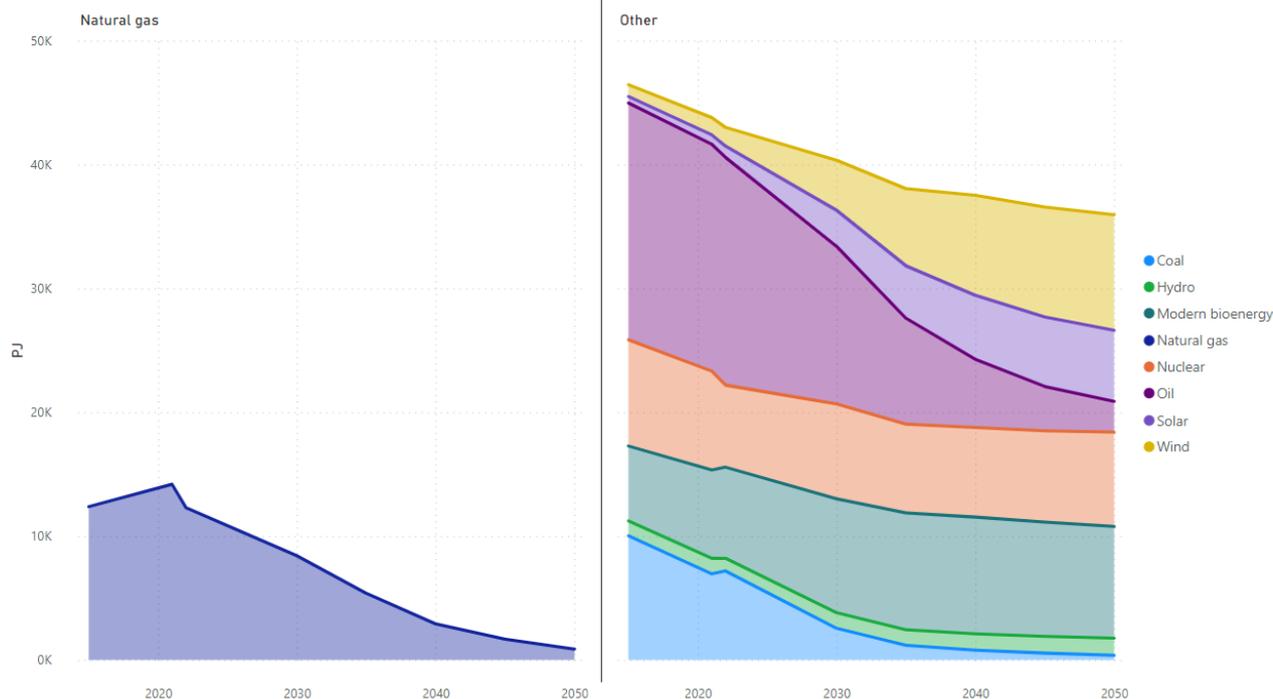
In questo contesto, i nuovi investimenti in capacità infrastrutturali per il gas, soprattutto terminali di rigassificazione in tutta Europa, sono stati giustificati da un approccio alla sicurezza dell'approvvigionamento basato sull'analisi di rischio. Questa nuova capacità è finanziata da fonti pubbliche europee. Infatti, la sospensione del principio "Do No Significant Harm" per l'accesso ai fondi REPowerEU consente di finanziare le infrastrutture del gas ritenute necessarie per l'obiettivo dell'indipendenza dalle forniture di gas russo, garantendo teoricamente la coerenza con gli obiettivi climatici.

Figura 39 – Capacità di rigassificazione di GNL realizzata o autorizzata (giallo) e capacità pre-autorizzata (viola).
Elaborazione ECCO.



Tuttavia, secondo l'[Agenzia Internazionale dell'Energia](#), per raggiungere la neutralità climatica nel 2050, la domanda europea di gas naturale dovrebbe diminuire di $\frac{1}{4}$ entro il 2030 e scendere al di sotto dei 30 miliardi di metri cubi entro il 2050 attraverso l'accelerazione dell'elettrificazione degli usi finali, l'aumento dell'efficienza e l'espansione delle energie rinnovabili. Gli investimenti in nuove infrastrutture per il gas non sono chiaramente coerenti con questo percorso.

