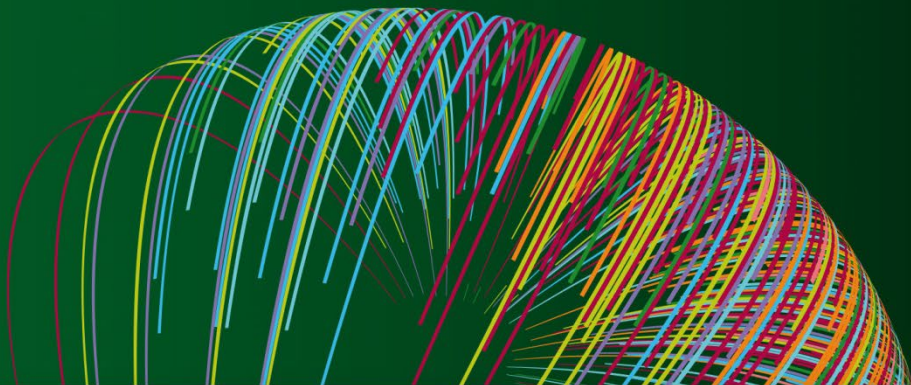


Osservatorio di Politica internazionale



Senato
della Repubblica
Camera
dei deputati
Ministero
degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Sicurezza energetica

Gennaio 2026

n. 15 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 15 (n.s.) – gennaio 2026

Focus

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI)

AUTORI

Al presente *Focus*, curato da Carlo Frappi, hanno contribuito:

Filippo Costa Buranelli (University of St Andrews) – CAPITOLO 10

Michele Danesi (ISPI) – CAPITOLO 9

Matteo Fumagalli (University of St Andrews) – CAPITOLO 8

Agata Gugliotta (RIE) – CAPITOLO 1

Fabio Indeo (Università di Siena) – CAPITOLO 6

Federica Prandin (Finnish Institute of International Affairs) – CAPITOLO 4

Alberto Prina Cerai (ISPI) – CAPITOLO 2

Francesco Sassi (University of Oslo) – CAPITOLO 5

Antonio Sileo (Fondazione Eni Enrico Mattei) – CAPITOLO 3

Angela Ziccardi (European Council on Foreign Relations) – CAPITOLO 7

Focus Sicurezza energetica

n. 15 (n.s.) – gennaio 2026

Sommario

1. Il mercato del gas e dell'elettricità in Italia nel 2025: uno sguardo d'insieme	5
2. Stoccaggio energetico: dall'esempio italiano alle sfide UE.....	20
3. Verso una correzione di rotta per l'ingavonata industria automobilistica europea?	33
4. La strategia UE per la transizione pulita globale: opportunità e sfide nella ridefinizione di partenariati e catene di fornitura sostenibili	40
5. L'Alleanza Usa-Qatar e la minaccia alla direttiva Csddd dell'Unione Europea.....	45
6. Eni e il giacimento di Vaca Muerta: l'Argentina come futuro <i>supplier</i> globale di Gnl?.....	53
7. Nuovi intrecci nel Mediterraneo orientale: il rafforzamento delle relazioni energetiche tra Libia e Turchia e possibili conseguenze per Italia ed Europa	61
8. Diplomazia, sicurezza e sviluppo economico nelle relazioni tra Cina e Afghanistan.....	68
9. Gli investimenti cinesi in energia all'estero: il caso dell'Asia meridionale	74
10. Il ritorno del nucleare in Asia centrale: Kazakistan e Uzbekistan a confronto	80

1. Il mercato del gas e dell'elettricità in Italia nel 2025: uno sguardo d'insieme

Agata Gugliotta

Il Covid prima e il conflitto russo-ucraino dopo hanno costituito due importanti *game changer* con cui i sistemi economici e quindi quelli energetici si sono misurati. In questi anni molto è cambiato nel contesto macroeconomico mondiale, una nuova configurazione dei flussi energetici si è imposta dopo il progressivo, sebbene ancora non del tutto ultimato, azzeramento dei volumi di gas russo verso l'Europa. Sullo sfondo non mancano rinnovate e delicate tensioni geopolitiche in un quadro di “permacrisi”¹, in cui le discontinuità non rappresentano più eccezioni temporanee. Il tutto tenendo fermi gli obiettivi di decarbonizzazione via via più ambiziosi e stringenti che puntano verso un sistema *net zero*. È in questo nuovo *framework* che si dispiegano le dinamiche di due importanti *commodities* energetiche, focus di questo articolo: gas ed elettricità. Di essi verranno analizzate per il 2025 le principali tendenze a livello nazionale di domanda, offerta e prezzi, in raffronto con l'anno precedente e nel contesto più generale dei trend che stanno interessando gli altri Paesi europei.

Mercato del gas: le dinamiche di domanda

Nel 2024 il prodotto interno lordo è cresciuto, seppur di poco (+0,7%), mantenendosi in linea con il dato del 2023, ma ben al di sotto della performance del 2022 (+4%) e dell'anno della ripresa post-Covid (+8,3%). Al contrario, la disponibilità energetica lorda dell'Italia ha conosciuto una contrazione: -1,4% per un valore assoluto di 142,4 Mt. Si tratta del terzo calo consecutivo a partire dal 2021. Guardando ai singoli settori, l'andamento non è stato univoco: se a decrescere sono stati combustibili solidi (-53,3%), petrolio e prodotti petroliferi (-2,1%) a crescere ritroviamo rinnovabili e bioliquidi (+4,8%) e rifiuti non rinnovabili (2,3%). Stabili invece energia elettrica (-0,5%) e gas naturale (+0,6%). (Fonte: [Relazione annuale situazione energetica nazionale dati 2024](#))

Quanto al gas, la stabilità dei consumi, dopo due anni consecutivi di cali intorno al 10%, è un elemento di novità, sebbene non scalfisca il trend di strutturale declino intrapreso da questa fonte- Con circa 61,4 mld di mc, i consumi di gas italiani si collocano ai minimi da dieci anni, -11,5% sulla media del decennio 2014-23.

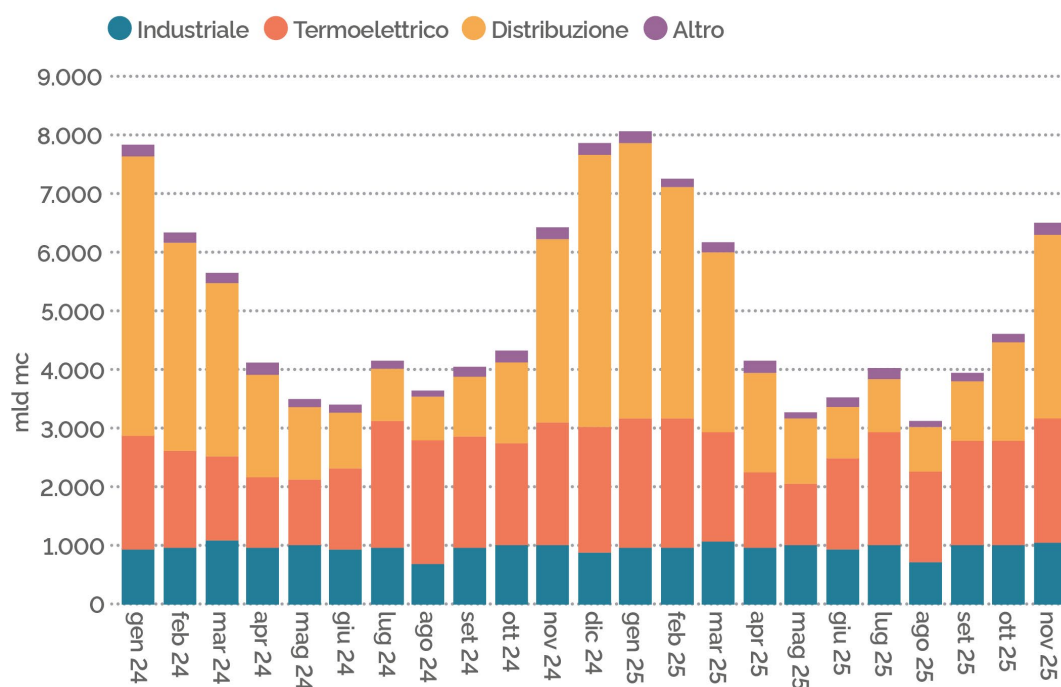
Se spostiamo il focus sui singoli usi, a crescere sono stati soprattutto i consumi civili (+2,1%), trainati principalmente dalle temperature più rigide, seguiti dall'industria che ha chiuso con un +1,6% con quattro giorni lavorativi in più. Si tratta, comunque di valori, nettamente al di sotto delle medie decennali (rispettivamente -12,3% e -11,8%). In moderata flessione invece

¹ M.L. Frigotto, “Oltre la permacrisi: imparare a navigare l'imprevedibile”, *RiEnergia*, 3 dicembre 2025.

la domanda termoelettrica: -1,4% a 20.824 mln mc (-10,7% sul 2014-23), nonostante i notevoli ma episodici rimbaldi di agosto e novembre. Nel primo caso un +21,4% ascrivibile al significativo incremento della domanda elettrica per le elevate temperature, a cui le sole rinnovabili non hanno saputo rispondere; +32,5% nel secondo, per l'effetto combinato del minor apporto di idroelettrico e eolico e importazioni nette.

Alla stabilità del 2024 è seguita una lieve ripresa nel 2025. Da gennaio a novembre, infatti, i consumi si sono attestati a quasi 55 mld di mc per un aumento del 2,4% sui corrispettivi 11 mesi dell'anno precedente. In valore assoluto tale aumento si è quantificato in quasi 1,3 mld di mc, di cui il 59% dovuti a una maggiore richiesta per il termoelettrico, il 29% agli usi civili e appena il 9% ai consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto. Il restante 3,2% a consumi di sistema e altre voci residuali. Tale aumento però non è riuscito a modificare il *pattern* di decrescita strutturale della domanda, che in un confronto con la media degli ultimi dieci anni è risultata il 10% più bassa, sulla scia di una spinta sempre più forte verso la decarbonizzazione del mix elettrico, dell'efficiamento dei consumi industriali e della contrazione economica.

FIG. 1 - CONSUMI DI GAS NATURALE IN ITALIA PER TIPOLOGIA E PER MESE (2024 E 2025)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam

Guardando al singolo settore di impiego, la domanda delle industrie allacciate alla rete di trasporto ha chiuso gli undici mesi del 2025 a quasi 11 mld di mc, di poco superiore al valore registrato nei pari mesi del 2024 (+1,1%), ma lontano dai 12 mld di mc della media decennale (-10%). Mensilmente, il trend è stato di stabilità o di lievissima ripresa sul corrispondente mese del 2024, a eccezione di aprile che, nonostante la parità di giorni lavorativi, ha visto i consumi contrarsi rispettivamente dell'1%. Il quadro macroeconomico incerto, una

stagnazione industriale non ancora finita e una più generale tendenza alla riduzione del consumo di fonti fossili spiegano questa dinamica.

Quanto ai prelievi delle reti di distribuzione urbana si evidenzia un rialzo in valori assoluti di quasi 370 mil. di mc. Anche in questo caso l'aumento è circoscritto su base annua (+1,6% sul 2024), mentre se il confronto viene fatto con il valore medio decennale risulta un calo del 10,8%. Non si rintraccia un trend unico nel corso dell'anno, e a mesi di decrescita hanno fatto da contraltare mesi di crescita più sostenuta, come febbraio (+10,2%) od ottobre dove il fabbisogno termico relativamente maggiore ha sostenuto la domanda (+14,4%).

Hanno chiuso, invece, su valori il 4% più alti, i consumi gas delle centrali termoelettriche, con 19,4 mld di mc rispetto ai 18,6 mld di mc del corrispondente periodo 2024. Su 11 mesi, la variazione annuale è stata positiva in 7 mesi, con punte del 36,5% a febbraio e 27,6% a marzo, quale conseguenza di un minor apporto delle fonti rinnovabili, in particolare idroelettrico e eolico nonché da una frenata delle importazioni. Sono solo 4, invece, i mesi in cui la generazione elettrica da gas ha conosciuto una flessione: -12,2% a maggio, -9,9% a luglio, -25,7% ad agosto e -4,6% a settembre, risentendo di una domanda elettrica più bassa, di un incremento delle importazioni e di un maggiore apporto delle fonti rinnovabili.

La dinamica nazionale dei consumi si inserisce in un contesto europeo generale di lieve aumento della domanda gas, dopo la situazione di relativa stazionarietà vista nel biennio precedente. Nei primi 11 mesi del 2025 i consumi dell'UE hanno guadagnato quasi un 4%, attestandosi su valori di poco superiori a 280 mld di mc². Su base mensile non è possibile rintracciare un trend univoco, dal momento che la domanda è risultata in alcuni mesi in aumento rispetto al corrispondente mese del 2024, in altri in calo. Il rialzo maggiore (+21%) si è consumato a febbraio a causa di una forte richiesta dal termoelettrico e per il riscaldamento, mentre il calo più marcato ad aprile (-6%) a causa di temperature miti che hanno depresso la richiesta del settore civile. Considerando i principali mercati europei per dimensione, si registra un aumento degli usi del gas in Germania (+3,8%) per via di un inverno particolarmente rigido e in Spagna, che ha segnato un +7%, dopo anni di cali ininterrotti, in ragione di una maggiore richiesta del termoelettrico soprattutto a valle del blackout nazionale di fine aprile. Al contrario in Francia si è verificato un calo del 2% per via della maggiore disponibilità di nucleare nel termoelettrico³. Stabili i consumi nei Paesi Bassi, per una maggiore richiesta dell'industria e per la generazione elettrica.

Mercato del gas: le dinamiche di offerta

Lato offerta, nel 2024 complessivamente l'Italia ha importato 58,7 mld di mc di gas, di cui il 36% proveniente dall'Algeria che si è confermata primo fornitore, sebbene con un volume il 9% più basso rispetto all'anno prima. Segue il Gnl che complessivamente assorbe una *share* sul totale importato del 25%, attestandosi a 14,6 mld mc di mc, in flessione del 9,4% sul 2023 complici le fermate per manutenzione di Olt (Livorno) e Panigaglia (La Spezia), ma anche uno scenario di prezzi e offerta meno attraente. 10,3 mld sono i mc di origine azera, in

² Gas Exporting Countries Forum (Gecf), *Monthly Gas Report*, dicembre 2025.

³ Le variazioni sono fonte Gecf, a eccezione dei Paesi Bassi (Fonte Eurostat) e dell'Italia (Fonte Snam).

aumento del 4,3% sull'anno prima, per una copertura del 17,5%. In quarta posizione, in frenata (-8,6%), il Nord Europa con 5,9 mld di mc entrati da Passo Gries. Quanto ai volumi dalla Russia, a differenza di quanto avvenuto nel 2022 e nel 2023, si segnala un forte rimbalzo della quota di gas in ingresso da Tarvisio (+115%) che si è portato a quasi 5,5 mld di mc, coprendo il 9,3% dei flussi in entrata di gas (10% dei consumi effettivi). Un maggior ricorso al gas russo che è dipeso da intensi cicli manutentivi che hanno coinvolto il gasdotto Transmed che ci collega all'Algeria (a settembre) e il rigassificatore di Livorno (da aprile a novembre), da alcuni prelievi fuori-stagione per esigenze termiche a inizio aprile; da logiche commerciali contrarie alla massimizzazione del prelievo dagli stoccaggi a novembre, nonostante il presentarsi prematuro di temperature rigide. Chiude infine la Libia con flussi residuali pari a 1,4 mld di mc, inferiori addirittura alla stessa produzione nazionale che si è fermata a poco più di 2,7 mld di mc, in calo del 2% sul 2023.

Alcune novità, invece, contraddistinguono i fondamentali di offerta nel 2025. Da gennaio a novembre il Gnl importato, per la prima volta, è risultato essere la prima fonte di approvvigionamento, sottraendo il primato all'Algeria che dopo lo scoppio della guerra russo-ucraina si era confermata anno su anno come primo fornitore dell'Italia. Complessivamente via nave sono giunti presso i nostri 5 rigassificatori quasi 18,7 mld di mc (+41,7% su base annua) per una quota sul totale importato del 34%, 9 punti percentuali in più rispetto al corrispondente periodo del 2024. Un trend che si spiega quale co

nseguenza di diversi fattori: 1) una maggiore operatività dei rigassificatori ubicati presso le nostre coste (a differenza di quando è avvenuto l'anno prima in cui l'impianto di Livorno è stato fermo per manutenzione da aprile a novembre 2024); 2) la partenza della Fsrù di Ravenna, la BW Singapore, una nave rigassificatrice offshore (da 5 mld mc/a di capacità), acquistata da Snam nel 2022 e operativa da aprile 2025, che con la sua entrata in esercizio, aumenta la capacità complessiva di rigassificazione italiana fino a 28 mld mc/a, la terza a livello europeo dopo quella di Spagna e Francia (rispettivamente pari a 67 e 41 mld mc/a); 3) nuovi accordi di compravendita del Gnl stipulati soprattutto con gli Usa⁵, che al 3 dicembre 2025 avevano già inviato il 41% delle 205 metaniere giunte presso le nostre coste⁶ superando per la prima volta il Qatar (49 carichi), tradizionale *seller* del Gnl in Italia⁷.

Al Gnl segue come seconda fonte, l'Algeria: da Mazara del Vallo, infatti, sono transitati 18,6 mld di mc di gas (-3,4% sul periodo gen.-nov. 2024), assorbendo una quota sul totale

⁴ Snam, [Rigassificazione](#)

⁵ A metà maggio Edison riceve il primo carico di Gnl dall'impianto di Calcasieu Pass in Louisiana sulla base di un accordo di vendita da 1,4 mld di mc all'anno sottoscritto diversi anni fa ma fino a quel momento non onorato. L'impianto, infatti, a causa, secondo la versione di Venture Global, di prolungati problemi di affidabilità degli impianti di produzione di energia e a un nuovo approccio di progettazione e sviluppo, non ha esportato nessun carico alle aziende europee per ben 3 anni. Evenienza, che la porterà ad affrontare richieste di arbitrato da parte degli acquirenti per un valore superiore a \$7 miliardi. A luglio, invece, Eni ha firmato un contratto per l'acquisto di 2,8 mld/mc per 20 anni sempre con Venture Global, stavolta proveniente dall'impianto di Cameron Parish.

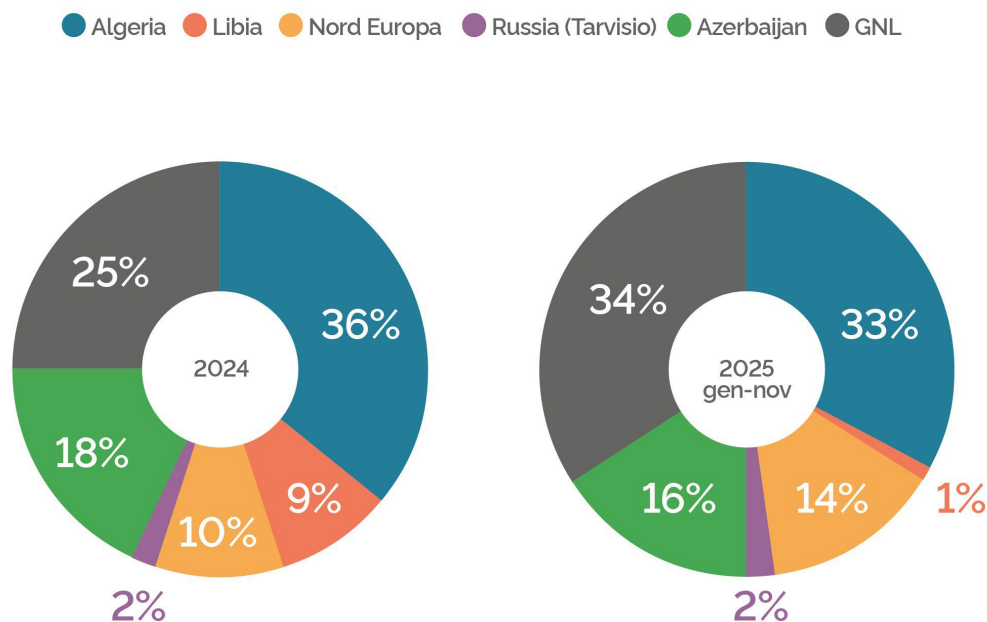
⁶ C. Dominelli, "Gas, così l'Italia ha sostituito tutti i volumi importati dalla Russia con i rigassificatori", *il Sole 24 Ore*, 12 settembre 2025.