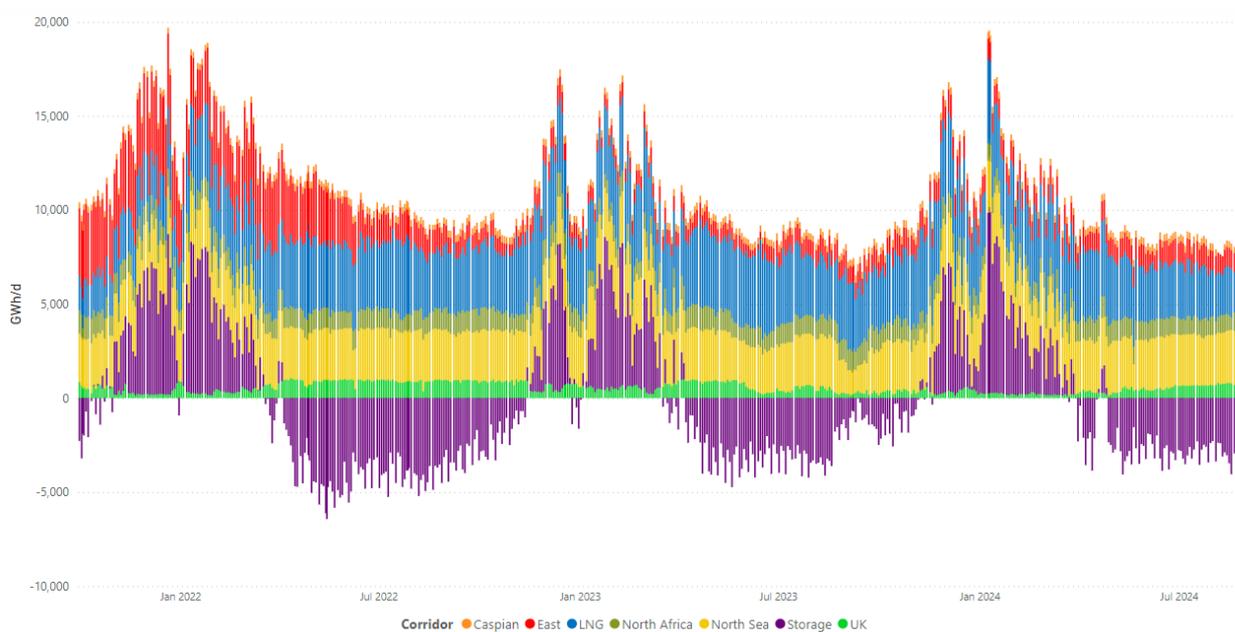
Figura 40 – Ruolo del gas nell'approvvigionamento totale di energia primaria secondo lo Scenario dell'Impegno Annunciato dell'Agenzia Internazionale dell'Energia



In effetti, la domanda di gas naturale nell'UE è in [calo da due anni consecutivi](#). Dopo un calo annuale del 13,3% nel 2022, la domanda è scesa di un altro 7,4% nel 2023, per un totale di 12,72 milioni di TJ nel 2023.

La [Figura 41](#) mostra la quantità di gas importata dall'UE dai diversi corridoi: è chiaramente visibile che il ridotto flusso importato dalla Russia (incluso nel corridoio orientale) dal gennaio 2022 non è stato sostituito da altri flussi, né dalla produzione nazionale.

Figura 41 – Corridoi di approvvigionamento del gas e flussi verso l'UE (ENTSOG, 2024)



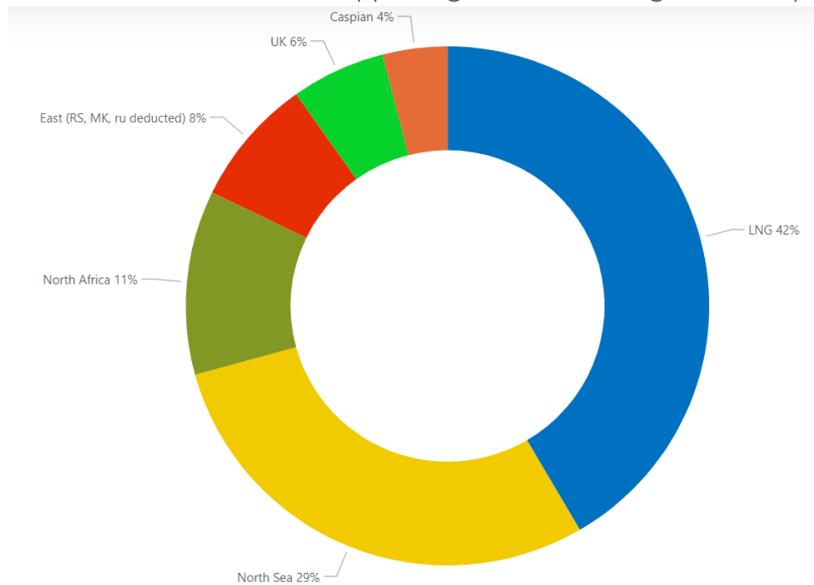
BOX 3: GLI ATTUALI GASDOTTI E IL PROGETTO EAST MED

Le due sponde del Mediterraneo sono attualmente collegate da 4 gasdotti:

- EMPL (European Maghreb Pipeline), che collega Marocco e Spagna, con una capacità di 442,9 GWh/d
- MEDGAZ, dall'Algeria alla Spagna, con una capacità di 337,1 GWh/d
- TRANSMED, dall'Algeria all'Italia, con una capacità di 1154,5 GWh/d
- GREEN STREAM, dalla Libia all'Italia, con una capacità di 493,7 GWh/d

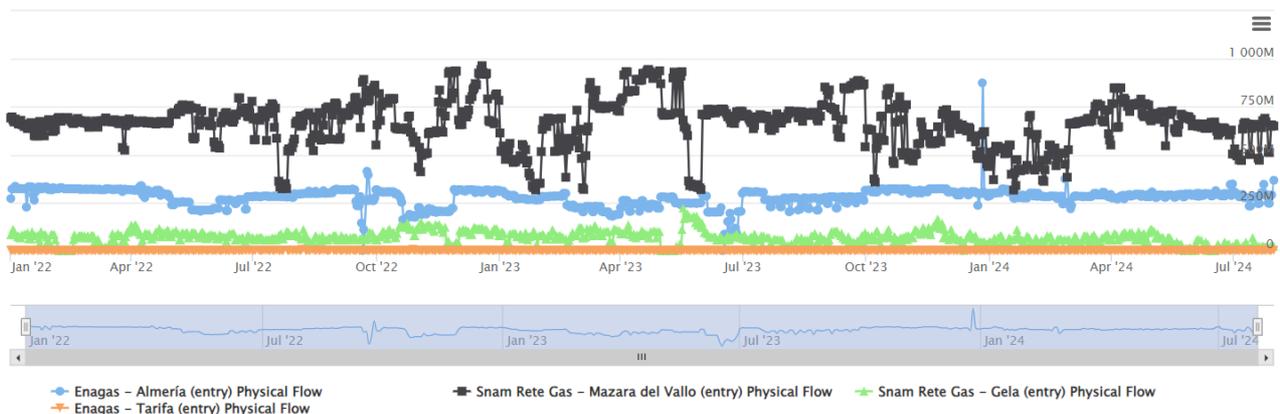
Nel 2023, queste connessioni hanno fornito l'11% delle forniture di gas all'UE, posizionandosi come terzo corridoio di approvvigionamento, dopo il GNL e il Mare del Nord (Figura 42).