⁷ M.V. Venturelli, "Rigassificatore, i primi mesi. Quindici carichi ricevuti per 1,5 miliardi di metri cubi di gas", *il Resto del Carlino*, 8 dicembre 2025.

importato del 33,5%. Al terzo posto l'Azerbaijani che si è fermato a 9,1 mld di mc, il 2,4% in meno rispetto allo scorso anno, poi il Nord Europa (7,7 mld di mc +43,7%), la Libia con 900 milioni di mc (-30,5%) e infine la Russia, con i flussi transitanti da Tarvisio pari ad appena 600 milioni di mc (-87,7%). A differenza di quanto avvenuto nel 2024, il gas proveniente da Mosca si è ridotto drasticamente, dopo che il 1° gennaio si è concluso il contratto di transito con l'Ucraina, rimanendo residuale nel mix di approvvigionamento dall'estero e coprendo appena l'1,1%. A titolo di comparazione nel 2021, prima del conflitto con l'Ucraina, il suo share aveva toccato il 39%. Se poi guardiamo in prospettiva, a meno di iperboliche inversioni di rotta degli Stati e delle istituzioni europee in caso di cessazione del conflitto, le molecole di gas russo dovrebbero progressivamente ridursi ulteriormente nel giro del prossimo biennio. Nella notte del 3 dicembre, infatti, è stato raggiunto l'accordo sul testo finale delle norme di RePowerEU sul *phase out* del gas russo che prevede già da inizio 2026 il divieto di importare Gnl su base spot e a partire dal 30 settembre 2027, oppure al massimo il 1° novembre a seconda dei livelli dello stoccaggio, di *gas piped*⁸.

Un'altra novità del 2025 riguarda la produzione nazionale che, per la prima volta dopo 15 anni, centra un aumento: + 20% sul 2024 per un volume che sfiora i 3 mld di mc grazie all'andata a regime, lo scorso inverno, del progetto di sfruttamento gas offshore Argo Cassiopea in Sicilia, il primo nuovo giacimento di grandi dimensioni entrato in esercizio in Italia da molti anni a questa parte. Chiudiamo, infine, con le riesportazioni, che dopo il netto calo dello scorso anno (-82%), hanno conosciuto un nuovo marcato aumento, quintuplicando fino a 1,8 mld di mc, il 90% dei quali in uscita da Tarvisio.

FIG. 2 - COMPOSIZIONE DELLE IMPORTAZIONI NAZIONALI PER TIPOLOGIA E PROVENIENZA



Fonte: Elaborazioni su dati Snam

⁸ "Phase out gas russo, c'è l'accordo", *Staffetta Quotidiana*, 3 dicembre 2025.

In un confronto del dato italiano con il mix di offerta dell'Unione Europea, quel che risulta è che in UE complessivamente nei primi 11 mesi del 2025 sono stati importati circa 280 mld. mc (+6% sul pari periodo del 2024), di cui 54,5% via gasdotto e la parte restante sotto forma di Gnl. Tra gli esportatori al primo posto si colloca la Norvegia con uno *share* del 30%, seguono gli Stati Uniti con il 26% (61% se si considera la quota di mercato solo del Gnl) e 12% per la Russia per un volume di circa 32,5 mld di mc equamente divisi tra via condotta e via Gnl⁹.

Mercato del gas: la situazione degli stoccaggi

La stagione di erogazione 2023-24 era terminata con gli stoccaggi ancora pieni per oltre la metà della loro capacità (58,5%), complice una variabile termica estremamente mite e una domanda debole, soprattutto per usi industriali e termoelettrici. Un livello confortevole che nel corso dei mesi successivi ha consentito una non problematica ricostituzione delle scorte: già a fine maggio i siti erano pieni quasi al 75%, mentre il target del 90% è stato raggiunto il 15 agosto, ben prima della data obiettivo fissata dalla Commissione UE (fine ottobre) e qualche giorno prima della media EU, al 90% il 20 agosto. Tuttavia, a novembre, l'inasprimento delle temperature e il contestuale minor apporto delle rinnovabili, ha determinato un significativo aumento della domanda per riscaldamento e per le esigenze della generazione termoelettrica a cui però si è sopperito non con maggiori importazioni, ma spingendo con le erogazioni degli stoccaggi: a novembre cresciute di +75%. Il che ha determinato una chiusura d'anno con un tasso di riempimento del 78,8% più basso rispetto all'81,3% del 2023 e 82,5% del 2022.

A gennaio 2025, invece, in linea con la dinamica intrapresa già a dicembre 2024, le erogazioni nette sono state quasi il 5% inferiori al pari mese del 2024, grazie a un import e una produzione interna in aumento. Questa fase di continenza delle scorte italiane è venuta meno a febbraio che ha registrato svassi record: +72% su febbraio 2024 (circa 500 mld di mc in più erogati), per supportare i picchi di domanda termoelettrica, riportando il livello di riempimento a fine mese a 48,5%, al di sotto del 57% del 28 febbraio 2024 e del quasi 60% del pari periodo 2023. Si tratta però di una dinamica circoscritta temporalmente al mese di febbraio, mentre nel prosieguo dell'anno tanto l'attività di erogazione, quanto quella di iniezione è avvenuta senza troppe criticità. A fine luglio le scorte italiane erano piene oltre l'80% contro un 69% della media UE, e nella prima metà di settembre¹⁰ è stato centrato con quasi due mesi di anticipo il "vecchio" target del regolamento europeo del 90% imposto dalla Commissione europea, peraltro attenuato nella sua versione modificata a luglio scorso che apre ad alcune flessibilità rispetto alla legislazione varata nel 2022¹¹. Il 31 ottobre, alla fine della stagione di iniezione il livello medio di riempimento dei siti in Italia era del 95%,

⁹ G. Repetto, "Il mercato europeo del gas all'inizio dell'inverno '25 e '26", Newsletter GME, n. 198, dicembre 2025.

¹⁰ "Stoccaggi gas UE all'80%, Italia al 90%", *Staffetta Quotidiana*, 16 settembre 2025.

¹¹ Tra queste: gli Stati membri, infatti, possono raggiungere l'obiettivo del 90% di riempimento in qualsiasi momento tra il 1° ottobre e il 1° dicembre; una volta raggiunto non è più obbligatorio mantenerlo fino al 1° dicembre; salvo l'esistenza di alcune condizioni specifiche del mercato, gli Stati membri potranno derogare il raggiungimento di tale obiettivo fino a 10 punti percentuali.

condizione quest'ultima facilitata anche dai premi di giacenza previsti dalla regolazione nazionale, mentre la media UE era dell'83%. Quella della Germania, primo Paese per capacità di stoccaggio disponibile, era al 75% in ragione di dinamiche di prezzi estivi poco incentivanti che non hanno contribuito a stimolare il raggiungimento di valori più elevati in assenza di premi regolatori. Il nuovo anno termico 2025-26 si apre con un tasso di riempimento italiano che continua a essere non proprio allineato con quello medio europeo e tedesco. Infatti, al 30 novembre se nei nostri siti sotterranei il livello delle scorte risultava dell'87%, la media UE era del 75% e quella tedesca addirittura sceso al 67%.

Mercato del gas: dinamiche di prezzo a confronto

Sul fronte dei prezzi, nel 2024 il Psv chiude in media a 36,3 €/MWh, quale risultato di un duplice andamento. A inizio 2024 temperature miti che hanno indebolito i consumi, un'offerta regolare senza particolari criticità, soprattutto via condotta, e un livello di scorte rassicurante hanno contribuito a una contrazione delle quotazioni spot al Psv che dai 36 €/MWh di dicembre 2023 erano scesi ai 26-28 di febbraio/marzo. A partire dal secondo trimestre, però, l'intrecciarsi di fattori congiunturali legati ai fondamentali di mercato, hanno innescato i primi rialzi. Manutenzioni ripetute su alcuni impianti in Norvegia, da cui l'Europa dipende sempre di più in termini di importazioni di gas via gasdotto; una rinnovata concorrenza per l'accaparramento dei carichi di Gnl, soprattutto quelli su base spot con l'Asia alle prese con una domanda in crescita; il clima di tensione per i diversi teatri di crisi dal Medio Oriente alla Russia (la scadenza del contratto di transito con l'Ucraina, il contezioso OMV¹² e Gazprom) hanno dato una spinta al Psv che dai 28,7 €/MWh di marzo si è portato ai 36 €/MWh di giugno. Da allora, a eccezione delle lievi flessioni di luglio e settembre, i prezzi continuano la loro corsa per chiudere l'anno a 47,5 €/MWh, scontando un *risk premium* sempre più elevato man mano che si avvicinava la data del 31 dicembre senza aver trovato una rotta alternativa al residuale gas russo che transitava per l'Ucraina. Per quanto ridottosi rispetto ai livelli ante-guerra, quest'ultimo ha continuato ad attestarsi complessivamente sui 16 mld di mc (pari a circa il 5% delle importazioni complessive di gas naturale dell'UE e al 9,3% di quelle italiane). Al fattore geopolitico, circoscritto, come detto, non solo alla Russia (si vedano le criticità che hanno interessato il checkpoint di Suez), si è aggiunto il fattore clima, con un inasprimento delle temperature che sul finire dell'anno, ha sostenuto i consumi per riscaldamento. Per l'Italia ha pesato anche la riduzione dell'import a causa dei lavori di manutenzione straordinaria presso i terminali di Livorno e Panigaglia e il gasdotto di collegamento con l'Algeria.

Gli spunti rialzisti di fine 2024 si sono amplificati all'inizio del nuovo anno con un Psv che dai 45-47 di novembre e dicembre, è rimbalzato ai quasi 50 €/MWh di gennaio, per poi toccare i 53€/MWh a febbraio. A innescare il rialzo la chiusura dell'ultimo flusso di gas russo verso l'Europa Centrale che, in un contesto di consumi sostenuti nel termoelettrico, ha generato un'ondata speculativa guidata non tanto dai fondamentali quanto dalle aspettative

¹²L'austriaca OMV ha interrotto il contratto di fornitura di gas con Gazprom a fine 2024 a causa di controversie contrattuali, dopo aver vinto un arbitrato per €230 milioni e subito un taglio delle forniture a novembre 2024. Il lungo contratto, originariamente previsto fino al 2040, è stato rescisso da OMV.

sull'evoluzione dello scenario geopolitico e dalle preoccupazioni in vista del processo primaverile di riempimento delle scorte. Queste ultime, tra l'altro, maggiormente intaccate rispetto ai due inverni precedenti, che ha portato lo spot giornaliero fino a 61,2 €/MWh (12 febbraio) e i prezzi dell'energia elettrica oltre i 200 €/MWh.

Quel che sembrava però una spinta inarrestabile verso l'alto, comincia a perdere velocità a metà febbraio, quando i valori iniziano a ripiegare riportandosi progressivamente prima sotto i 50 e poi sul finire di marzo intorno a 41 €/MWh. L'avvio delle trattative per una possibile fine della guerra russo ucraina, che alimenta le ipotesi per un ritorno, sebbene non quantificabile, del gas russo; temperature più miti e un buon contributo delle fonti rinnovabili che hanno ridimensionato la domanda di gas e il prelievo dai siti di stoccaggio sono state le protagoniste di queste movimentazioni al ribasso nel mercato energetico. A supportare questo trend *bearish* che da febbraio diventerà la costante del mercato, hanno concorso anche i timori circa una possibile recessione economica scaturente dall'introduzione dei dazi trumpiani, politica poco chiara e soggetta a più fasi di revisione nel corso dei mesi.

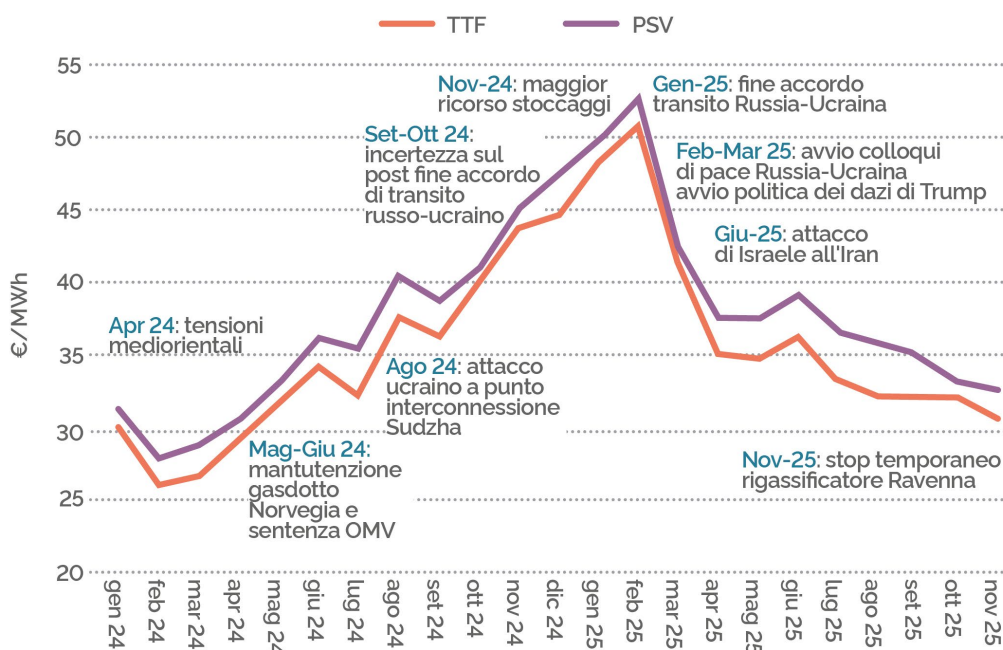
Ad aprile la perdita di quota dei prezzi (-11,5% e un valore medio di 37,6 €/MWh) è ascrivibile al combinarsi di più fattori: consumi contenuti in ragione di un clima mite, buona disponibilità di Gnl sul mercato per via della poca dinamicità degli acquisti dei *buyers* asiatici, allentamento delle regole sulla ricostituzione degli stoccaggi in Europa che ha previsto una maggiore flessibilità negli obiettivi di riempimento. A maggio, invece, forze di segno opposto hanno contribuito a mantenere in media un prezzo sui medesimi valori di aprile. Nella prima parte del mese la temporanea riduzione dei flussi di gas provenienti dalla Norvegia per manutenzioni straordinarie, una ripresa della domanda dopo le festività pasquali e gli altri ponti di fine aprile, un contesto geopolitico teso che ha visto anche scemare la possibilità di una risoluzione del conflitto russo-ucraino, un rimbalzo tecnico delle quotazioni e timori di un mercato corto in caso di conformità ai nuovi dettami comunitari che puntano a uno sganciamento totale dal gas russo entro il 2027 hanno contribuito a sostenere i prezzi, ripiegati poi nell'ultima parte di maggio in corrispondenza di un ritorno alla normalità delle esportazioni di gas dalla Norvegia e una buona disponibilità di fonti rinnovabili.

Giugno ha costituito l'eccezione di tutto il 2025: il Psv in un solo mese ha guadagnato il 4% per una media di 39,1 €/MWh. In questo caso, i prezzi hanno reagito all'apertura di un nuovo teatro di guerra in Medio Oriente, con l'attacco di Israele all'Iran, il successivo coinvolgimento degli Stati Uniti, e le preoccupazioni per una possibile chiusura dello Stretto di Hormuz, uno dei *chokepoint* più strategici al mondo per il transito di prodotti energetici, compreso il Gnl di origine qatarina. Rientrata la crisi, con l'accettazione delle parti di una tregua, è venuto meno il *risk premium* e i prezzi si sono sgonfiati. A luglio i prezzi hanno perso un 6% portandosi a 36,7 €/MWh, ad agosto un 3% e un 2% a settembre come conseguenza principalmente di un nuovo calo dei consumi che ha fatto da contraltare: a) a un'offerta in crescita, soprattutto quella via metaniera non solo per l'aumento dell'offerta globale (grazie alla partenza di nuovi impianti di liquefazione), ma per la scarsa concorrenza dei mercati asiatici interessati da una stagnazione della domanda, che si è riflessa in una contrazione del differenziale di prezzo UE-Asia; b) al venire meno delle preoccupazioni circa la fase di riempimento degli stoccaggi, grazie anche alle flessibilità regolatorie introdotte. Minimo, e

comunque circoscritto nel tempo, l'impatto sui prezzi di eventi dagli spunti rialzisti: riduzione dei flussi dalla Norvegia per manutenzione non programmata e la proposta della Commissione europea del 19 settembre di un piano per mettere gradualmente fine alle importazioni di gas russo, con l'obiettivo di cessare le importazioni tramite contratti a lungo termine entro la fine del 2027.

Anche l'avvio della stagione autunnale non ha sortito alcun effetto rialzista sui prezzi, che in media hanno continuato a mostrare un movimento al ribasso mese su mese: -2 €/MWh a ottobre e -0,5 €/MWh a novembre che ha chiuso a 32,6 €/MWh sulla scia di fondamentali che permangono ribassisti. Sebbene al ribasso però, merita rilevare nel caso del Psv una spiccata volatilità delle quotazioni e il susseguirsi di fasi rialziste più frequenti rispetto a quelle degli altri hub europei, *in primis* il Ttf da cui ha mostrato, soprattutto a novembre, un movimento divergente con un allargamento dello spread fra i due che ha toccato su base giornaliera i 5,5 €/MWh il 27 novembre. Lo stop temporaneo, dovuto alle condizioni meteorologiche avverse del rigassificatore di Ravenna, unitamente alla fermata per manutenzione anche del rigassificatore onshore di Panigaglia (dal 22 novembre al 20 dicembre) e alle temperature medie di nuovo in discesa che hanno sostenuto la domanda per riscaldamento hanno arginato il *mood* di progressiva decrescita che sta caratterizzando l'hub olandese¹³, che in media annua arriva a 37 €/MWh rispetto ai 39,3 €/MWh del Psv.

FIG. 3 - ANDAMENTO PREZZI SPOT AL PSV E TTF 2024-2025 E PRINCIPALI EVENTI CONGIUNTURALI CHE IMPATTANO SUI PREZZI



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Platts

¹³ Al Ttf a novembre i prezzi si attestano in media a 30,5 €/MWh, stabili su ottobre, ma con valori giornalieri che sul finire del mese scendono sotto la soglia dei 30 €/MWh. Ciò si spiega in ragione di: previsioni di temperature meno rigide nei prossimi giorni, buona disponibilità di Gnl, le notizie degli ultimi giorni sui negoziati sull'Ucraina e la decisa tendenza degli investitori finanziari operanti al Ttf, come banche e hedge fund, a prendere posizioni corte.

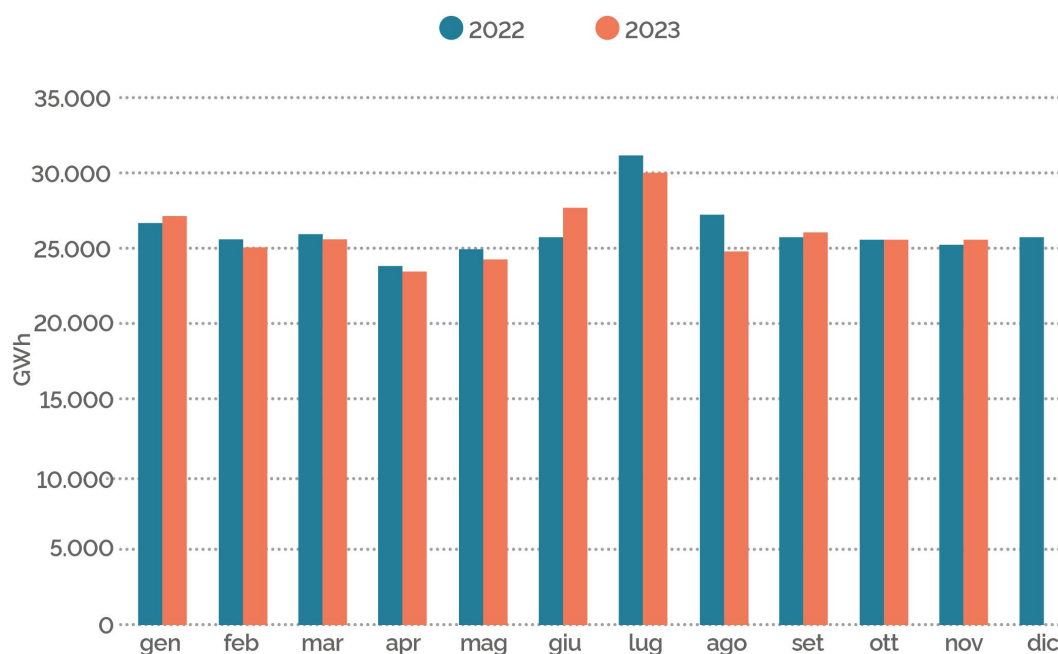
Mercato dell'elettricità: la richiesta e il mix elettrico per coprirla

In Italia, cumulativamente da gennaio a novembre, la richiesta elettrica dalla rete ammontava a 284,3 TWh, in leggero calo rispetto al pari periodo 2024 (-0,8%), ma in lieve aumento rispetto ai corrispettivi del 2023 (+1%).

Nel confronto con il pari mese del 2024 si nota come i consumi¹⁴, nel 2025, siano stati più alti a gennaio, a giugno e poi sul finire dell'anno, mentre siano risultati più bassi negli altri mesi. L'incremento più alto si è verificato in corrispondenza di giugno (+7,4%) a causa della maggiore richiesta di elettricità per rinfrescamento e in novembre (+2%), grazie a un aumento della domanda industriale e all'effetto delle temperature rigide di fine mese.