Figura 42 – Distribuzione dei corridoi di approvvigionamento del gas nell'UE (ENTSOG, 2024)



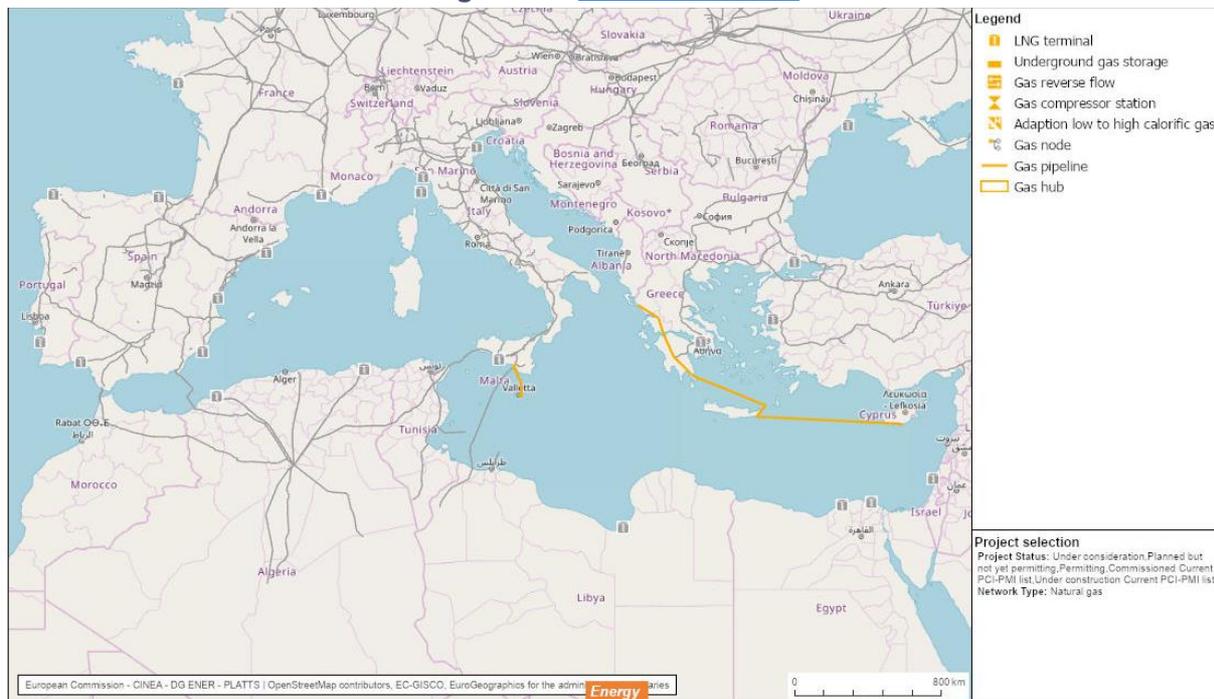
Tuttavia, solo 2 connessioni hanno fornito regolarmente gas (il flusso medio di TRANSMED è inferiore a 750 GWh/d, circa il 60-65% della capacità, il flusso medio di MEDGAZ è di circa 250 GWh/d, il 75% della capacità), mentre 2 (GREEN STREAM dalla Libia e EMPL dal Marocco) hanno fornito quasi zero a causa di instabilità politica e tensioni regionali, come la Figura 43 mostra.

Figura 43 – Flusso fisico di gas dai gasdotti del Nord Africa verso l'UE



L'UE ha inoltre incluso il [progetto East Med](#) nell'elenco dei progetti di interesse comune (PCI) per diversificare ulteriormente i corridoi di approvvigionamento. Il gasdotto dovrebbe collegare l'UE ai giacimenti di gas del Mediterraneo orientale attraverso Cipro e la Grecia. È stato progettato con una capacità di trasporto fino a 12 bcm/a (320 GWh/d). La [Figura 44](#) mostra i gasdotti che collegano le due sponde del Mediterraneo, compreso il progetto East Med. Il collegamento tra la Grecia e l'Italia non è visualizzato perché non è incluso nei PCI, tuttavia il progetto è combinato con l'East Med ed è denominato [Poseidon](#).