Al contrario, la flessione più marcata si è registrata ad agosto (-9%), che è risultato un mese meno torrido rispetto al 2024.

FIG. 4 - RICHIESTA ELETTRICA DALLA RETE 2024 E 2025: VALORI MENSILI



Fonte: Elaborazione Rie su dati Terna

Guardando ai consumi industriali, l'indice Imcei elaborato da Terna, che prende in esame i consumi industriali di circa 1.000 imprese "energivore", nel 2025 è risultato su base congiunturale (ovvero rispetto al mese precedente) a crescita intermittente: in rialzo da gennaio a maggio con l'eccezione di aprile, stabile a giugno e luglio, in calo ad agosto dato anche il fermo produttivo per la pausa estiva, in rialzo a settembre, ottobre e di nuovo in calo a novembre.

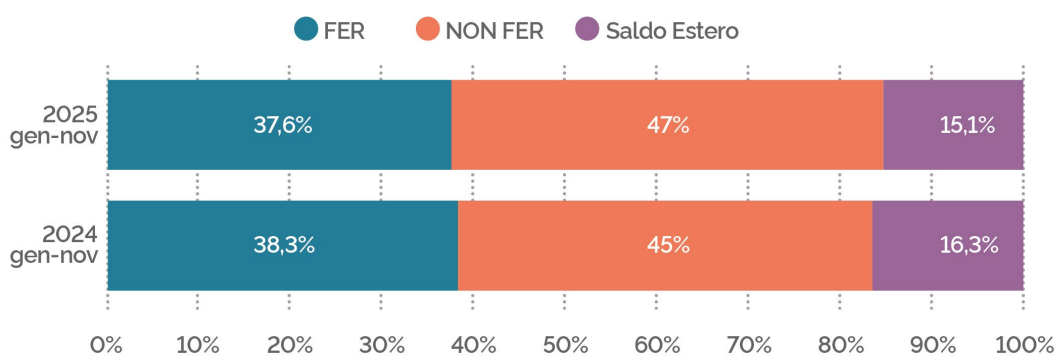
Su base tendenziale e in confronto con il pari mese del 2024, l'Imcei risulta in calo quasi sempre ad eccezione di maggio (+1%) e degli ultimi tre mesi del 2025 (+3% a settembre e +

¹⁴ Si considera il dato non destagionalizzato e corretto dagli effetti contrapposti di calendario e temperatura.

2% a ottobre, e +2,6% novembre). Merita però rilevare come il dato aggregato di questo indice nasconda una notevole eterogeneità tra i settori energivori: negli undici mesi del 2025 risultano positivi i comparti dell'industria alimentare, cemento calce e gesso, meccanica, siderurgica. Negativi invece i comparti della carta, metalli non ferrosi e chimica, ceramiche e vetrarie.

Sul fronte dell'offerta a soddisfare la richiesta di energia hanno concorso per un 47% le fonti energetiche non rinnovabili (1 punto percentuale in più sul 2024), per un 37,6% quelle rinnovabili, mentre la restante parte il saldo estero. Tra le fonti energetiche non rinnovabili è stato il gas a farla da padrone con uno *share* del 40% circa, mentre residuale la percentuale delle biomasse (4%) e del carbone che conta per meno dell'1%. Il paniere delle fonti rinnovabili invece ha visto al primo posto il solare con un 15% (+ 3 punti percentuali sui pari mesi 2024), seguito da idro al 14% che, rispetto allo scorso anno, perde il suo primato di prima fonte rinnovabile ed eolico al 7%. Appena il 2%, ma costante nel tempo, l'apporto del geotermico. Si riduce rispetto agli undici mesi precedenti anche il ricorso alle importazioni, con un saldo estero che pesa sulla richiesta di energia per un 15% vs ai 16% del corrispondente periodo del 2024.

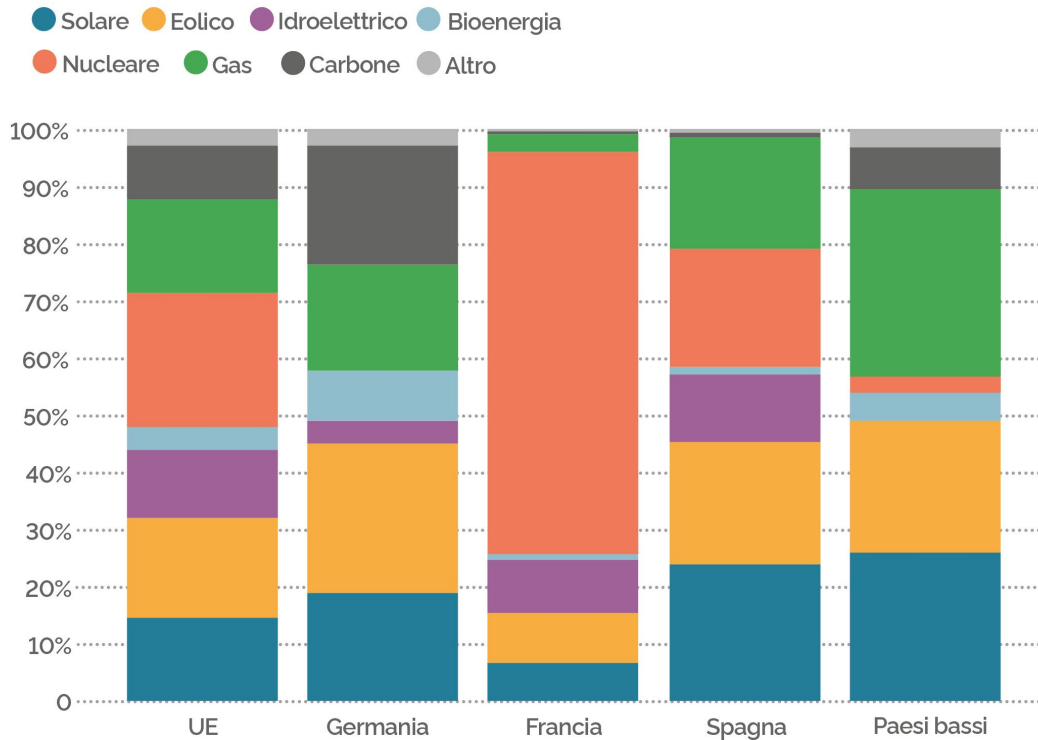
FIG. 5 - COPERTURA FABBISOGNO ELETTRICO ITALIA



Fonte: Elaborazione Rie su dati Terna

Ampliando lo sguardo all'intero continente, nel complesso, nel 2025 (gen.-nov.) in UE si sono registrati consumi elettrici stabili (+1,3% sui pari mesi del 2024), con un mix di generazione che ha visto come prima fonte il nucleare con uno *share* del 23%, seguita da eolico (17%) e gas con il 16,5%. Si è fermato a un 15% il solare, a un 12% l'idro, mentre è sceso, per il secondo anno consecutivo, sotto al 10% il carbone. Si tratta di un valore medio che non rispecchia la composizione dei mix nazionali che variano enormemente tra i Paesi europei, riflettendo le loro risorse naturali, le scelte politiche e gli investimenti recenti. Più orientata al nucleare la Francia, fonte che nel 2025 ha prodotto quasi il 71% della sua elettricità; dominati dalle fonti rinnovabili i fuel mix di Germania e Paesi Bassi con uno share sopra il 50%; ancora dipendente dalle fossili per quasi un 40%, la generazione elettrica dei Paesi Bassi. Tutti i Paesi considerati hanno conosciuto un incremento della domanda elettrica sul pari periodo del 2024.

FIG. 6 – MIX DI GENERAZIONE DEI PRINCIPALI PAESI DELL’UE NEL 2025



Fonte: Elaborazione Rie su dati Ember

Mercato dell’elettricità: dinamiche di prezzo a confronto

Il principale driver che influenza l’andamento delle quotazioni dell’elettricità continua ad essere il gas, essendo ancora oggi il termoelettrico la principale tecnologia marginale che determina il prezzo elettrico per la maggior parte delle ore: per più del 70% delle ore nel 2024 e per quasi il 60% nel 2025. Tuttavia, merita rilevare per il 2025, a differenza di altri anni, una minore corrispondenza di andamento tra il prezzo del gas e quello dell’elettricità, quest’ultimo, in alcuni mesi in rialzo a dispetto di una flessione del costo di generazione a gas. Capiamone le dinamiche tanto per il 2024 quanto per il 2025.

Nel 2024 il valore medio del Prezzo unico nazionale (Pun) è stato pari a 108,5 €/MWh, quasi 19 €/MWh in meno rispetto al 2023 (-15%). È il valore più basso dal 2020 ma comunque il più caro tra quelli registrati nelle diverse borse elettriche europee e l’unico ad aver superato la soglia dei 100 €/MWh. Il calo registrato nel 2024 è stato causato principalmente da una forte contrazione registrata nel primo trimestre dell’anno con medie mensili a gennaio e febbraio rispettivamente più basse del 14% e del 12% rispetto al mese prima e di oltre il 40% rispetto ai medesimi mesi del 2023 (per un valore di 99,1 e 87,6 €/MWh). Complici di queste movimentazioni al ribasso la flessione dei prezzi della generazione a gas, con un Psv che si è riportato sui valori dell’estate 2021; una buona disponibilità di fonti rinnovabili; un marcato aumento delle importazioni nette dai paesi limitrofi che a febbraio hanno toccato i massimi storici, in ragione di prezzi elettrici sulle altre piattaforme europee nettamente più convenienti di quella nostrana; un calo sostenuto dei prezzi dei permessi di emissione a gennaio e

febbraio, per quotazioni giornaliere sotto la soglia dei 60 €/ton. Al contrario, si assiste a un andamento tendenzialmente rialzista – pur in presenza di quotazioni giornaliere contraddistinte da volatilità – negli altri trimestri dell’anno in risposta ai fondamentali di domanda e offerta (disponibilità di fonti alternative al gas), all’andamento del prezzo dei permessi di emissione e per l’appunto a quello del prezzo del gas.

A un 2024 di decrescita sul fronte del Pun, fa da contraltare un 2025 di aumento. Da gennaio a novembre, la media si è attestata a 116,2 €/MWh, un 10% più alta rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente. Il rialzo maggiore si è consumato nei primi due mesi dell’anno e a giugno, mentre più altalenante e “ballerino” l’andamento nel resto dell’anno, in cui non sono mancate fasi marcatamente ribassiste (marzo e aprile), fasi di stazionarietà delle quotazioni (luglio e settembre) e nuovi balzi in avanti (ottobre-novembre).

Il primo bimestre 2025 ha visto un Pun Index¹⁵ toccare i livelli massimi degli ultimi 2 anni: a gennaio i prezzi hanno conosciuto un balzo di quasi il +6% su dicembre 2024 e un incremento del 44,2% su base annua, per un valore medio di 143 €/MWh, mentre a febbraio sono stati toccati i 150,4 €/MWh (+5%), con punte giornaliere di 171,9 €/MWh. Questo andamento è spiegato dal contemporaneo aumento dei prezzi del gas, da consumi in ripresa e da un forte contributo (superiore al 50% a gennaio) del termoelettrico al mix elettrico nazionale, contestualmente a un minor apporto di rinnovabili intermittenti e importazioni.

A partire da metà febbraio, però, i prezzi elettrici conoscono una progressiva decrescita riportandosi sotto i 140 €/MWh, per poi registrare in marzo una media di 120,55 €/MWh (con punte al ribasso inferiori ai 100 €/MWh), di 99,9 €/MWh ad aprile e di 93,6 €/MWh a maggio. Un raffreddamento delle quotazioni che ha riflettuto il marcato ridimensionamento della *commodity* gas, una migliorata offerta rinnovabile con idroelettrico e solare in abbondanza da erodere spazio alle centrali a ciclo combinato e consumi anemici.

Giugno ha invertito di nuovo il trend con prezzi tornati ad aumentare: il Pun in un solo mese ha guadagnato parte delle perdite accumulate precedentemente, attestandosi di nuovo a 117,8 €/MWh (+20% su maggio) risentendo sia dei fondamentali del mercato (maggiori consumi spinti da temperature roventi) che dell’instabile e incerto contesto internazionale (attacco di Israele in Iran) che ha influenzato l’andamento delle altre commodities energetiche, a cominciare dal gas.

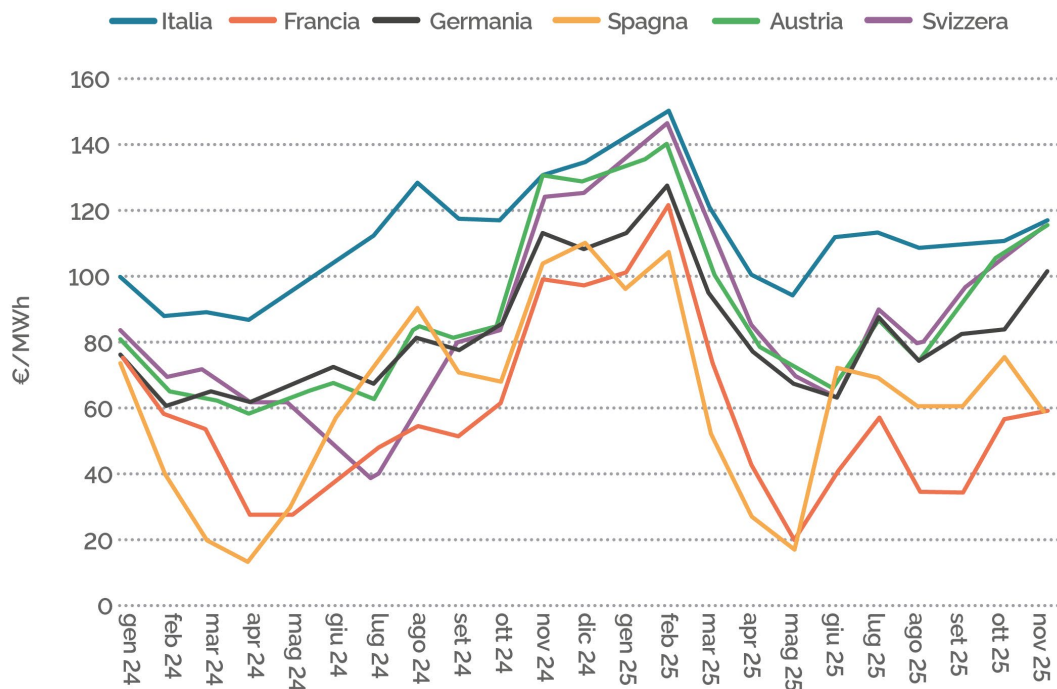
¹⁵ Il 2025 si apre con alcune importanti riforme del mercato elettrico. Tra le principali novità vi è il superamento del tradizionale Pun (Prezzo unico nazionale) in favore del Pun Index Gme, entrato in vigore il 1° gennaio di quest’anno. Mentre il Pun tradizionale era calcolato come semplice media aritmetica dei prezzi zionali, il Pun index è la media dei prezzi zionali ponderata per le rispettive quantità acquistate in ciascuna zona. Questa riforma è finalizzata a favorire un’unica soluzione di *price coupling* in tutta Europa ed a garantire una maggiore integrazione tra i mercati elettrici nazionali. Inoltre, tenendo maggiormente conto delle differenze di prezzo tra le zone geografiche in Italia, il nuovo Pun Index sarà in grado di fornire segnali di prezzo più coerenti con le caratteristiche dei mercati zionali, creando opportunità di ottimizzazione dei consumi e una maggiore efficienza dei mercati. La normativa di riferimento: le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico che recepiscono le disposizioni introdotte dall’Arera con Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm.ii; il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (Tide), nonché le ulteriori disposizioni previste dal D.M. MASE 151/2024.

Nel trimestre estivo, il Pun ha segnato un valore medio 110,3 €/MW, in aumento dell'8% sui tre mesi precedenti ma in calo di un altrettanto 8% sul pari periodo 2024, caratterizzato da temperature medie ben più torride (soprattutto a luglio) che avevano sostenuto consumi e prezzi. Su base mensile però, l'andamento non è stato lineare: leggermente al rialzo a luglio (+1,2%), in calo ad agosto (-4%) e stabile a settembre (+0,3%). In questo caso, i prezzi hanno risentito di forze dal peso contrapposto: forze ribassiste come il continuo calo del costo di generazione a gas e la riduzione dei consumi circoscritta ad un agosto meno afoso del solito; e rialziste rappresentate invece da una maggiore domanda a luglio (+12%), una maggiore incidenza del termoelettrico per la generazione elettrica e soprattutto, un prezzo della CO₂ galoppante e stabilmente sopra i 70 €/ton fino a toccare, in media i 75 a settembre. Quest'ultimo driver sembra essere stato quello più rilevante ai fini del mantenimento di prezzi del Pun elevati.

Chiudiamo infine, rilevando il rialzo contenuto di ottobre (+2%) e quello più evidente di novembre (+5,4%), in linea con i rialzi delle quotazioni osservati anche sulle altre principali borse elettriche europee, compresa quella svizzera e francese da cui l'Italia importa elettricità.

In assenza di evidenti e rilevanti variazioni sul fronte dei fondamentali di mercato e nonostante prezzi del gas in caduta, ancora una volta verosimilmente a supporto dei prezzi ha concorso un prezzo della CO₂ che ha centrato mese su mese nuovi rialzi fino a chiudere novembre a quasi 81 €/ton, il valore più alto da settembre 2023.

FIG. 7 - ANDAMENTO DEL PUN E DELLE PRINCIPALI BORSE ELETTRICHE EUROPEE
2024 E 2025



Fonte: Elaborazione Rie su dati Gme

Volendo inquadrare l'andamento della borsa italiana rispetto a quello degli altri mercati di riferimento europei, si evince tanto per l'anno appena concluso quanto per quello precedente una duplice evidenza: la nostra piattaforma 1) segue gli stessi movimenti delle altre, con quotazioni in decrescita nel 2024 e in crescita nel 2025; 2) si conferma come la più cara. Ciò che invece diverge è la velocità con cui i prezzi si sono contratti o sono cresciuti.

Nel 2024 la prima borsa europea per convenienza è stata quella francese, dove il prezzo elettrico ha registrato un calo del 40% rispetto al 2023, assestandosi intorno ai 58€/MWh. In Spagna e Svizzera i prezzi medi annuali sono stati rispettivamente di 63 e 76 €/MWh, con un calo del 30% rispetto al 2023. Riduzioni del 20% e 18% si sono registrate rispettivamente in Austria e Germania, con prezzi medi annuali pari a 81 €/MWh e 78,5 €/MWh. L'Italia è l'unico Paese in cui il prezzo elettrico ha superato la soglia dei 100 €/MWh e quello a registrare la diminuzione meno marcata (-15%).

Anche nel 2025 le differenze nei tassi di variazione dei prezzi fra i vari mercati continuano ad essere evidenti: si va dal +8% della Francia che però è risultata essere la seconda borsa più conveniente (59,1 €/MWh) dopo la Spagna (+9% e 58,7 €/MWh) al +41% della Svizzera, che con 116,8 €/MWh è stata la piattaforma più vicina all'Italia, quest'ultima seppur di poco, quella ad esibire i prezzi più alti.

Conclusioni

Il racconto delle dinamiche degli ultimi due anni ci suggerisce, almeno sulla carta, per i mercati del gas e dell'elettricità, l'avvio di un percorso verso un nuovo equilibrio, sebbene questo rimanga comunque fragile (un evento esogeno è sempre in agguato) e dai contorni non nitidissimi.

Quanto al gas, almeno sul breve periodo, è possibile intravedere un trend di graduale decrescita delle quotazioni dopo le turbolente performance registrate negli anni addietro. Una tesi che trova corrispondenza da un lato, in consumi previsti in calo e dall'altro, in una buona e rinnovata disponibilità di offerta, soprattutto quella di gas liquefatto che grazie all'entrata in funzione di nuova capacità di liquefazione (in primis negli Usa e in Qatar) dovrebbe consentire all'Europa e quindi all'Italia di superare, senza troppe criticità, il definitivo *phase out* del gas russo, come richiesto dalle istituzioni europee. L'aumento dell'offerta di Gnl, infatti, sta giocando un ruolo chiave nel riequilibrare i mercati globali del gas, migliorando la sicurezza e la flessibilità dell'approvvigionamento.

Relativamente all'elettricità, l'attesa diminuzione del costo del gas (se effettivamente potrà realizzarsi) e l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili in linea con la traiettoria prevista dal Pniec potrebbero verosimilmente favorire una discesa dei prezzi elettrici, anche se in questo caso gli elementi di incertezza (domanda dei *datacenter* e una maggiore elettrificazione dei consumi finali) sono maggiori, come dimostra l'aumento delle quotazioni nella seconda parte del 2025 che poco ha riflesso la diminuzione dei prezzi gas.

2. Stoccaggio energetico: dall'esempio italiano alle sfide UE

Alberto Prina Cerai

Lo scorso 30 settembre l'Italia ha dimostrato – senza troppe sorprese, considerato il vivace mercato che gravita intorno alle rinnovabili, nonostante le incertezze normative – di poter diventare un polo e riferimento europeo anche per lo sviluppo di più ampie capacità di stoccaggio energetico. Con la prima asta competitiva completata per l'installazione di Battery Energy Storage Systems (Bess) su scala *utility* attraverso il “*Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico*” (Macse) – lo strumento con cui Terna accelera lo sviluppo di sistemi di accumuli su larga scala, pensati per integrare le fonti rinnovabili e garantire maggiore efficienza e flessibilità al sistema elettrico, sono stati assegnati 9.968 MWh di contratti per capacità di accumulo di 6-7 ore, suddivise in quattro aree (Centro Sud; Sud e Calabria; Sicilia; Sardegna), definite per un minimo e un massimo di quantità di approvvigionamento, per un volume di investimento mobilitato di oltre 1 miliardo di euro¹. Si tratta di un primo, decisivo passo verso un sistema maggiormente bilanciato, laddove la crescita di impianti solari ed eolici nell'ottica dei target Pniec (63,4% dei consumi elettrici da fonti rinnovabili e 39,4% dei consumi finali entro il 2030)² impone l'urgenza di prevedere e garantire capacità di assorbimento della potenza generata (ma non consumata o soggetta a *curtailment*) per mitigare gli squilibri che in contesti estremi come quello spagnolo hanno portato – per la concomitanza di fattori tecnici e regolatori – al collasso della rete elettrica ad aprile 2025 e che possono portare al più diffuso “cannibalismo” dei prezzi negativi, dovuti al surplus di energia rinnovabile in ore di bassa domanda.

A fine 2024 risultavano installati in Italia quasi 5 GW di potenza in sistemi di accumulo, per 12,9 GWh di capacità totale (escludendo il tradizionale stoccaggio idroelettrico, settore nel quale il Paese è leader europeo). Nonostante la taglia, lo storage italiano è ancora dominato dagli impianti domestici e commerciali di piccole dimensioni – quelli che vengono definiti dagli operatori *behind-the-meter* (Btm). Tali impianti sono proliferati soprattutto dopo le infauste conseguenze dell'invasione russa dell'Ucraina, con il picco sui prezzi del gas e dell'elettricità che ha portato alcune categorie di consumatori a ricorrere all'installazione di batterie e impianti FV di taglia residenziale principalmente, beneficiando degli incentivi fiscali previsti con il “Superbonus”³. Infatti, il 70% della capacità di accumulo elettrochimico era associata a impianti fotovoltaici, mentre solo il 30% era *standalone* (ovvero sistemi di stoccaggio pensati per essere ancillari alla rete elettrica). L'obiettivo di Terna, che ha esplicito mandato di garantire equilibrio tra energia elettrica prodotta e consumata sul suolo nazionale,

¹ “Terna, conclusa la prima asta Macse: Assegnati 10 GWh di capacità di accumulo di energia” Terna, Comunicato Stampa, 1 ottobre 2025.

² Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, giugno 2024.

³ *E3 Analytics*, “*Analysis of the Battery Storage Market – Italy*”, maggio 2023.

Con il 57% della capacità, si sono aggiudicate la maggior parte delle assegnazioni società a partecipazione dello Stato, dimostrando come questi asset siano ritenuti strategici per la stabilità del sistema elettrico nazionale⁵. Si tratta di progetti *stand-alone*, che funzioneranno per bilanciare l'integrazione di energia rinnovabile del Paese con il supporto dei proprietari dei Bess, che riceveranno un prezzo medio, sorprendentemente basso, di €12,959 MWh/anno (dal momento che lo schema di assegnazione prevedeva *pay-as-you-bid*, quindi alcuni riceveranno di meno, altri di più)⁶. Il prezzo di *clearing* al ribasso, a seguito della feroce competizione, dimostra come gli investitori interessati all'asta abbiano preferito contratti a lungo-termine e ritorni garantiti da Terna (sottoforma di pagamenti mensili) piuttosto che aprirsi al rischio, più remunerativo ma sostanziale, delle fluttuazioni dei prezzi dei mercati elettrici attraverso il cosiddetto "arbitraggio energetico", come avviene per esempio sempre più di frequente in Cina, dopo la recente riforma, ma anche negli Stati Uniti⁷. Questa strategia apparentemente conservativa, secondo alcune analisi, e indotta dalla competizione per aggiudicarsi le capacità potrebbe aver penalizzato aspetti che riguardano la resilienza della *supply chain* o la *cybersecurity*⁸ – aspetti rilevanti che riguardano l'ormai osmotico allargamento della "sicurezza energetica" ad altri domini, quali quello "industriale" (relativo alla produzione degli asset infrastrutturali, delle tecnologie e materiali critici) e quello "digitale" per la gestione dei Bess una volta integrati nella rete elettrica nazionale. Altre riflessioni, invece, propongono l'esito dei prezzi d'asta a partire dalla natura e posizione dominante di alcuni degli investitori, che avrebbero potuto beneficiare di economie di scala, vantaggi derivanti da esistenti infrastrutture di rete e diritti sulle aree di concessione⁹.

Ciononostante, aumentare la quota di questi impianti rimane essenziale, e per realizzare questo obiettivo l'introduzione di uno strumento come il Macse risulta funzionale al fine di promuovere investimenti privati in infrastrutture - come gli impianti di stoccaggio elettrico - sempre più strategiche non solo per il loro ruolo tecnico e ancillare ma anche per la funzione "pedagogica" che queste nuove tecnologie hanno per l'intero sistema elettrico e per gli asset potenzialmente integrabili¹⁰. D'altronde, con la progressiva elettrificazione – a valle e a monte del sistema – il vantaggio di disporre di queste infrastrutture avrà ricadute anche per le

⁵ Rendiconto degli Esiti Aggiornato – Asta MACSE 2028, Terna, 7 ottobre 2025. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-termine-stoccaggi/esiti-aste>

⁶ C. Murray, "Terna is the big winner: Taking stock of Italy's MACSE auction", *Energy Storage News*, 28 ottobre 2025.

⁷ Il *merchant* è una strategia di business per gli sviluppatori delle Bess che prevede di accumulare energia quando "costa" poco – ore di picco di produzione dalle rinnovabili – e rivenderla quando il mercato la prezza di più. Sul caso cinese si veda A. Prina Cerai, "Emissioni 2035: la Cina accumula energia", ISPI Commentary, 3 ottobre 2025.

⁸ L. Poderico, "Vademecum MACSE", *Energia 4/2025*, pp. 43-49.

⁹ D. Battista, "With MACSE, the Italian BESS Market Looks to Stability Instead of Merchant Upside" Pexapark Blog, 3 novembre 2025.

¹⁰ Il Macse si articola su un quadro normativo complesso: introdotto dal *d.lgs. 210/2021*, disciplinato nei criteri operativi dalla delibera Arera 247/2023, validato dalla Commissione europea a dicembre 2023 e approvato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (Mase) con decreto del 10 ottobre 2024. A differenza di strumenti di *capacity market* – che remunerano l'installazione di capacità di generazione programmabile all'interno del sistema elettrico – il Macse offre le condizioni per incentivare la flessibilità, oltre che adeguatezza, della rete soprattutto laddove è più conveniente ed efficiente installare i Bess (nelle regioni italiane dove è più alta la penetrazione di fonti non programmabili e dove le interconnessioni sono più limitate).

condizioni abilitanti per attirare segmenti famelici di elettroni, come veicoli elettrici (EV) e data center (Figura 8). Tuttavia, come specificato poco sopra, il Macse è stato pensato prima di tutto per orientare gli investimenti in capacità di accumulo laddove più richiesti dal sistema elettrico. Questo non precluderà la possibilità che dal sistema di contratti *time shifting* – che regola come questi accumuli potranno operare sui mercati elettrici secondo il quadro normativo di riferimento¹¹ – si possano prevedere meccanismi alternativi.

Oltre alla questione del mercato elettrico, vi è stata poi la scelta dettata dalla tecnologia. Come specificato dal documento Terna, per ciascun Sistema di Stoccaggio selezionato è stato previsto l'impiego di batterie agli ioni di litio (LiB) dal momento che si tratta della più matura e competitiva tecnologia, per prestazioni e costi, a livello industriale rispetto ad altre alternative in fase di sviluppo sul mercato. Questo orientamento è un chiaro segnale, per l'Italia e l'Europa, di come un Transmission System Operator (Tso) del calibro di Terna veda l'orizzonte tecnologico per questa tipologia di stoccaggio nonché la sua compatibilità con le future esigenze del sistema energetico. Un sito Bess è pensato per stoccare energia generata da fonti non programmabili, come sole e vento, da società *utility* o sviluppatori per un utilizzo nelle fasce orarie di maggiore consumo. Questi sistemi utilizzano appunto batterie per gestire e ottimizzare offerta e domanda di elettricità, assicurando una distribuzione efficiente e sostenibile dell'energia. In termini molto generali, una tecnologia (o *container*) Bess è composta da:

- 1) batterie, generalmente più moduli interconnessi;
- 2) inverter che convertono l'energia accumulata in forma utile per il dispacciamento;
- 3) un sistema di gestione della batteria (Bms) che assicura la performance ottimale e la sicurezza dei moduli;
- 4) un sistema di gestione dell'energia che controlla la distribuzione e l'integrazione dell'energia nella rete;
- 5) un sistema di raffreddamento, particolarmente importante per i cicli di carica e scarica;
- 6) un sistema di emergenza.

Allo stato attuale, molti dei Bess vengono consegnati “chiavi-in-mano” a operatori *utility* o altri sviluppatori leader a livello internazionale (come Tesla Energy, Sungrow o Wartsila) quindi con le componenti già fabbricate e integrate all'interno, e tra i *container*, con il range dei prezzi finali che varia anche notevolmente a seconda del mercato o della regione di installazione finale (Figura 9)¹². Considerando la capacità media dei progetti assegnati da Terna – 125 MWh e 6.7 ore di durata – parliamo di siti che includeranno centinaia di questi accumuli di grossa taglia¹³. Seppur contando sulla scalabilità di questi progetti e l'attrattività, con la progressiva riduzione dei prezzi delle celle agli ioni di litio (le unità dei moduli delle batterie), nel conto complessivo la componente “batteria” rimane ancora tra il 50-70% del

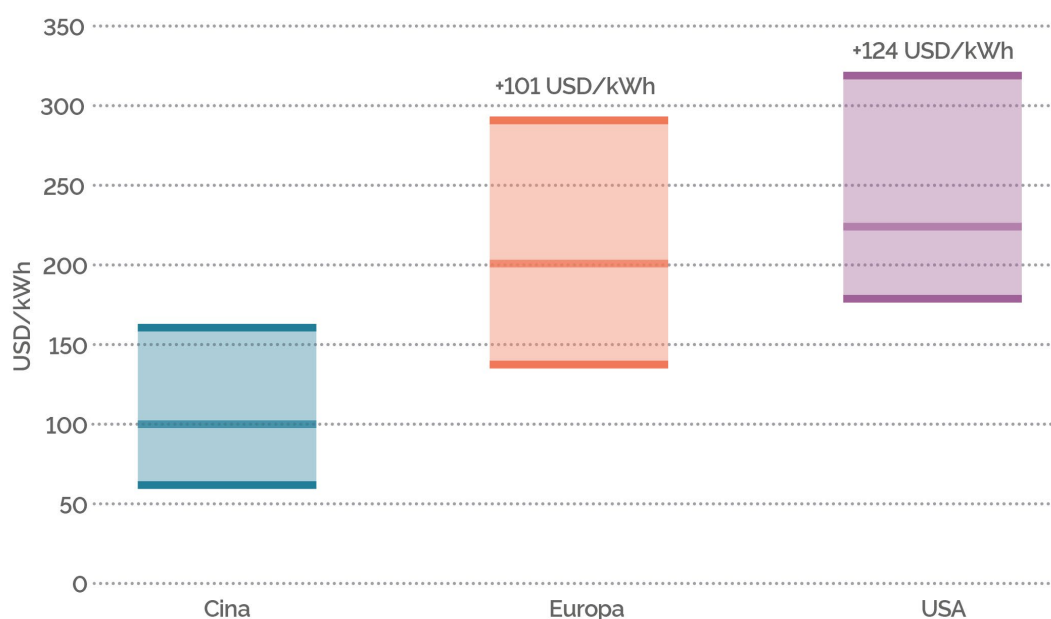
¹¹ Delibera Arera 247/2023/R/EEL e Allegati.

¹² Costo di accesso al capitale, costi di concessione dei terreni e operativi (Opex) insieme alla burocrazia sono tra i fattori più determinanti nel determinare lo *spread*.

¹³ Assumendo, con un margine di errore, la capacità di ciascun *container* pari a 6,25 MWh in linea con l'ultimo prodotto di CATL, leader mondiale nella produzione di batterie elettriche per veicoli e sistemi di accumulo. Si veda il sito della società, <https://www.catl.com/en/news/6232.html>

costo di un singolo *container*. Variazioni anche minime dei prezzi delle celle possono dunque influenzare non di poco il piano d'investimento, considerando l'alto Capex (*Capital Expenditure*) iniziale da sostenere per il *procurement* degli accumuli¹⁴. Tuttavia, mentre installazione e costi di sviluppo rimangono dipendenti dalla regione (Figura 9), i prezzi dei sistemi di accumulo continuano a mostrare una significativa riduzione su scala globale, come dimostra il trend degli ultimi anni: secondo un sondaggio di BNEF, il prezzo delle Ess si è aggirato intorno ai \$165/kWh nel 2024 (-40% rispetto all'anno prima), e dovrebbe aggirarsi sui \$156/kWh nel 2025 grazie soprattutto all'utilizzo della tecnologia al litio-ferro-fosfato (Lfp)¹⁵.

FIG. 9 - PREZZO, RANGE E VARIAZIONI MEDIE DEGLI ESS “CHIAVI-IN-MANO” NEL 2025 PER REGIONE



Fonte: elaborazione ISPI su dati BloombergNEF

Intanto, dopo quest'asta di successo, l'Italia si accoda a Gran Bretagna e supera la Germania per numero complessivo di progetti a diverso stadio di avanzamento in Europa (Figura 11). Attraverso un meccanismo di mercato finalizzato e un quadro regolatorio limpido, gli impatti andranno oltre il forte segnale per il sistema italiano: ora il Macse diventerà, per suoi meriti, osservato speciale anche dal resto dell'Europa che potrebbe adottarlo come “*case study*” da applicare – con i necessari correttivi, considerando la frammentaria regolazione di questi impianti ma soprattutto la diversa geografia delle fonti e della domanda di energia sul continente, che impone strategie specificamente nazionali.

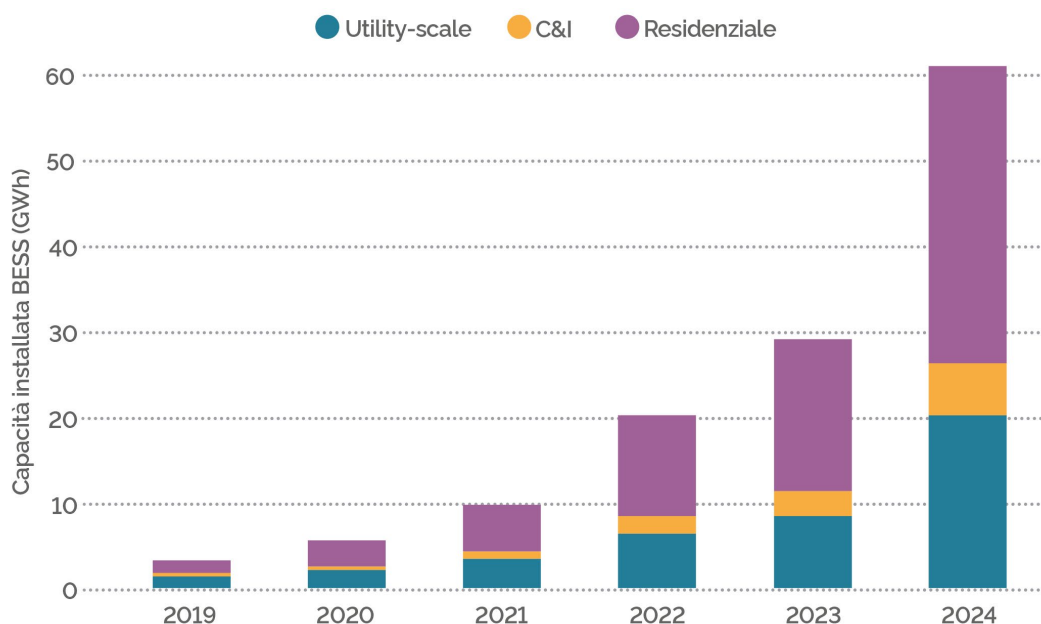
¹⁴ Si veda W. Cole, V. Ramasamy e T. Merve, [Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update](#), National Renewable Energy Laboratory (Nrel).

¹⁵ A. Prina Cerai, “[Batterie elettriche: chimica a guida cinese. Watt next?](#)” ISPI Commentary, 1 agosto 2025.

Bess: un'industria strategica per l'UE?

I sistemi di stoccaggio stazionario sono certamente degli asset abilitanti la transizione energetica, che rimane comunque l'orizzonte di *policy* più a lungo termine per l'attuale Commissione europea. Con l'ambizione di ridurre del 55% le emissioni di gas climalteranti al 2030 – nonostante la recente revisione della proposta per la Legge europea sul clima al 2040 – il percorso verso la decarbonizzazione continua ad essere tracciato, in buona parte, da una necessaria elettrificazione di domanda e offerta di energia. Per facilitare il dispacciamento della quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali – in linea con il REPowerEU che ha aggiornato i *target* della precedente Direttiva RED II, al 42,5% entro la fine del decennio – non basterà soltanto aumentare la potenza installata (GW) di solare ed eolico nel mix elettrico (47% del 2024), ma sarà necessario ricorrere alle Bess, specialmente *utility-scale*. Secondo le stime della Commissione, servirà installare circa 200 GW entro il 2030 fino a triplicare in allineamento allo scenario *net-zero*, al 2050 su tutte le tecnologie di stoccaggio, con l'aumento più consistente previsto – e tecnicamente più scalabile nei tempi e costi – dell'elettrochimico¹⁶. In un orizzonte di tempo così ampio, è difficile prevedere se e quale tecnologia potrà avere la meglio ma la curva di abbattimento dei costi e la rapida innovazione intorno alle batterie elettriche – dalla chimica Lfp passando al sodio – suggeriscono una potenziale massificazione, qualora vi siano sufficienti meccanismi e regolamenti a supporto.

FIG. 10 – STOCCAGGIO ELETTROCHIMICO (BESS) CUMULATO IN EUROPA



Fonte: elaborazione ISPI su dati International Energy Agency (IEA), *Solar Power Europe*

¹⁶ Commissione europea, “Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system”, COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, 14 marzo 2023.

Nel contesto europeo, e ai fini di questa analisi, definiamo “stoccaggio energetico” come previsto dal *Clean Energy Package*, Articolo 2(59) della Direttiva UE 2019/944 del Parlamento e Consiglio europeo ovvero facciamo riferimento, nel sistema elettrico, al “*differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, o la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica o l'uso sotto forma di un altro vettore energetico*”. Nello specifico, le Bess insieme ad altre tecnologie (come elettrolizzatori, stoccaggio a gravità, super capacitori etc.) rientrano nella categoria di soluzioni che potremmo chiamare “Power-to-X-to-Power”, ovvero sistemi che prevedano la possibilità di acquisire e restituire, in modalità bi-direzionale, elettricità dal e verso il sistema elettrico in un determinato lasso di tempo. Ognuna con i suoi pro e contro. Per esempio, l'accumulo tramite pompaggio idraulico permette di immagazzinare notevoli quantità di energia elettrica (che può variare da 830 a 2.000 MW a seconda della taglia dei siti) e rilasciarla a seconda delle richieste della rete, trasformando il potenziale cinetico dell'acqua in forza meccanica che agisce sulle turbine che generano l'elettricità. Tuttavia, proprio per le dimensioni infrastrutturali, e per la varianza stagionale della disponibilità di acqua che alimenta i bacini a seconda della geografia in Europa, la capacità di stoccaggio da questa soluzione – seppur la più ampia al momento per operatività, con 263 GW e oltre 300 TWh di energia elettrica restituita in rete nel 2024 – è rimasta sostanzialmente piatta e rimane poco adatta a seguire e integrare, per scala e velocità, la diffusione degli impianti solari o eolici¹⁷. Inoltre, proprio per la loro intermittenza giornaliera le rinnovabili richiedono accumuli che possano interagire su base oraria: secondo le stime dell'Associazione europea per l'Accumulo di Energia (Ease), oltre un determinato “punto di non ritorno” (60% di rinnovabili nel mix energetico UE) si richiederà un aumento significativo nell'accumulo elettrochimico, capace di compensare quanto non può garantire quello stagionale, ma soprattutto in grado di mitigare gli svantaggi delle rinnovabili (decurtazione della produzione, prezzi negativi o ricorso a *backup* fossile) in un sistema che non permetta un dispacciamento sempre conveniente dell'energia elettrica sulla rete quando il sistema produce più di quanto richieda o possa assorbire¹⁸.