Figura 44 – Gasdotti UE-MED



7 CONCLUSIONI

Le energie rinnovabili offrono l'opportunità di affrontare le sfide diverse ma comuni dei Paesi della regione e di rilanciare la fiducia nella cooperazione internazionale. Un percorso di transizione energetica inclusivo per la regione è fondamentale per sostenere la sua stabilità futura, aumentare la resilienza economica e ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, fornendo un approvvigionamento energetico stabile per alimentare un'industria competitiva e mitigando le tensioni geopolitiche.

L'impiego di energie rinnovabili può essere di enorme beneficio per le popolazioni e le economie locali, creando valore per la società. Oltre il loro potenziale di mitigazione dei cambiamenti climatici, la ricerca sugli [impatti delle rinnovabili sottolinea i loro molteplici benefici socio-economici](#), tra cui gli effetti macroeconomici diretti, come i nuovi investimenti e i posti di lavoro nella costruzione e nell'O&M; gli effetti indiretti, come gli investimenti nella produzione dell'industria a monte; e gli effetti indotti, come la crescita del PIL e la [minimizzazione dei rischi tecnici, finanziari e geopolitici](#). Nel 2021, [il settore delle energie rinnovabili in Spagna ha contribuito all'1,6% del prodotto interno lordo \(PIL\)](#). Si stima che siano stati impiegati 111.409 lavoratori e che le installazioni solari fotovoltaiche abbiano registrato un aumento del 59% delle opportunità di lavoro. Anche l'eolico, il solare termico e l'energia marina hanno contribuito positivamente alla creazione di posti di lavoro. Il risultato è stato un aumento netto complessivo delle opportunità di lavoro di quasi il 20% rispetto all'anno precedente. In Francia, [il numero di posti di lavoro nel settore del solare fotovoltaico è aumentato drasticamente, passando da 3.600 a 23.300 nel 2020-2021](#), a causa del ritmo sostenuto delle installazioni, che è proseguito nel 2022. 25460 posti di lavoro diretti e indiretti legati all'eolico sono stati generati alla fine del 2021, con un aumento del 12,8% rispetto ai 22 600 posti di lavoro del 2020. Del totale dei posti di lavoro, il 33% riguardava la pianificazione e lo sviluppo, il 28% l'ingegneria e la costruzione, il 22% la produzione di componenti e il 17% l'O&M. Nei Paesi del Sud del Mediterraneo, si prevede la creazione di [oltre 200.000 posti di lavoro diretti](#) nell'industria solare entro il 2030 e di oltre 50.000 posti di lavoro diretti nell'industria eolica. Per entrambi i settori, il 54% dei posti di lavoro è previsto in Egitto, in Algeria (22%) e in Marocco (10%).

Secondo [l'Agenzia Internazionale per l'Energia](#), la transizione energetica offre anche un'opportunità ai Paesi nordafricani di stabilire o espandere la produzione di tecnologie pulite e materiali a zero emissioni nette. Questi Paesi già offrono fattori imprenditoriali favorevoli per la produzione di pannelli solari fotovoltaici, veicoli elettrici e batterie, ferro e acciaio verdi e ammoniaca. Il Nord Africa ha il potenziale per diventare un fornitore strategico di batterie e catodi per l'Europa, con esportazioni che rappresenteranno il 5% della domanda europea di batterie e quasi il 20% della domanda di catodi nel 2050, soddisfacendo l'85% della sua domanda a livello nazionale.

Alla COP28 di Dubai, i Paesi hanno firmato il Consenso di Dubai per triplicare la capacità di energia rinnovabile a livello globale. Il raggiungimento di questo obiettivo nella regione mediterranea porterebbe a 1TW di capacità rinnovabile installata entro il 2030. Tale obiettivo potrebbe rappresentare una prima pietra miliare per la futura stabilità regionale e lo sviluppo sostenibile e presentare la regione come un leader globale nell'affrontare il cambiamento climatico. Inoltre, grazie al [calo dei costi delle tecnologie solari ed eoliche](#), soprattutto in Nord Africa, si aprirebbero

investimenti per ~120 **miliardi di dollari**^{15,16} all'anno e opportunità per circa **3 milioni di nuovi posti di lavoro** solo nelle catene di fornitura delle industrie solari ed eolica ^{17,18}.