¹⁷ La capacità di generazione rinnovabile in Europa è destinata ad aumentare di 700 GW dagli 894 GW del 2023 a 1600 GW entro il 2030, con il fotovoltaico destinato a trainare questa crescita, attraverso il meccanismo delle aste.

¹⁸ Esea (Energy Storage Europe Association), “Energy Storage Targets 2030 and 2050 - Ensuring Europe's Energy Security in a Renewable Energy System”, 2022.

TAB. 1 - QUADRO NORMATIVO UE SULLO STOCCAGGIO ELETTROCHIMICO (BESS)

Direttiva / Regolamento / Policy	Ambito di applicazione	Rilevanza per Bess
Regolamento (UE) 2022/869 – Ten-E	Infrastrutture energetiche transeuropee e progetti di interesse comune (PCI)	Riconosce lo stoccaggio come infrastruttura energetica; facilita le autorizzazioni e accesso a finanziamenti UE per Bess
Electricity Market Regulation (UE) 2019/943	Mercati elettrici, dispacciamento e servizi di flessibilità	Consente ai sistemi di accumulo di partecipare ai mercati dell'energia, bilanciamento e servizi ancillari su base competitiva
Electricity Directive (UE) 2019/944	Organizzazione del mercato elettrico e diritti degli operatori	Definisce lo storage come attività distinta da generazione e consumo, riducendo il rischio di doppia imposizione
Commission Recommendation C(2023) 1729	Linee guida per l'implementazione dell' <i>energy storage</i> negli Stati membri	Raccomanda la rimozione di barriere regolatorie e una corretta remunerazione dei servizi forniti dai Bess
Clean Energy for All Europeans Package	Quadro complessivo della transizione energetica UE	Introduce il ruolo dello <i>storage</i> come risorsa di flessibilità essenziale per l'integrazione delle rinnovabili.
REPowerEU	Riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e sicurezza energetica	Rafforza il ruolo dei Bess per integrazione rinnovabili, resilienza di rete e riduzione del consumo di gas
Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) – rifusione	Edifici residenziali e commerciali	Favorisce l'integrazione di batterie <i>behind-the-meter</i> , soprattutto nel segmento residenziale e C&I
Recovery and Resilience Facility (Rrf)	Finanziamenti UE per investimenti nazionali	Supporta direttamente progetti Bess tramite Pnrr e schemi di aiuto agli investimenti
Net-Zero Industry Act (Nzia)	Politica industriale per tecnologie net-zero	Prevede sostegni per una filiera industriale europea delle batterie e dei sistemi di accumulo
Critical Raw Materials Act (Crma)	Sicurezza dell'approvvigionamento di materie prime critiche	Affronta il tema dei rischi sulla <i>supply chain</i> delle batterie, abilitando la scalabilità dei Bess con materiali estratti, raffinati o riciclati in UE

Fonte: JRC (2025)

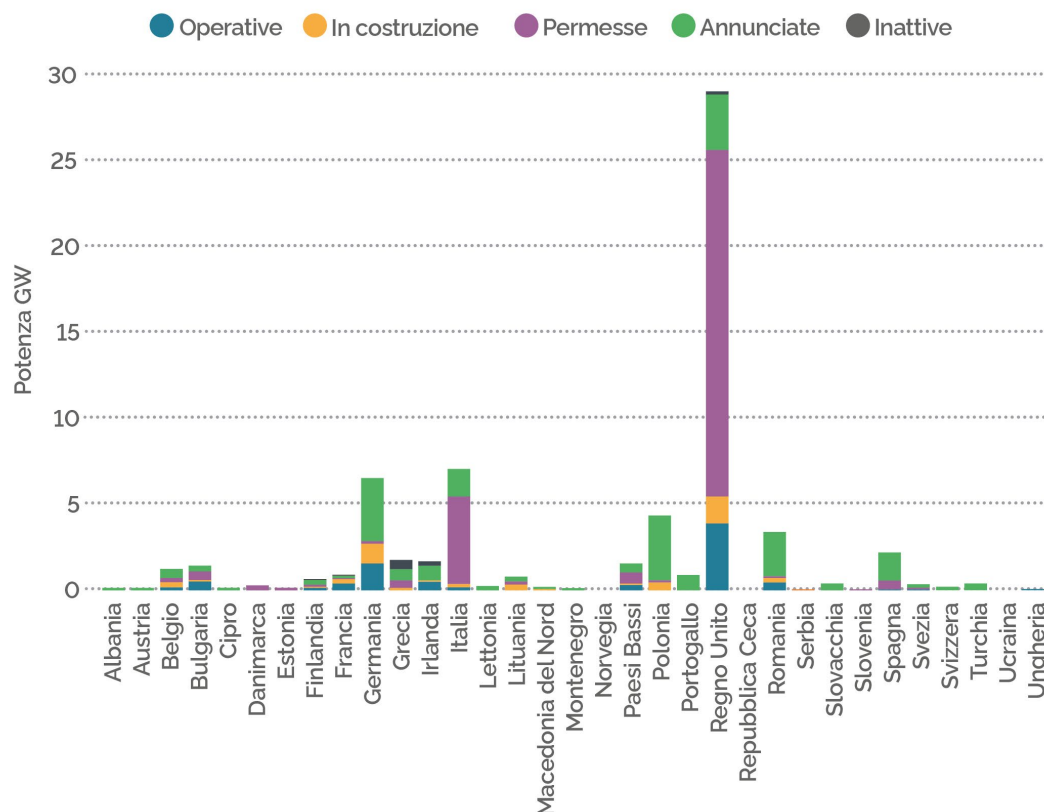
TAB. 2 – RIEPILOGO DI ALCUNI QUADRI NAZIONALI PER BESS

Paese	Strumento principale	Caratteristiche chiave	Rischi e bancabilità	Confronto con Macse
Grecia	Aste per Bess con contratti di capacità	Supporto diretto e remunerazione amministrata; focus su accumulo utility-scale storage; limitata esposizione ai segnali di mercato	Rischio di mercato basso; elevata bancabilità grazie a ricavi stabili e visibilità di lungo periodo	Il MACSE introduce maggiore esposizione al mercato tramite obbligo di <i>time shifting</i>
Germania	Approccio interamente <i>market-based</i>	Partecipazione a mercati di bilanciamento, energia e servizi ancillari; assenza di contratti di capacità	Rischio di mercato elevato; bancabilità più complessa e dipendente da entrate <i>merchant</i>	Il Macse riduce il rischio con contratti di lungo termine, assenti nel modello tedesco
Gran Bretagna	<i>Capacity Market</i>	Pagamenti per disponibilità con contratti pluriennali; buona integrazione con i mercati di bilanciamento	Rischio medio; bancabilità buona ma con ricavi energia separati e non garantiti	Il Macse combina <i>capacity payment</i> e utilizzo obbligatorio dell'energia

Fonte: elaborazione ISPI su JRC (2025)

A oggi, le capacità di accumulo da Bess sono pianificate (a varie fasi di sviluppo) e concentrate tra Gran Bretagna, Germania, Italia e in misura minore Spagna e Polonia. Si tratta di Paesi con un mix energetico profondamente diverso, seppur la quota di rinnovabile sul totale della generazione elettrica sia in crescita. Tuttavia, per un totale di poco più di 60 GWh di capacità in UE, più della metà è rappresentata da accumuli di piccola taglia residenziale mentre solo un terzo riguarda *utility scale* (Figura 10). La crescita, dunque, negli ultimi anni è stata importante ma comunque ancora lontana dagli obiettivi di decarbonizzazione: pochi Paesi hanno inserito nei loro Piani nazionali target specifici per le Bess o, più in generale, per lo stoccaggio energetico, mentre la maggioranza ha previsto dettagli su alcune politiche di incentivo. Con un quadro regolatorio in UE complesso e variegato, la crescita del mercato delle batterie *utility-scale* sarà principalmente dettata dalle esigenze nazionali e dai meccanismi specifici messi in atto, come dimostrano i casi di Germania, Grecia e Gran Bretagna. I costi per conto di capitale (Capex) sono comunque destinati a seguire un trend ribassista per le batterie LFP, declinati in Europa del 30% tra il 2022 e il 2025 secondo i dati raccolti dal Joint Research Centre, e con i costi per le Bess in Germania scesi dai \$300/kWh del 2022 a \$200/kWh dello scorso anno. Inoltre, la volatilità dei prezzi dell'elettricità all'ingrosso resta un'opportunità per servizi di stoccaggio flessibili e ancillari.

FIG. 11 – STOCCAGGIO ELETTROCHIMICO PER PAESE E STATO DI AVANZAMENTO



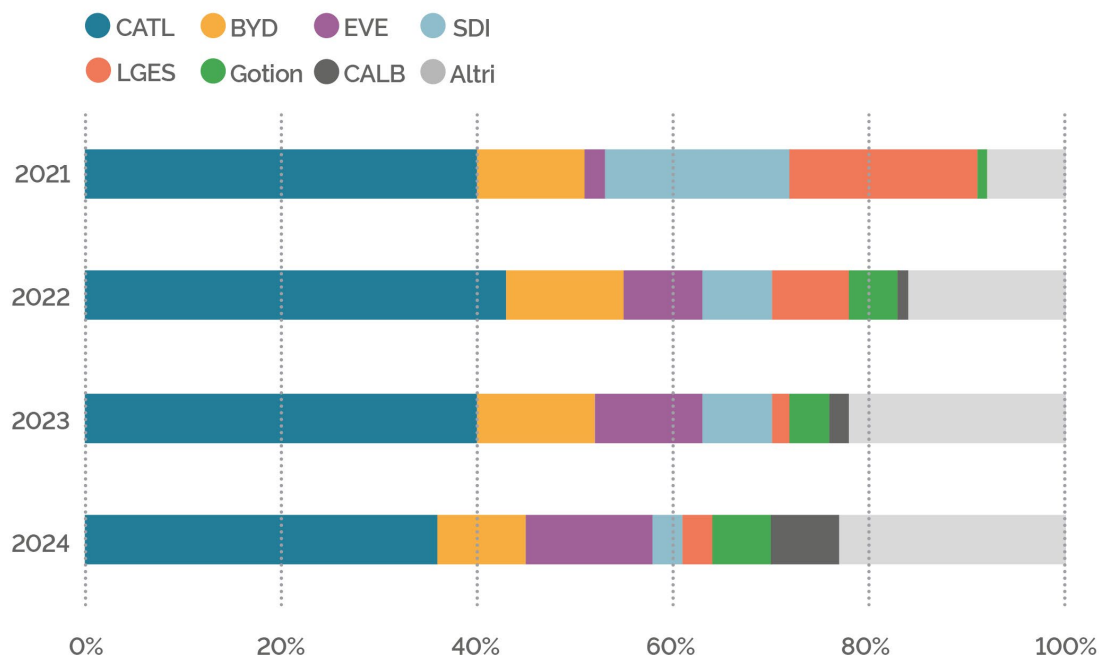
Fonte: elaborazione ISPI su dati Joint Research Centre (JRC)

Al netto dei costi di importazione, la discesa dei prezzi delle celle, l'aumento della densità energetica (kWh/kg) con la “containerizzazione” e i vantaggi logistici sono punti a favore, resi possibili soprattutto dall'innovazione e dal *process-knowledge* accumulato in oltre un decennio di esperienza manifatturiera in Asia, dove si concentra gran parte della capacità produttiva di batterie per EV ed Ess: solo nel 2024, oltre il 75% delle spedizioni di Ess a livello mondiale è stato effettuato da aziende cinesi (Figura 12). Vi è poi un trend strutturale che si sta consolidando: con le maggiori necessità di sicurezza energetica e di decarbonizzazione, le Bess rappresentano un asset strategico per la stabilità delle reti ma anche per l'impiego nei *data center*. Assistiamo, dunque, a un progressivo riorientamento delle capacità manifatturiere delle *gigafactory* (soprattutto negli Stati Uniti) verso linee produttive volte a servire la crescita di questo mercato, rispetto al più parcellizzato EV¹⁹. A oggi, le Bess rappresentano già circa il 40% della produzione mondiale di celle (su un totale di oltre 3 TWh di capacità industriale per EV-Ess), riflettendo un cambio di paradigma destinato a

¹⁹ Di recente, LG Energy Solution ha cancellato un contratto da 75 GWh con Ford in seguito alla decisione dell'automaker americano di sospendere la produzione di alcuni suoi EV. Per il riorientamento della produzione ESS negli USA, si veda F. Fasulo, R. Italia, A. Prina Cerai e L. Favarotto, *The EU's Road to Economic Security: De-Risking, Strategic Investments and Critical Partnerships*, ISPI Policy Paper, 16 settembre 2025, pp. 58-78.

rafforzarsi: nel 2024, secondo le stime di InfoLink, le spedizioni di celle hanno raggiunto i 314,7 GWh e per il 2025 sono previste in crescita oltre i 400 GWh²⁰.

FIG. 12 - QUOTA DI MERCATO DEI PRINCIPALI PRODUTTORI DI BESS (VOLUMI SPEDITI, GW)
A LIVELLO GLOBALE



Fonte: elaborazione ISPI su dati SNE Research

In questo scenario, la sfida più impellente per l'Europa non è tanto finalizzare le normative o gli schemi di mercato, ma ridurre dove possibile l'esposizione ai rischi lungo la *supply chain* delle Bess, considerando l'oligopolio produttivo che caratterizza l'industria globale e la carenza di alternative sul suolo europeo, nell'ottica di allineamento al *Net Zero Industry Act* (Nzia). La questione che interseca sicurezza energetica ed economica, che vale anche per solare, eolico ed EV, rimane: quanto del dispiegamento europeo di tecnologie rinnovabili è economicamente sostenibile attraverso incentivi alla produzione europea e quanto è geopoliticamente sostenibile nell'ottica della gestione delle dipendenze strategiche²¹?

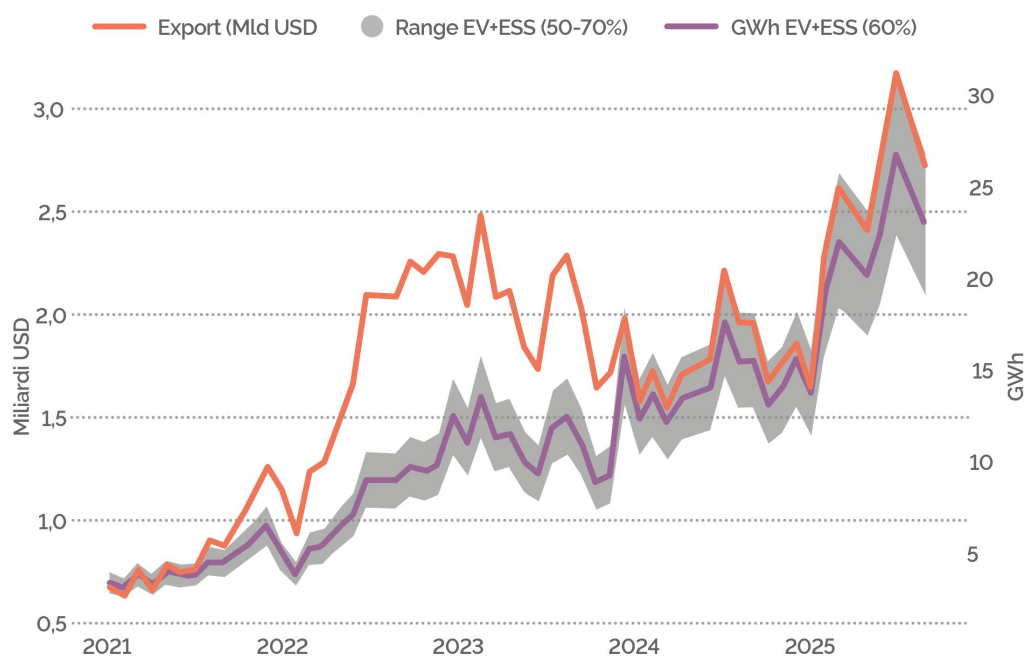
Il recente focus su batterie e materiali con il *RESourceEU Plan* presentato dalla Commissione lo scorso novembre – con l'obiettivo di ridurre la dipendenza del 30-50% entro il 2029 anche per *battery minerals* come nickel, litio, manganese e cobalto – con ulteriori fondi europei rappresenta un'accelerazione verso gli obiettivi sanciti dal Regolamento 2024/1252 sulle materie prime critiche. Tuttavia, rimangono i nervi scoperti della capacità manifatturiera più a valle della filiera: a oggi, le più grandi *gigafactory* cinesi producono tre volte l'output di tutti i

²⁰ V. Shaw, "Global ESS shipments hit 286 GWh with Tesla and Chinese heavyweights out front, InfoLink says" *PV Magazine*, 5 dicembre 2025.

²¹ A. Prina Cerai e V. Zanini, "Transizione verde e UE: quale futuro nel nuovo (dis)ordine economico mondiale?", Approfondimento 220, Osservatorio di Politica Internazionale, ISPI, ottobre 2024.

siti controllati da aziende europee²². Dunque, la crescita del mercato UE per lo stoccaggio elettrochimico è stata per la gran parte soddisfatto dalle importazioni di Ess dall'Asia, in particolare dalla Cina, con l'Europa che ha rappresentato il secondo mercato di esportazione (in valori e volumi assoluti) per le industrie cinesi. Dal 2021 al 2024, i valori commerciali per l'export di batterie (EV+Ess) dalla Cina verso l'Europa sono cresciuti del 57%, con una lieve flessione per i dati parziali del 2025 (Figura 13). Se è più complesso stimare le spedizioni in volumi (GWh), è ragionevole pensare che gran parte delle celle/moduli containerizzati per Ess “chiavi-in-mano” sia stato fabbricato da aziende cinesi come CATL, EVE Energy, CALB e Gotion, seguiti a distanza dai rivali coreani. Secondo le stime di Benchmark Minerals Intelligence, solo CATL prevede di aumentare produzione manifatturiera da 850 GWh del 2025 a 1.300 GWh nel 2026 per catturare la crescita del mercato globale delle Ess²³. Parliamo di numeri che sono quasi tre volte il volume di batterie (EV, Ess) attualmente dispiegate in Europa (425 GWh, secondo i dati raccolti da Bruegel). Se pare complesso competere con questa scala industriale e con il vantaggio tecnologico accumulato dai cinesi, come dimostrato dalla bancarotta di Northvolt, è evidente che incentivare la produzione localizzata in Europa rappresenti una priorità e una scelta di *de-risking* allineata con gli obiettivi di decarbonizzazione nazionali ed europei²⁴.

FIG. 13 – SPEDIZIONI MENSILI DI BATTERIE IN VALORI (\$) E VOLUMI (GWh) DALLA CINA VERSO L'UE



Fonte: elaborazione ISPI su dati Ember.

Nota: Per calcolare i volumi si è considerato un average selling price (ASP) nel periodo considerato (\$/kWh) tenendo conto dei prezzi pubblicati dalle industrie cinesi e stimando un range sulla quota di EV-ESS rispetto al totale dell'export nominale calcolato dal dataset secondo la metodologia Ember.

²² The EU's Road to Economic Security.

²³ Benchmark Minerals Intelligence, “CATL revises 2026 production guidance up 30% to 1,300GWh” 16 settembre 2025.

²⁴ A. Prina Cerai, “Batterie: la fine del sogno europeo?” ISPI Commentary, 25 dicembre 2025.

Conclusioni

Dal successo del Macse sono molteplici gli spunti positivi per il mercato dello stoccaggio energetico nazionale ed europeo. Il meccanismo probabilmente aprirà una stagione importante per il decollo degli accumuli elettrochimici, avendo dimostrato che si può dare valore a questa tecnologia e nel frattempo renderla attrattiva per gli investimenti seppur in una direzione funzionale per l'evoluzione delle rinnovabili e del sistema elettrico nazionale. Nell'ottica europea, esso rappresenta uno strumento più completo rispetto a quelli esistenti in altre realtà nazionali ma, in attesa di avere certezze, rimane aperta la questione del *procurement* dei sistemi Bess in linea con i requisiti Nzia. Il Macse non prevede, come altri strumenti e in linea con l'attuale disciplina sulla concorrenza, clausole "Made-in-Europe" o preferenza per fornitori europei. Fornisce un quadro chiaro, che predilige contratti a lungo termine, visibilità al mercato attraverso le capacità assegnate su base d'asta e linee guida su taglia degli accumuli e tecnologia: tutti i presupposti per una domanda strutturale e allineata agli scenari Pniec. Dal punto di vista operativo, oltre a garantire la realizzazione degli impianti nei tempi previsti, la vera sfida per il futuro sarà quella di aumentare la quota di produzione europea dei Bess senza, tuttavia, escludere i vantaggi economici e tecnologici che derivano dalle *partnership* tra *utility*, sviluppatori e produttori asiatici.

3. Verso una correzione di rotta per l'ingavonata industria automobilistica europea?

Antonio Sileo

L'industria automobilistica europea, avvolta in nebbie che paiono lontane dal diradarsi, naviga ormai da tempo in acque a dir poco tormentate. Tra la domanda di autoveicoli in generale, e di elettrici in particolare, lontana dagli obiettivi della transizione ecologica imposta dal Green Deal e la concorrenza sempre più agguerrita dei produttori asiatici, spinta dai tantissimi nuovi entranti cinesi, il settore si trova di fronte a una crisi strutturale che già miete posti di lavoro, investimenti e competitività globale.

Una grave crisi certificata dall'avvio, il 30 gennaio 2023, di uno specifico dialogo strategico con l'impegno diretto della presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen.

Dal dialogo, già nella seconda riunione, a inizio marzo, è gemmato un piano d'azione volto a sostenere l'industria automobilistica nel suo insieme durante la transizione verso veicoli puliti, connessi e sempre più automatizzati, al fine di garantirne la competitività internazionale. Sostegno basato su cinque pilastri: innovazione e digitalizzazione, transizione verso una mobilità pulita, garanzia di competitività e resilienza della catena di approvvigionamento, miglioramento delle competenze e attenzione alla dimensione sociale, garanzia di condizioni di parità e di un contesto imprenditoriale competitivo.

Ogni pilastro è corredato da svariate azioni: dall'istituzione di un'Alleanza europea per i veicoli connessi e autonomi all'implementazione di regole di origine specifiche nelle misure di difesa commerciale per i veicoli elettrici, passando allo stanziamento di un miliardo di euro attraverso Horizon Europe per l'innovazione nel settore automotive al sostegno ai programmi di leasing sociale per gli utenti dei trasporti vulnerabili alle azioni per migliorare il riciclaggio dei materiali automobilistici per citarne solo una piccola parte.

Prima ancora della pubblicazione del piano è arrivato l'annuncio di correzione del Regolamento 2023/851 relativamente al mancato raggiungimento degli obiettivi CO₂ previsti per il 2025, spalmati con le relative multe fino al 2027; allontanando *pro tempore* lo spettro di sanzioni miliardarie e la scelta tra dover decidere di non produrre per non pagare le multe (perdendo così anche i clienti) con evidenti impatti occupazionali o scegliere di produrre in perdita incorporando l'ammenda. Per come sono congegnate le regole UE, infatti, senza sufficienti vendite di autovetture elettriche non possono vendersi neanche tutte le altre, pena appunto onerosissime multe.

Un bagno di realtà che ha fatto da apripista ad altre due correzioni, non temporali, da approntare nel corso del 2026, ma con la proposta della Commissione formulata già il 16 dicembre 2025.

Revisione anticipata e necessaria

La seconda Commissione von der Leyen – a furor di *stakeholder* e insoddisfatti consumatori – è stata infatti costretta a rinnegare o almeno correggere l’operato precedente, cancellando il cosiddetto bando alle autovetture endotermiche che, a norme correnti (sempre il Regolamento 2023/851), non avrebbero potuto più essere vendute da nuove dal 2035.

Determinanti sono state le fortissime spinte della Germania, del Partito Popolare Europeo (Ppe), delle case automobilistiche (non solo tedesche) e anche dell’Italia, accompagnata da Polonia, Ungheria, Slovacchia, Repubblica Ceca e Bulgaria, già da prima dell’ultima lettera inviata a inizio dicembre.

I prodromi della non piccola correzione di rotta potevano chiaramente vedersi già a settembre nella conferenza stampa di alto livello in cui Mario Draghi stesso ha fatto il punto sull’attuazione del suo rapporto sulla competitività.

L’ex presidente del Consiglio e della Bce ha detto chiaramente che il circolo virtuoso che la scadenza avrebbe dovuto avviare non si è innescato, le industrie adiacenti (batterie, semiconduttori) non si sono sviluppate, l’infrastruttura di ricarica dovrebbe crescere di 3-4 volte nei prossimi cinque anni per raggiungere una copertura adeguata, il mercato delle auto e furgoni elettrici è cresciuto più lentamente del previsto, l’innovazione europea è rimasta indietro, i modelli restano costosi e la politica delle catene di fornitura è frammentata. Di fatto, il parco auto UE di 250 milioni di automobili sta invecchiando e le emissioni di CO₂ sono appena calate negli ultimi anni (l’ultimo dato, aggiornato al 2024, è di quasi 260 milioni di vetture, con poco più di 6 milioni elettriche).

In questo contesto – ha detto chiaramente Draghi – attenersi rigidamente all’obiettivo del 2035 potrebbe rivelarsi irrealizzabile e rischia di consegnare quote di mercato ad altri, soprattutto alla Cina¹, chiarendo anche, come già suggerito nel rapporto sulla competitività, che la prossima revisione del regolamento sulle emissioni di CO₂ (il 2023/851 appunto) dovrebbe seguire un approccio tecnologicamente neutrale e fare il punto sugli sviluppi di mercato e tecnologici.

Revisione che per le succitate spinte è stata anticipata di un anno. Al momento della chiusura di questo contributo quello che sappiamo è che è stato deciso che le emissioni allo scarico delle auto nuove nel 2035 dovranno essere ridotte del 90% e non più del 100% (di fatto solo auto elettriche). Stando alla proposta di revisione della Commissione le case automobilistiche potranno continuare a vendere un certo numero di automobili e veicoli commerciali leggeri endotermici puri, oltre a ibridi plug-in e “range extender” a patto di compensare le emissioni a monte o utilizzando crediti dati dall’uso di acciaio *green* e *made in Europe* o con l’uso dei carburanti sintetici e dei biocarburanti (mai considerati finora). Mentre l’obiettivo di riduzione delle emissioni (da leggersi anche come quota obbligatoria di auto elettriche) al 2030 andrà abbassato dal 50% al 40%.

¹ A. Sileo “[Divari, scadenze, record e preferenze](#)”, *Nuova Energia*, n. 3, 2025.

Correzione di rotta apprezzata, ma ancora solo accennata

La presidente von der Leyen, nel discorso annuale sullo stato dell'Unione e nelle successive comunicazioni, ha difeso la revisione come un atto di realismo: “L'Europa resta in prima linea nella transizione pulita, ma dobbiamo adattarci alle realtà del mercato per preservare la nostra industria”².

Nonostante l'accoglienza (inizialmente) positiva da parte di alcuni governi, le associazioni di categoria e i leader aziendali hanno espresso dubbi, anche profondi, su portata ed efficacia della revisione. L'Association des Constructeurs Européens d'Automobiles (Acea), che rappresenta i principali produttori operanti nel Vecchio Continente, ha descritto la mossa come “un primo passo verso un approccio più pragmatico e flessibile”, ma ha avvertito che gli obiettivi per il 2030 e il 2035 restano “semplicemente non più realisticamente conseguibili”, date le mutate condizioni di mercato, inclusa la concorrenza cinese e la bassa adozione di auto e più in generale autoveicoli elettrici³. La non fattibilità, nei mesi precedenti alla correzione, aveva visto Acea allineata con l'European Association of Automotive Suppliers (Clepa), l'associazione di tutta la componentistica che auspica una revisione ambiziosa con una maggiore ricalibrazione e i rischi di un collasso, con delocalizzazioni verso mercati più permissivi.

Similmente, l'Associazione Nazionale Filiera Industria Automobilistica (Anfia), voce dell'industria italiana, ha accolto bene le parole di von der Leyen sottolineando però che è arrivato il momento dei fatti, criticando anche la posizione “miope e fuorviante” dei governi di Francia e Spagna – peraltro non in gran forma al momento in cui scriviamo – che si oppongono a correzioni di rotta più significative.

Tra i commenti più diretti ed esplicitamente scettici ha spiccato quello di Antonio Filosa, amministratore delegato di Stellantis, che in una lunga intervista al *Financial Times* ha bollato il pacchetto UE come “insufficiente” lamentando la mancata attenzione ai veicoli commerciali, la ancor poca flessibilità per il 2030 e l'assenza di soluzioni per i costi energetici e del lavoro in Europa. Da notare che Filosa ha accolto favorevolmente il sostegno tedesco del cancelliere Friedrich Merz alle revisioni, vedendolo come “una grande opportunità per ripensare le regole”, ma ha avvertito che senza misure più incisive, gli investimenti nel continente restano a rischio. Ribadendo che, come gruppo con radici industriali storiche in Europa, Stellantis sostiene con forza il principio del contenuto locale, ma, fino a quando non sarà disponibile una definizione chiara, il pacchetto rimane incompleto anche su questo punto fondamentale.

Le case tedesche hanno inteso il pacchetto della Commissione come inizio di un percorso. Un primo passo importante la rinuncia a perseguire divieti tecnologici come principio guida, con esplicito riconoscimento della futura fattibilità del motore a combustione, per BMW. Passo nella giusta direzione, verso una maggiore flessibilità per noi produttori e verso la necessaria neutralità tecnologica, con reazione alla stagnante crescita della mobilità elettrica in Europa, per Mercedes. Proposta pragmatica e nel complesso economicamente valida, con

² [Discorso della Presidente von der Leyen sullo stato dell'Unione 2025.](#)

³ [“Automotive Package” delivers first important step to amending CO2 legislation for cars and vans.](#)

note positive sul sostegno alle auto elettriche di piccole dimensioni⁴ e all'apertura ai veicoli con motori a combustione, compensando al contempo le emissioni, così da essere più in linea con le condizioni del mercato, è stato il giudizio del Gruppo Volkswagen.

Sempre in tema di dichiarazioni vanno sottolineate le parole di Manfred Weber, leader del Partito Popolare Europeo, a *Bild*⁵ che hanno anticipato quelle della connazionale e collega di partito Ursula von der Leyen, in particolare sul bando:

Per le nuove immatricolazioni a partire dal 2035, invece del 100%, sarà ora obbligatoria una riduzione del 90% delle emissioni di CO₂ per gli obiettivi di flotta dei costruttori automobilistici. Anche a partire dal 2040 non ci sarà un obiettivo del 100%. Ciò significa che il divieto tecnologico per i motori a combustione interna è fuori discussione. Tutti i motori attualmente costruiti in Germania potranno quindi continuare a essere prodotti e venduti.

Parole che certificano una svolta che al momento non è chiaro quanto sia politica e quanto possa diventare sostanziale, le posizioni all'interno della Commissione e della maggioranza del parlamento UE non sono certo unanimi, ma è chiaro che il tentativo di espulsione dal mercato del motore a combustione interna, in spregio all'enorme portato industriale (e culturale) che lo caratterizza, è decisamente e definitivamente fallito⁶.

La spinta resta ben al di sotto delle attese

A un solo mese dalla fine del 2025 la quota di mercato delle auto totalmente elettriche (Bev) ha raggiunto il 16,9%, con una crescita significativa, intorno al 27,5%, rispetto al 2024, mentre le ibride non ricaricabili, anch'esse in crescita, +14,5%, sono state acquistate dal 34,6% degli acquirenti, le ibride plug-in, a quota 9,3% degli acquisti totali, segnano la maggiore crescita: +33,1% rispetto al periodo gennaio-novembre 2024. Valore quest'ultimo che dimostra (almeno per ora) una certa efficacia delle stringenti politiche di elettrificazione imposte alle flotte aziendali con i *fringe benefit* molto favorevoli a elettriche e ibride plug-in, con queste ultime che probabilmente si avvantaggiano della mancata ansia da ricarica.

Tuttavia, a questi incrementi corrispondono flessioni significative di autovetture con (solo) motorizzazione diesel e benzina, la cui quota di mercato combinata è scesa al 36,1%, in calo rispetto al 45,8% dello stesso periodo del 2024, in crescita invece le auto alimentate a Gpl⁷, con il risultato finale che le immatricolazioni totali continuano ad essere in notevole sofferenza rispetto al periodo precedente al dilagare della pandemia da Covid-19.

⁴ Come chiesto dai gruppi più generalisti Renault e Stellantis in testa, si veda: A. Sileo "L'industria automobilistica europea schiacciata tra dazi e decarbonizzazione", ISPI, 1 luglio 2025, anche l'UE dovrebbe seguire l'esempio giapponese delle *kei cars*, vetturine ultra-compatte, che da oltre 70 anni beneficiano di una serie di vantaggi fiscali.

⁵ A. Link "Aus fürs Verbrenner-Aus beschlossen!", *Bild*, 11 dicembre 2025.

⁶ In verità, il motore a scoppio era già stato salvato, ancorché con gli ancora complessi e costosi *e-fuel*, dal governo tedesco di allora proprio in occasione dell'approvazione del Regolamento 2023/851: A. Sileo "Gli e-fuel come Bulldozer", *Staffetta Quotidiana*, 6 aprile 2023.

⁷ L'auto più venduta in UE nel 2024, ma crediamo anche nel 2025, la Dacia Sandero, non a caso è l'auto a Gpl più acquistata in Italia, primo mercato nazionale per le vetture alimentate a gas di petrolio liquefatto.

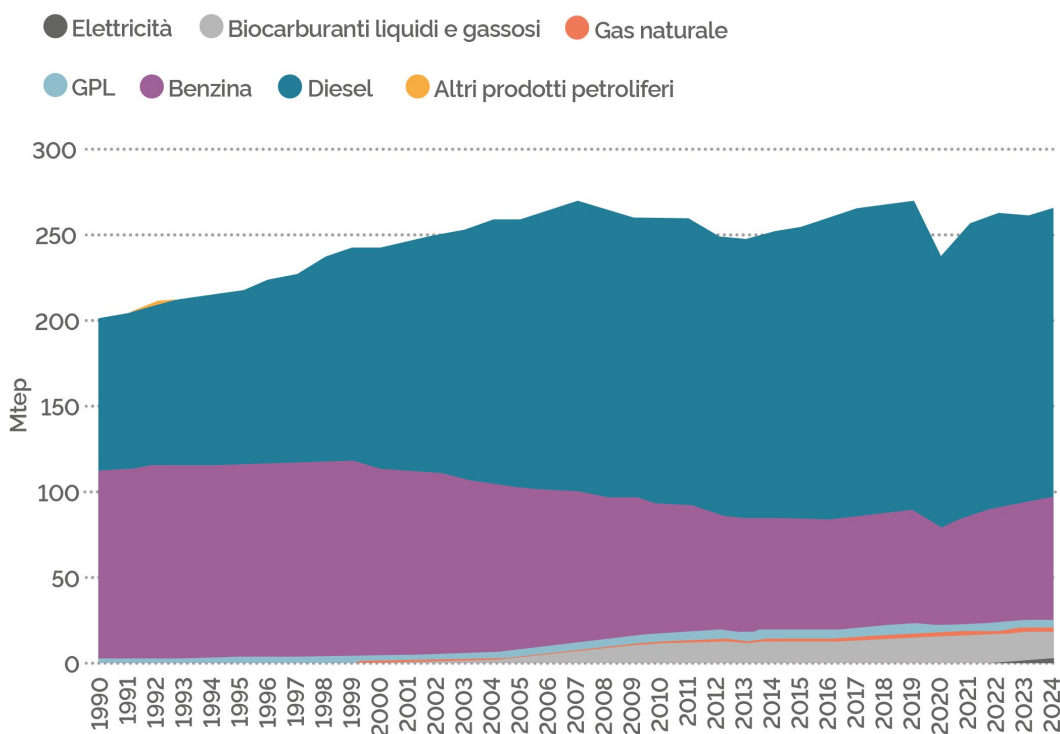
Le autovetture perse rispetto ai primi 11 mesi del 2019 sono oltre 2,1 milioni, con una flessione, ormai strutturale, superiore al 17,5%.

Questi numeri segnano, senza dubbio alcuno, risultati decisamente deludenti in termini di politica industriale, anche senza citare alcun numero relativo ai gravi impatti occupazionali che si sono già diffusamente manifestati.

All'avvicinarsi delle impegnative tappe per il raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica da raggiungere entro il 2050 diventa doveroso interrogarsi sull'efficacia della strategia scelta e (malamente) imposta dall'UE. Anche perché la politica industriale è direttamente scaturita da quella ambientale. E quest'ultima avrebbe dovuto già portare i primi risultati tangibili sul piano del contenimento delle emissioni climalteranti.

I dati non paiono affatto incoraggianti. L'utilizzo dell'energia elettrica nel settore dei trasporti stradali è, infatti, certamente in crescita, ma resta ancora ben inferiore all'1% a fine 2024 (Figura 14).

FIG. 14 – CONSUMI ENERGETICI DEI TRASPORTI STRADALI NELL'UNIONE EUROPEA PER FONTE, IN MILIONI DI TEP (1990-2024)



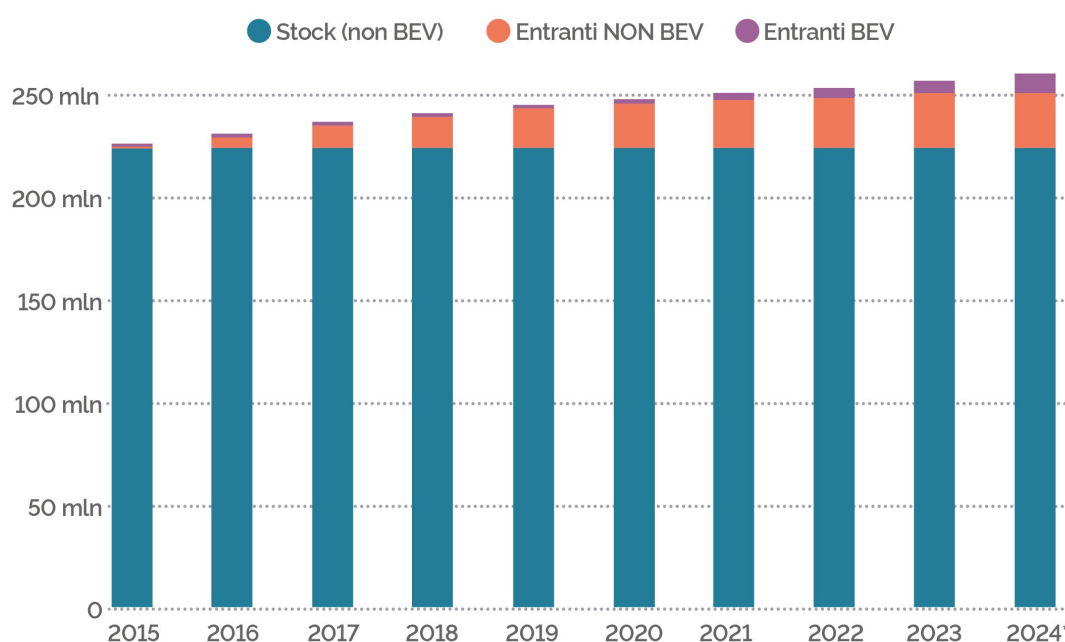
Fonte: elaborazione su dati Eurostat, 2025

Anche considerando la maggiore efficienza globale del vettore elettrico (per capirci: più km percorsi a parità di energia consumata) e moltiplicando per tre il peso dell'energia elettrica nel totale dell'energia consumata per i trasporti stradali è evidente che in soli 25 anni non si possono fare miracoli. Tanto più che la storia dell'energia insegna che le fonti, purtroppo, tendono molto più a sommarsi che a sostituirsi.

Senza contare che ancora tra il 2023 e 2024, il fabbisogno energetico totale dei trasporti nell'UE è cresciuto dell'1,6%, e dunque la crescita dell'energia elettrica si aggiunge a quantità crescenti di energia fornite da benzina e diesel.

Una dinamica che affianca e conferma quella delle autovetture. Contrariamente agli obiettivi delle politiche – nonostante la messe di incentivi a favore del nuovo, in particolare elettrico, e le svariate penalizzazioni a discapito del vecchio – le automobili che arrivano su strada per la prima volta, non stanno affatto sostituendo quelle già in circolazione, ma – come per i consumi - si stanno semplicemente sommando⁸ (Figura 15).

FIG. 15 - ANDAMENTO PARCO CIRCOLANTE UE27 SCOMPOSIZIONE INCREMENTO ANNUALE TRA AUTO ELETTRICHE E NON



Fonte: elaborazione su dati Eurostat, 2025 *2024, non definitivo

Perché le emissioni si riducano – a parità di percorrenze – è condizione necessaria o che il saldo sia negativo (cioè, che il circolante decresca) o che le nuove auto elettriche sostituiscano delle auto endotermiche in uso. O, meglio ancora, che si verifichino entrambe le condizioni.

Il successo o l'insuccesso della strategia europea per la decarbonizzazione dei trasporti stradali – ripetiamolo fattore determinante anche della politica industriale – andrebbe innanzitutto misurato dalla capacità delle autovetture nuove (e delle elettriche in particolare) di sostituirsi all'esistente e di permanere nel tempo.

E dunque – ricordando che le dinamiche normative sono mutabili per definizione e non di rado oggetto di ampie e serrate discussioni – la valutazione dell'arduo percorso intrapreso

⁸ M. Bonacina e A. Sileo “Auto elettriche lente, decarbonizzazione rimandata”, FEEM Brief 01, febbraio 2025.

per la decarbonizzazione dei trasporti stradali (e la relativa velocità di percorrenza) dovrebbe essere il primo parametro di valutazione dell'efficacia delle politiche UE.