La regione deve disporre di una strategia finanziaria chiara e coesa per sbloccare questi investimenti, combinando impegni politici governativi a lungo termine con solidi quadri di governance. Le istituzioni pubbliche devono assumere un ruolo guida, creando i giusti incentivi per gli investimenti privati e garantendo al contempo che i flussi finanziari siano in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Il ruolo delle banche di sviluppo nazionali e regionali, delle banche multilaterali di sviluppo e delle agenzie di credito all'esportazione sarà fondamentale in questo processo. Una stretta collaborazione tra gli attori finanziari nazionali e regionali può fornire gli strumenti finanziari necessari, dai partenariati pubblico-privato ai prestiti agevolati, dai meccanismi di mitigazione del rischio agli strumenti innovativi per i rischi di cambio, per incentivare gli investimenti privati nei progetti di energia rinnovabile.

In definitiva, il raggiungimento di una transizione a zero emissioni nel Mediterraneo dipende da un'efficace collaborazione tra il settore pubblico e quello privato. Gli investimenti pubblici dovranno essere strutturati in modo da ridurre i rischi per gli investitori privati, facendo leva sulle risorse pubbliche per catalizzare le grandi quantità di capitale privato necessarie per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione della regione. Creando un ambiente favorevole alla collaborazione tra i due settori, la regione può sbloccare i finanziamenti per il clima necessari a trasformare il proprio panorama energetico, soddisfacendo sia le esigenze regionali che gli obiettivi climatici globali.

Se sviluppato con successo, inoltre, un sistema di interconnessione rinnovabile tra le sponde settentrionali e meridionali della regione mediterranea avrebbe un effetto moltiplicatore, garantendo l'[accesso all'Africa subsahariana attraverso i pool energetici dell'Africa occidentale \(West African Power Pool\) e orientale \(East African Power Pool\)](#) e accelerando la decarbonizzazione anche dell'Africa subsahariana.

¹⁵ Compresi gli obiettivi NDC.

¹⁶ Ipotesi: Costo del capitale fotovoltaico UE 330 \$/kW, Nord Africa 1000 \$/kW; costo del capitale eolico UE 770 \$/kW, Nord Africa 1500 \$/kW. Rapporto di nuova capacità installata: 4/5 UE, 1/5 Nord Africa. Rapporto costi di investimento capacità rinnovabile/rete: 1:1.

¹⁷ Secondo [SolarPower Europe](#), nel 2022, l'industria solare in Italia, Francia, Grecia e Spagna ha mostrato un fattore medio di occupazione, inclusi i posti di lavoro diretti e indiretti, di 17 FTE (full-time equivalent jobs) per MW installato (nei Paesi del Nord Africa il fattore di occupazione [dovrebbe essere più basso](#)), mentre la forza lavoro nell'industria eolica dovrebbe essere in media di [1,8 tecnici per MW per le nuove aggiunte nel 2024-2027](#).

¹⁸ Assumendo un fattore di occupazione (FTE) decrescente dovuto all'innovazione del settore, le medie finali utilizzate sono per il solare 8,4 FTE/MW nei Paesi dell'UE e 4,2 FTE/MW nei Paesi del Nord Africa, per l'eolico 2,5 FTE/MW nei Paesi dell'UE e 0,65 FTE/MW nei Paesi del Nord Africa. Queste medie considerano un metodo di *smoothing* esponenziale.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Gabriele Casseti, Ricercatore Senior sui Sistemi Energetici, ECCO

mario.noera@eccoclimate.org

Filomena Annunziata, Ricercatrice Mediterraneo, ECCO

filomena.annunziata@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente ad ECCO autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

31 ottobre 2024