E, a modesto avviso di chi scrive, questo dovrebbe essere l'ambito su cui variare l'angolo del timone. Pare infatti urgente affiancare altro – a cominciare dall'accelerazione nella decarbonizzazione dei carburanti, che ha l'indubbio merito di impattare direttamente sullo stock circolante – alla rotta (prioritaria) della sostituzione mantenuta finora che proprio non pare in grado di portarci in porto, specie nel poco tempo che ci siamo dati.

4. La strategia UE per la transizione pulita globale: opportunità e sfide nella ridefinizione di partenariati e catene di fornitura sostenibili

Federica Prandin

La Comunicazione congiunta della Commissione Europea e dell'Alto rappresentante per gli Affari Esteri e la Politica di Sicurezza¹, datata 16 ottobre 2025, rappresenta un aggiornamento fondamentale della strategia UE in materia di clima ed energia a livello globale. Questo documento non solo rafforza il ruolo dell'Unione Europea come leader nella transizione energetica mondiale, ma integra in modo più profondo gli obiettivi del *Green Deal Europeo* con le esigenze di resilienza geopolitica, economica e industriale. In un contesto segnato da crisi persistenti, l'UE si trova a dover navigare una volatilità senza precedenti. Tra i maggiori *shock*, la guerra russa in Ucraina ha sconvolto i mercati energetici dal 2022, le incertezze sulla cooperazione transatlantica dopo le elezioni presidenziali Usa del 2024 hanno portato a un'amministrazione più transazionale e protezionismi commerciali hanno determinato aumenti vertiginosi dei prezzi delle materie prime critiche nel 2025. Queste dinamiche hanno amplificato la necessità di una strategia che non sia solo reattiva, ma proattiva, puntando a ridefinire partenariati globali e catene di fornitura in chiave sostenibile.

Per l'Italia, il ruolo di ponte mediterraneo rimane centrale e strategico. Le cooperazioni rafforzate con l'Algeria, focalizzate non solo sul gas naturale ma anche sull'idrogeno verde e sulle fonti rinnovabili come il solare e l'eolico, rappresentano un esempio concreto di come l'Italia possa contribuire alla visione UE. Allo stesso modo, le iniziative *Global Gateway* per l'idrogeno verde in Egitto, che includono investimenti in infrastrutture per la produzione e il trasporto, si allineano agli obiettivi europei, offrendo opportunità per diversificare le forniture energetiche e rafforzare la sicurezza nazionale. Questo articolo analizza lo stato attuale della strategia, confrontandola dettagliatamente con il documento precedente del 2022, e valuta le opportunità e le sfide che ne derivano, con un'attenzione specifica alle implicazioni per l'Italia e per l'intera Unione. Attraverso un esame approfondito, si mira a evidenziare come questa evoluzione rifletta un passaggio da una politica energetica reattiva a una proattiva, orientata alla *leadership* globale.

L'evoluzione della strategia climatica ed energetica globale UE

La Comunicazione Congiunta del 16 ottobre 2025², intitolata "Visione dell'UE in materia di clima ed energia su scala mondiale: consolidare il ruolo competitivo dell'Europa nei mercati

¹ Commissione europea, "Visione dell'UE in materia di clima ed energia su scala mondiale: consolidare il ruolo competitivo dell'Europa nei mercati mondiali e accelerare la transizione pulita", 16 ottobre 2025.

² Ibidem.

mondiali e accelerare la transizione pulita”, delinea una nuova strategia per la transizione energetica globale, andando oltre i confini europei per influenzare l’intero ecosistema internazionale. Due priorità emergono con chiarezza e urgenza: la competitività industriale e la transizione verde, presentata non tanto come un imperativo ambientale ma piuttosto come un processo irreversibile e inevitabile per la sopravvivenza economica dell’UE. La nuova visione estende a livello globale il patto per l’industria pulita (*Clean Industrial Deal*), annunciato nel febbraio 2025, come parte del *Green Deal* rivisto, con l’obiettivo esplicito di sostenere la competitività UE e il ruolo di Bruxelles sullo scacchiere mondiale, trasformando le sfide climatiche in opportunità di crescita.

La transizione è vista come un’opportunità economica, a condizione che l’Europa espanda il proprio peso nel settore delle tecnologie pulite, tra cui pannelli solari, batterie per veicoli elettrici, turbine eoliche e sistemi di *storage* energetico, puntando a raggiungere il 15% della produzione mondiale in questo ambito entro il 2040³. Questo *target* ambizioso si allinea ad andamenti recenti: secondo rapporti della Commissione, il mercato globale delle tecnologie pulite passerà da €600 miliardi nel 2023 a oltre €2.000 miliardi entro il 2035, di cui €375 miliardi rappresentato dalle tecnologie *green* dell’UE⁴. A differenza del passato, la Comunicazione del 2025 pone un forte accento sulla posizione dominante della Cina nel mercato delle tecnologie pulite e sullo spazio d’azione di Bruxelles, proponendo misure concrete. Tra queste, si annoverano incentivi fiscali per la produzione interna, dazi anti-dumping e accordi commerciali preferenziali con partner affidabili, al fine di proteggere l’industria europea e favorire una “autonomia strategica” in settori critici. Pechino, infatti, controlla già oltre il 70% dei veicoli elettrici, l’80% delle turbine eoliche e il 90% dei moduli solari fotovoltaici⁵.

Il documento precedente, la “Strategia UE di mobilitazione esterna per l’energia in un mondo che cambia” del maggio 2022⁶, era invece una risposta reattiva e immediata alla crisi energetica scatenata dall’invasione russa dell’Ucraina, con un *focus* primario sulla sicurezza energetica a breve termine. Quella strategia si concentrava sulla diversificazione delle fonti fossili, in particolare attraverso l’aumento delle importazioni di gas naturale liquefatto (Gnl) da Stati Uniti, Norvegia e Algeria, e sul piano *REPowerEU*, che mirava a ridurre la dipendenza dalla Russia entro il 2027⁷. Nel 2022 la Russia era l’oggetto principale della strategia, con sanzioni ed embarghi che dominavano il discorso; nel 2025 l’attenzione si sposta sulla Cina, con un approccio più proattivo orientato alla *leadership* economica e tecnologica, incluso l’obiettivo di produrre il 15% di tecnologie verdi globali. La minore enfasi su Mosca è anche resa possibile dalla riduzione della dipendenza UE dal gas russo, con le importazioni

³ *Enractiv Italia*, [Il Consiglio UE adotta in via definitiva il Net-Zero Industry Act](#), 27 maggio 2024.

⁴ Commissione europea, [CETO reports 2024](#), 2 febbraio 2025.

⁵ A. García-Herrero e H. Mu, [“China can decarbonise the world – but even that won't fix its overcapacity problem”](#), Bruegel, 24 settembre 2025.

⁶ Commissione europea, [“Strategia UE di mobilitazione esterna per l'energia in un mondo che cambia”](#), 18 maggio 2022.

⁷ Commissione europea, [REPowerEU](#), 18 maggio 2022.

complessive passate dal 45% al 13% nella prima metà del 2025⁸. Termini come “competitività industriale”, “sicurezza energetica” e “resilienza geopolitica” dominano il testo del 2025, a scapito di riferimenti più puramente ambientali o ecologici, come la biodiversità o la protezione degli ecosistemi, che erano più presenti nelle strategie pre-2022.

La sicurezza è intesa in senso ampio e multidimensionale, integrando il clima nella politica estera UE e includendo aspetti di difesa, innovazione tecnologica per le forze armate (ad esempio, lo sviluppo di veicoli militari elettrici o di sistemi di energia rinnovabile per basi operative) e protezione delle infrastrutture critiche, come oleodotti, reti elettriche e *data center*. Il sostegno alle imprese europee è il filo conduttore materializzato attraverso partenariati vantaggiosi, promozione di prodotti puliti *made in UE*, meccanismi come il *Carbon Border Adjustment Mechanism* (Cbam, introdotto nel 2023 ed entrato in regime definitivo dal 1° gennaio 2026) e incentivi per l’attuazione della legislazione UE nei Paesi partner, come standard ambientali e di sostenibilità nelle catene di fornitura.

Riguardo alla sicurezza energetica, il 2022 privilegiava la diversificazione dei combustibili fossili per staccarsi dalla Russia, con accordi bilaterali che hanno portato a un aumento esponenziale delle importazioni di Gnl dagli Usa; oggi, l’attenzione è sulla protezione delle infrastrutture critiche da minacce fisiche, come sabotaggi, e ibride, come cyber-attacchi, nonché sulla resilienza delle catene di approvvigionamento per materie prime critiche (litio, cobalto, terre rare) e tecnologie pulite. I partenariati del 2022 promuovevano accordi su rinnovabili e idrogeno in Africa e nel Golfo tramite il *Global Gateway*, un’iniziativa da €300 miliardi lanciata nel 2021⁹; la nuova visione estende il *Clean Industrial Deal* globalmente, proponendo coalizioni per una crescita sostenibile con Africa, Golfo e India, in un approccio “Team Europa” rafforzato da un multilateralismo selettivo verso partner definiti “like-minded”, *in primis* Australia, Canada e Giappone, che condividono valori democratici e ambizioni climatiche.

Il discorso sullo stato dell’Unione del 10 settembre 2025 di Ursula von der Leyen¹⁰ ha contestualizzato ulteriormente questa strategia, ponendo la geopolitica al centro e descrivendo l’Europa in “lotta per il futuro” in un mondo segnato da ambizioni imperiali e guerre, con l’Ucraina al centro come simbolo di resistenza. Von der Leyen ha invocato un “momento di indipendenza” europea, unendo difesa, energia e clima: gli investimenti in rinnovabili non solo riducono le emissioni, ma rafforzano la sicurezza contro fornitori volatili, come la Russia o la Cina, riducendo la dipendenza da importazioni instabili¹¹. Questo discorso ha enfatizzato come la transizione pulita sia essenziale per la sovranità europea, citando esempi come l’aumento del 40% nella produzione eolica UE dal 2022 e la necessità di triplicare gli investimenti nell’elettrificazione per integrare fonti rinnovabili.

⁸ Commissione europea, [L’UE accetta di porre fine in modo permanente alle importazioni di gas russo e di eliminare gradualmente il petrolio russo](#), 3 dicembre 2025.

⁹ Commissione europea, [Global Gateway](#), 1 dicembre 2021.

¹⁰ Commissione europea, [Discorso della Presidente von der Leyen sullo stato dell’Unione 2025](#), 10 settembre 2025.

¹¹ F. Prandin, [“From green to geopolitics: the evolution of EU climate discourses and identity constructions 2015-2022”](#), *European Policy and Society*, 10 settembre 2025.

Le opportunità della nuova strategia

La nuova visione apre significative opportunità per l'UE, evidenziando le potenzialità della transizione energetica come motore di crescita economica e innovazione. In primo luogo, rafforza la *leadership* industriale e l'innovazione, permettendo all'Europa di catturare quote crescenti di un mercato globale delle tecnologie pulite in crescita esponenziale. Attraverso esportazioni di tecnologie avanzate, come turbine eoliche *offshore* o batterie allo stato solido (Ssb) e investimenti in ricerca e sviluppo – con fondi dal programma *Horizon Europe*, potenziato a €100 miliardi – l'UE può posizionarsi come *hub* globale dell'innovazione verde. I partenariati reciprocamente vantaggiosi, facilitati da iniziative come il *Global Gateway*, promuovono cooperazioni su idrogeno verde (ad esempio con l'Egitto come potenziale *hub* mediterraneo, dove progetti pilota potrebbero produrre fino a 1,5 milione di tonnellate annue entro il 2030)¹² e rinnovabili (in Africa subsahariana, con il suo enorme potenziale solare stimato in oltre 10.000 GW, ma attualmente sfruttato solo al 1%)¹³. Questi accordi garantiscono accesso diversificato a materie prime critiche, come il litio dal Sud America o il cobalto dall'Africa, e mercati emergenti, riducendo i rischi in caso di crisi geopolitiche e basando le relazioni su criteri di sostenibilità, inclusi standard Esg (*Environmental, Social, Governance*).

Per l'Italia, la posizione mediterranea favorisce il ruolo di *hub* per l'import di idrogeno e rinnovabili dal Nord Africa, in piena sintonia con *REPowerEU* e utile a ridurre la vulnerabilità energetica nazionale. Le cooperazioni con Algeria - che includono non solo gasdotti come il Transmed, ma anche *joint venture* per elettrolizzatori per idrogeno verde, con investimenti italiani da parte di Eni, Snam ed Egitto e dove il progetto *Global Gateway* prevede corridoi energetici per esportare energia solare verso l'Europa - integrano sicurezza energetica e transizione verde, offrendo *chance* concrete di diversificazione, creazione di posti di lavoro (stimati in 100.000 nel settore italiano delle rinnovabili entro il 2030) e crescita economica.

Altre opportunità includono la promozione di catene di fornitura sostenibili: la strategia incoraggia la “nearshoring” e il “friendshoring”, ovvero il trasferimento di produzioni critiche verso partner affidabili, riducendo la dipendenza dalla Cina e favorendo accordi con l'India per semiconduttori verdi o con il Brasile per bioenergie. Questo approccio non solo mitiga i rischi, ma stimola l'innovazione interna, come dimostrato dal successo del programma Ipcei (*Important Projects of Common European Interest*) per l'idrogeno, che ha attratto oltre €5 miliardi in investimenti privati¹⁴.

Le sfide e i rischi

La nuova strategia presenta anche sfide significative e rischi potenziali che potrebbero minare la sua efficacia. I recenti negoziati sul *target* climatico per il 2040, conclusi a fine 2025 con un compromesso al ribasso (riduzione del 90% delle emissioni invece del 95% proposto inizialmente), hanno rivelato resistenze crescenti a obiettivi ambiziosi, influenzate da gruppi

¹² S. Samir, [Egypt to Produce 1.5 M Tons of Green Hydrogen Annually by 2030](#), *Egypt Oil & Gas*, 29 aprile 2024.

¹³ Federmanager, [Focus energia](#), novembre 2024.

¹⁴ Commissione europea, [Hydrogen](#).

industriali e politici preoccupati per i costi di transizione. Dinamiche interne all'UE, come l'ascesa di partiti euroscettici nelle elezioni europee del 2024, lobby corporate da parte di giganti fossili e la percezione pubblica di costi elevati della transizione, con bollette dell'energia aumentate negli ultimi anni a causa della volatilità, rischiano di indebolire l'agenda verde, soprattutto con lo *shift* verso competitività e sicurezza. Ad esempio, l'inclusione di investimenti in difesa tra quelli per tecnologie sostenibili potrebbe diluire i fondi destinati al clima, creando tensioni tra budget militari e ambientali.

Il contesto geopolitico complica ulteriormente il raggiungimento degli obiettivi. Il dominio cinese nel mercato globale delle tecnologie pulite è consolidato e largamente avanzato. Pechino, inoltre, controlla il 90% della raffinazione e circa il 60% dell'estrazione di terre rare, essenziali per la transizione energetica e digitale mondiale¹⁵. Le incrinature transatlantiche, esacerbate dall'amministrazione Usa post-2024, rendono più ardua la crescita industriale, con l'UE che deve competere senza alleati storici. Vincoli finanziari e il prossimo Quadro Finanziario Pluriennale (Mff) 2028-34 devono bilanciare spesa per difesa, stimata in 500 miliardi di euro,¹⁶ e finanziamento climatico senza cadere in false dicotomie, in un contesto di aggiornate regole fiscali che limitano il deficit al di sotto del 3% del Pil¹⁷, nonostante i costi dell'inazione climatica, stimati dall'Ipcc in trilioni di euro per eventi estremi come inondazioni e siccità, superino quelli dell'azione.

Infine, accelerare la transizione senza lasciare indietro partner vulnerabili è cruciale: in economie emergenti come quelle africane, gli investimenti solari rappresentano meno del 2% del totale globale, nonostante il continente subisca il 70% degli impatti climatici, pur emettendo solo il 3% delle emissioni¹⁸. Resta il rischio che l'approccio UE sia percepito come "colonialismo verde", con estrazione di risorse senza benefici locali e rischi di *backlash* nei Paesi in via di sviluppo. Alcune formulazioni della Comunicazione, come l'enfasi sulla promozione di tecnologie pulite UE o l'allineamento di investimenti esteri agli interessi europei, potrebbero accentuare tali percezioni, richiedendo un approccio più inclusivo, con trasferimenti tecnologici e *capacity building*.

In conclusione, per l'Italia e l'Europa questa strategia rappresenta un'opportunità per rafforzare l'autonomia strategica, integrando transizione verde, sicurezza energetica e competitività industriale. Tuttavia, richiede vigilanza sui rischi geoeconomici, un'attenzione all'ambiente, un impegno diplomatico rafforzato e un multilateralismo efficace per una transizione giusta, evitando diluizione di obiettivi climatici e garantendo che i benefici siano condivisi globalmente. Solo attraverso un equilibrio tra ambizione e pragmatismo, l'UE può trasformare le sfide in un vantaggio duraturo, contribuendo a un mondo più sostenibile.

¹⁵ *Rivista Giuridica dell'Ambiente*, "Le terre rare: rischi e opportunità per l'ambiente", 1 febbraio 2025.

¹⁶ Parlamento europeo, [Reinforcing EU defence through joint purchases](#), 11 maggio 2023.

¹⁷ Z. Darvas et al., [The implications of the European Union's new fiscal rules](#), Bruegel, 20 giugno 2024.

¹⁸ Eni, [Africa in Transition](#), dicembre 2023.

5. L'Alleanza Usa-Qatar e la minaccia alla direttiva Csddd dell'Unione Europea

Francesco Sassi

La seguente analisi si focalizza sulla crescente dipendenza dell'Unione Europea dalle importazioni di gas naturale liquefatto (Gnl) e le implicazioni derivanti da questa condizione per le proprie politiche energetiche e climatiche. Con particolare attenzione, l'articolo si concentra sulla lettera congiunta inviata nell'ottobre scorso da Stati Uniti e Qatar, due tra i maggiori esportatori di Gnl al mondo, i quali hanno avvertito l'UE rispetto alle conseguenze dirompenti della Direttiva *Corporate Sustainability Due Diligence Directive* (Csddd), descritta come una "minaccia esistenziale" che metterebbe a rischio l'accessibilità delle forniture di Gnl per via della portata extraterritoriale di alcune previsioni. La ricerca esplica come questa alleanza senza precedenti tra Washington e Doha prema su Bruxelles affinché l'UE scenda a compromessi sulle questioni chiave delle politiche e strategie del *Green Deal*.

Una lettera attesa

Inaspettatamente per alcuni *policymaker* e operatori di settore, ma non certo per i più attenti osservatori della geopolitica dell'energia, gli Stati membri dell'Unione Europea hanno ricevuto il 22 ottobre scorso una lettera aperta da parte di Stati Uniti e Qatar che mette in discussione uno dei pilastri della strategia di Bruxelles per affrontare la sicurezza energetica e la transizione come un'unica sfida. Congiuntamente, il Dipartimento dell'energia degli Stati Uniti e il Ministero degli Affari energetici del Qatar hanno inviato una lettera aperta all'UE che critica duramente i principali obiettivi della Direttiva Csddd, sollevando preoccupazioni circa le sue "conseguenze indesiderate per la competitività del Gnl e la disponibilità di energia affidabile e conveniente per i consumatori dell'UE"¹.

La Csddd stabilisce in tutto il territorio UE doveri di *due diligence* che impattano le operazioni di società, filiali, catene del valore e partner commerciali. L'ampio raggio d'azione della Csddd ne suggerisce un'applicazione globale, rafforzando l'immagine dell'UE come potenza normativa. Inoltre, per come è stata pensata la Direttiva, obbliga le aziende che operano in Europa ad allinearsi alla strategia energetica e climatica dell'UE tramite un piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici, in conformità con l'obiettivo di neutralità climatica del 2050 dell'Accordo di Parigi. Essa prevede inoltre che le aziende riconoscano gli obiettivi intermedi previsti dalla *European Climate Law*.²

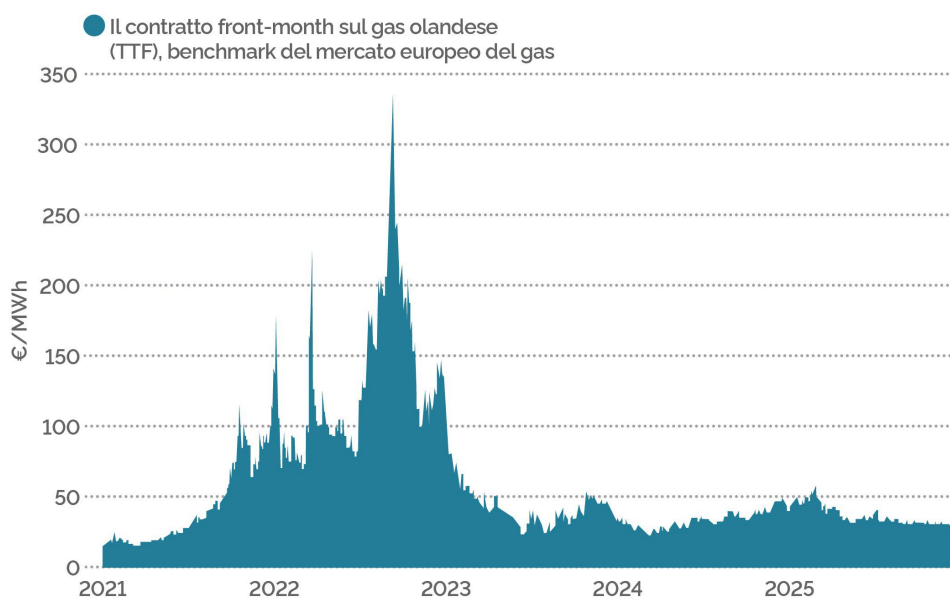
¹ U.S. Department of Energy, [U.S. Energy Secretary and Qatari Energy Minister Send Letter to EU Regarding Proposed Corporate Climate Regulations](#), 22 ottobre, 2025

² Commissione europea, [Corporate sustainability due diligence](#).

Dopo aver definito il dialogo con molti governi dell'UE come “costruttivo” e aver offerto “raccomandazioni specifiche” per evitare conseguenze indesiderate per l'Europa, nella lettera inviata agli Stati membri gli Stati Uniti e il Qatar descrivono congiuntamente una “mancanza di impegno sostanziale” da parte dell'UE e sottolineano l'assenza di inversioni di rotta significative da parte del Consiglio e della Commissione riguardo alla Csddd. I governi di Washington e Doha definiscono la Csddd come un rischio “per l'accessibilità e l'affidabilità delle forniture energetiche critiche per le famiglie e le imprese” e anche una “minaccia esistenziale” per la crescita e la resilienza dell'economia dell'UE, portando a “prezzi più elevati dell'energia e di altre materie prime” e danneggiando investimenti e scambi commerciali.

La caratterizzazione del mercato energetico europeo offerta da Stati Uniti e Qatar è quantomai peculiare e porta a galla declinazioni contrastanti e interpretazioni spesso fuorvianti che da anni riguardano l'andamento dei prezzi all'ingrosso del gas naturale e del Gnl, in particolare a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina e della crisi del gas europea, oggetto di vari studi³. Due dati in contraddizione tra loro spiegano in maniera piuttosto efficace quanto l'incertezza sugli scenari futuri regni nell'analisi dei mercati energetici europei dove, da una parte, il prezzo del gas naturale è sceso ai minimi dal 2020, con un'industria europea che continua a dare segnali di forte debolezza, e, dall'altra, non aumentano i consumi nonostante i prezzi inferiori⁴. (Figura 16)

FIG. 16 - I PREZZI DEL GAS NATURALE IN EUROPA SI RIAVVICINANO AI LIVELLI PRE-CRISI



Fonte: Bloomberg/Intercontinental Exchange

³ F. Sassi, “The (Un) Intended consequences of power: The global implications of EU LNG strategy to reach independence from Russian gas”, *Energy Policy*, vol. 198, 2025, DOI: 10.1016/j.enpol.2025.114494; J. Mannhardt, P. Gabrielli e G. Sansavini, “Collaborative and selfish mitigation strategies to tackle energy scarcity: The case of the European gas crisis”, *iScience*, vol. 26, n. 5, p. 106750, 2023; A. Vatansever, A.C. Goldthau, “The political economy of breaking European dependence on Russian gas”, *Resource Policy*, vol. 109, p. 105696, 2025.

⁴ “Return of Cheaper Gas Hasn’t Solved Europe’s Industrial Crisis”, *Bloomberg*, 19 dicembre 2025.

Nello specifico, la lettera mette in dubbio l'applicabilità di quattro articoli della Csddd, ovvero:

Articolo 2: l'articolo si riferisce all'applicazione della Direttiva a tutte le società – o filiali – di un paese terzo con un fatturato superiore a €450 milioni nell'Unione nell'esercizio finanziario precedente, comportando la portata extraterritoriale della stessa Csddd per tutte le società di Gnl attive nella vendita di carichi nell'UE;

Articolo 22: l'articolo si riferisce a obiettivi vincolanti legati al cambiamento climatico per il 2030 e a tappe quinquennali fino al 2050 basate su prove scientifiche, con obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra (Ghg) secondo gli standard Scope 1, Scope 2 e Scope 3. Ciò include l'adozione di nuove tecnologie e regolamenti e la chiarificazione degli investimenti a supporto dei piani di transizione;

Articolo 27: l'articolo si riferisce alle sanzioni applicabili nel caso di evidenti violazioni delle disposizioni di legge, calcolate in base al fatturato netto mondiale dell'azienda. Il limite massimo delle sanzioni pecuniarie è fissato a “non meno” del 5% del fatturato netto mondiale dell'azienda nell'esercizio finanziario precedente alla eventuale decisione di imporre la multa;

Articolo 29: l'articolo si riferisce alla responsabilità di un'azienda di rispondere del pieno risarcimento dei danni subiti da persone fisiche o giuridiche, con almeno cinque anni di tempo per intentare azioni di risarcimento danni ai sensi della Csddd.

La Csddd, approvata nel luglio 2024, ancora la promozione di un comportamento aziendale sostenibile e responsabile per una “transizione giusta” verso un'economia sostenibile attraverso la catena del valore globale delle aziende. Attraverso una serie di applicazioni extraterritoriali, la Direttiva affronta gli impatti negativi sui diritti umani e sull'ambiente delle azioni delle compagnie all'interno e all'esterno dell'Europa. La Direttiva crea un quadro di certezza giuridica per le imprese e condizioni affinché le aziende possano competere in Europa su di un piano di parità tra di esse⁵.

La stessa UE ha adottato a febbraio un pacchetto Omnibus di proposte per semplificare e snellire i requisiti di rendicontazione previsti nella Csddd, nella Direttiva *Corporate Sustainability Reporting Directive* (Csrd) e nella cosiddetta *EU Taxonomy*. Il pacchetto semplifica gli standard di rendicontazione e riduce il numero di imprese obbligate a riferire, concentrandosi solo su quelle grandi (5.000 dipendenti e fatturato annuo superiore a 1,5 miliardi di euro) che sarebbero soggette a obblighi di *due diligence*, il che si applica ovviamente ai maggiori operatori Gnl statunitensi, a QatarEnergy e agli acquirenti (*offtakers*) dell'UE⁶.

Le aziende sono ancora tenute a sviluppare piani di transizione allineati all'Accordo di Parigi e continuano a essere responsabili per i danni ai sensi delle leggi nazionali, anche se l'UE ha ritirato la possibilità di responsabilità civile a un livello europeo più ampio.

⁵ Commissione europea, [Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 2006/43/EC, 2013/34/EU, \(EU\) 2022/2464 and \(EU\) 2024/1760 as regards certain corporate sustainability reporting and due diligence requirements](#), COM(2025) 81 final. 26 Febbraio 2025.

⁶ Commissione europea, [Omnibus package](#), 1 aprile 2025.

Un'alleanza Usa-Qatar?

Dall'economia alla forza militare, le differenze tra Stati Uniti e Qatar non potrebbero essere maggiori in termini di capacità materiali e distributive. Tuttavia, i due Paesi stanno procedendo celermente sul percorso diplomatico atto a creare quella che nella letteratura scientifica viene definita come un'alleanza informale incentrata sulla questione del gas e del Gnl⁷. Quattro elementi spuntano in maniera particolare nel processo di formazione di questa alleanza informale tra Stati Uniti e Qatar che, proprio attorno alla questione del gas naturale e del GNL, divengono rilevanti in opposizione alle politiche dell'Unione Europea:

- 1) La percezione di una minaccia comune alla sovranità delle strategie riguardanti il gas e politiche energetiche. Dalla percezione si procede alla presa di coscienza che, per tutelare gli interessi del Paese, sia necessaria una difesa concertata contro questa minaccia, indipendentemente dallo *status* formale che lega i Paesi coinvolti nell'alleanza;
- 2) Il processo richiede un certo grado di istituzionalizzazione, nonostante la mancanza di un'appartenenza formale ad una specifica istituzione. Gli Stati Uniti, ad esempio, non fanno parte del Forum dei Paesi Esportatori di Gas – Gecf – mentre il Qatar ne è un membro leader;
- 3) Un alto grado di volontà politica nel perseguimento di una relazione più stretta tra i Paesi partner, con interessi reciproci che creano un senso di *partnership* vincente;
- 4) L'identificazione con la comunità che costituisce l'istituzione stessa, dove viene condiviso un senso di fiducia e appartenenza come produttori di gas e Gnl.

In risposta al primo elemento fondamentale elencato, secondo la lettera congiunta la Direttiva Csddd “mina seriamente la capacità della comunità energetica americana, qatariota e internazionale in senso lato di mantenere ed espandere le proprie *partnership* e operazioni all'interno dell'UE”.

Nei fatti, notano entrambi i Paesi, la Direttiva arriva in un momento di grandi investimenti per “aumentare significativamente la fornitura affidabile di Gnl all'UE in linea con le aspirazioni strategiche europee”, una dichiarazione fatta sottolineando anche che il gas e il Gnl rimarranno una “fonte energetica critica” per molti decenni a venire.

Gli Stati Uniti e il Qatar stanno entrambi sviluppando una nuova serie di impianti e terminali Gnl, destinata a spostare l'equilibrio del mercato verso un'abbondanza di offerta come mai si è vista in passato, e inclinando il piano del commercio globale di gas proprio verso il Gnl rispetto agli scambi via gasdotto. Ad esempio, l'Oxford Institute for Energy Studies prevede che la domanda globale di gas crescerà di circa 613 miliardi di metri cubi (bcm) (+15%) tra il 2024 e il 2035. La crescita cumulativa della capacità di esportazione di Gnl è prevista così a circa 400 bcm entro la metà del prossimo decennio, con i tre quarti delle Decisioni Finali

⁷ A. Wieslander, “What makes an ally? Sweden and Finland as NATO's closest partners”, *Journal of Transatlantic Studies*, vol. 17, 2019, pp. 194-222.

di Investimento (Fid) riguardanti questi volumi già intrapresa negli ultimi mesi e altri progetti che a breve verranno ufficialmente annunciati⁸.

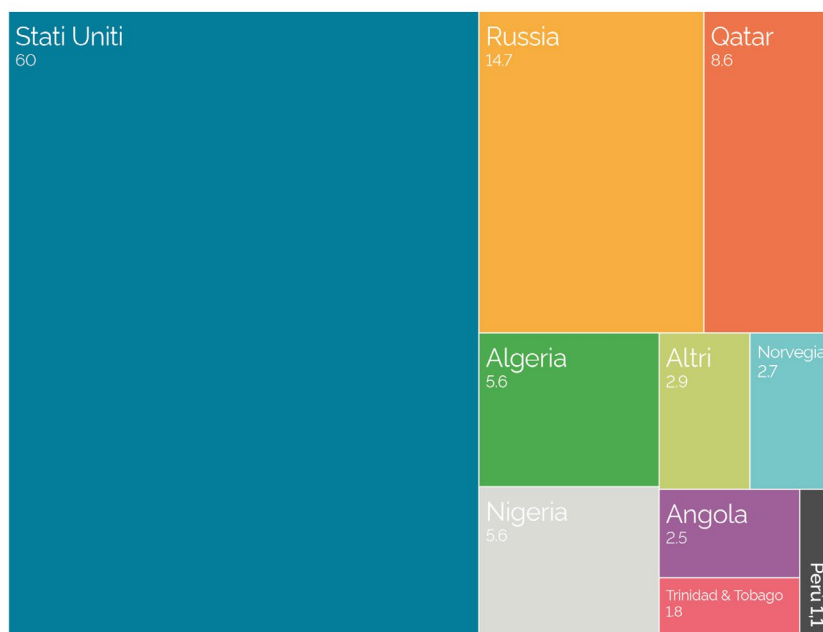
Ciò potrebbe portare a un bassissimo indice di utilizzo dei terminali Gnl in futuro, in particolare dopo il 2027, con il caso dei prezzi *spot* in Europa e Asia che passerebbero dagli attuali 10-12 \$/Mmbtu a 8 o addirittura 6 \$/Mmbtu, stabilendo un nuovo “*Ordine del Gas*” basato su prezzi del gas estremamente più economici rispetto a quelli sperimentati durante il picco della crisi energetica in Europa.

Le potenzialità che una multa del 5% sul fatturato globale per una società che non rispetti i crismi della Csddd e che al contempo intraprenda rischi d’investimento di tale portata, sottoposta d’altra parte a tale concorrenza sul settore internazionale del gas, rappresenta un rischio finanziario estremo per qualsiasi compagnia energetica intenzionata a sviluppare progetti e rimanere competitiva in questo scenario di prezzi bassi.

Per lo più, le società europee sono azioniste e acquirenti di alcuni dei più grandi impianti Gnl sia in Qatar che negli Stati Uniti, con ad esempio BP e TotalEnergies che hanno recentemente raddoppiato gli investimenti con nuove acquisizioni di risorse di gas a monte (*upstream*) per facilitare le consegne ai clienti asiatici⁹.

In questo scenario, una spinta congiunta da parte di Stati Uniti e Qatar per rivedere le clausole più onerose della Csddd rappresenta una ragione ovvia per investire in una *partnership* vantaggiosa tra i due fornitori, essendo i due Paesi di gran lunga gli attori più rilevanti nel mercato del Gnl dell’UE oltre al gas norvegese via gasdotto e alle rimanenti forniture russe. (Figura 17).

FIG. 17 - FORNITURE DI GNL IN EUROPA NEL 2025 (IN MILIONI DI TONNELLATE - PER FONT)



Fonte: CERA/S&P Global Platts

⁸ M. Fulwood, M. (a cura di), “The Global Outlook for Gas Demand in a \$6 World”, OIES Paper, NG 202, ottobre 2025.

⁹ “BP and Total deepen commitments to U.S. with major projects”, Reuters, 29 settembre 2025.

Tutto ciò diviene ancora più rilevante alla luce del divieto accelerato delle importazioni di Gnl russo a partire dal 1° gennaio 2027 per i contratti a lungo termine, approvato dalla Commissione UE il 23 ottobre all'interno del 19° pacchetto di sanzioni contro Mosca. Questo prevede anche il divieto, entro sei mesi dall'entrata in vigore delle sanzioni, per i contratti a breve termine, e, in conformità all'accordo raggiunto il 3 dicembre scorso tra Parlamento, Consiglio e Commissione, il divieto definitivo di importazione di gas e Gnl, includendo lo stop alle importazioni di gas russo via pipeline dal 30 settembre 2027¹⁰.

Un problema per chi?

La pressione contro l'attuazione della Csddd, così come promossa da Washington e Doha, sta però montando da mesi anche all'interno della stessa UE, alle prese con stagnazione economica e difficoltà industriali da più parti riscontrabili, nonostante una spinta inflazionista che appare essersi attenuata¹¹.

Infatti, alcune tra le principali istituzioni finanziarie europee si sono attivate con i rispettivi governi affinché spingessero per l'abolizione delle regole dell'UE sulla *due diligence* aziendale. Quasi 50 Ceo di aziende francesi e tedesche, guidati dalle stesse TotalEnergies e Siemens, a cui si aggiungono anche AXA e Allianz, pur esprimendo pubblicamente il sostegno alla Direttiva, hanno scritto una lettera congiunta al Presidente Emmanuel Macron e al Cancelliere Friedrich Merz chiedendo di sostenere l'abbandono della Csddd per dare un "segnale chiaro e simbolico" agli investitori: che i governi e le autorità europee si stanno impegnando a ripristinare la competitività in Europa¹².

In una votazione segreta, il Parlamento europeo ha respinto la proposta *omnibus* sulla sostenibilità in uno scrutinio richiesto dai gruppi di destra dopo che era stata approvata dalla commissione competente. Alcuni eurodeputati hanno quindi votato contro la posizione del proprio partito e la stessa Direttiva è stata aperta a ulteriori rinegoziazioni ed emendamenti nel corso del mese di dicembre. La Csddd è vista come una componente fondamentale della strategia dell'UE di competizione industriale con Stati Uniti e Cina, ma la deregolamentazione e la semplificazione della stessa appaiono particolarmente negative per i sostenitori del *Green Deal*¹³. Nel dicembre 2025, il Parlamento europeo e la presidenza del Consiglio europeo, affidata al governo danese, hanno raggiunto un accordo parziale sulla semplificazione delle Csddd e della Csrđ al fine di "rimuovere pesi e regolamentazioni e migliorare la competitività UE", semplificando il peso del *reporting* affidato alle compagnie, e di limitare le obbligazioni a carico delle compagnie più piccole. Anche la previsione nell'Articolo 22 della Csddd è stata rimossa eliminando così l'obbligo di adottare piani di transizione per le compagnie in linea con i principi energetici e climatici dell'UE, mentre

¹⁰ Commissione europea, [EU agrees to permanently stop Russian gas imports and phase out Russian oil](#), 3 dicembre 2025.

¹¹ Banca centrale europea (Bce), [Eurosystem staff macroeconomic projections for the euro area](#), dicembre 2025.

¹² "Major EU sustainable investors lobby to repeal CSDDD", *Responsible Investor*, 16 ottobre 2025.

¹³ "EU politicians reject sustainability omnibus proposals in surprise secret vote", *Green Central Banking*, 23 ottobre 2025.

l'Ombudsman europeo ha riscontrato numerose falle procedurali nell'operato della Commissione europea per la semplificazione della Direttiva¹⁴.

Nel testo emendato, le sanzioni previste per le compagnie in ambito civile vengono rimosse a livello europeo e lasciate alla discrezione degli Stati membri. Ciò significa che i Paesi UE potranno sì applicare la legge, ma non verrà a loro imposto di farlo da autorità centrali europee, mentre le multe potranno raggiungere sino al 3% del fatturato globale delle aziende colte in fallo. L'applicazione della stessa Csddd è stata rimandata dal luglio del 2027 al luglio 2029, consentendo alle aziende un periodo più lungo di adattamento alle nuove regolamentazioni¹⁵. Alcuni analisti non hanno risparmiato giudizi gravi rispetto alla mancanza di impegno per una "prassi legislativa basata sulle evidenze" la quale mina la fiducia nella UE come un organismo "ben funzionante, e un'alternativa liberale democratica ai sistemi sempre più autoritari dei rivali sistemici dell'Europa, sia a est che a ovest"¹⁶.

La possibilità che ulteriori pressioni esterne si mescolino alla pressione interna contro l'approvazione della Direttiva Csddd potrebbe rallentare ulteriormente il processo di approvazione. Questa spinta potrebbe provenire da eurodeputati appartenenti a partiti vicini alle politiche energetiche e climatiche non dissimili da quelle della Casa Bianca e apertamente contrarie al rispetto dell'Accordo di Parigi e all'attuazione delle direttive del *Green Deal* e delle norme e regolamenti ad esso riconducibili.

Esiste anche la possibilità che altri Paesi possano unirsi all'alleanza informale del Gnl Usa-Qatar per respingere la Csddd e applicare ulteriori pressioni sull'UE dall'esterno.

Durante la 27ª riunione ministeriale del Gecf tenutasi a Doha il 23 ottobre 2025, il Ministro dell'Energia del Qatar Saad al-Kaabi ha affermato che "dobbiamo essere chiari nella nostra opposizione alle barriere commerciali e alle misure discriminatorie che penalizzano i prodotti energetici, in particolare il gas naturale", aggiungendo che "non c'è modo di rifornire alcun Paese" con la possibilità di una multa del 5% sul fatturato globale della compagnia frontitrice¹⁷. La riduzione poi implementata dalle modifiche alla Csddd di una multa sul *turnover* globale al 3% non sembra aver modificato neppure le posizioni di Exxon Mobil, uno dei giganti energetici statunitensi maggiormente critici della Direttiva, che ha fatto campagna di *lobbying* sulla Casa Bianca per elevare la questione ai massimi livelli della diplomazia transatlantica¹⁸.

Saad al-Kaabi ha anche aggiunto che interrompere le forniture di Gnl all'Europa "è qualcosa che non vogliamo assolutamente fare". Le dinamiche in gioco invitano a riflettere sulla possibilità che altri esportatori di gas e Gnl si uniscano all'asse Washington-Doha per opporsi

¹⁴ Consiglio europeo, [Council and Parliament strike a deal to simplify sustainability reporting and due diligence requirements and boost EU competitiveness](#), 9 dicembre 2025; ["Ombudsman finds maladministration in how Commission prepared urgent legislative proposals"](#), European Ombudsman 27 novembre 2025.

¹⁵ ["CSDDD After the Omnibus: How Will the Amendments Affect Your Implementation?"](#), CORE, 18 dicembre 2025.

¹⁶ J.S. Marcus, ["The European Commission is neglecting evidence-based law-making"](#), CEPS, 7 gennaio 2026; C. Eckes, ["Europe's Climate Crisis Is a Rule-of-Law Crisis"](#), Verfassungsblog, 22 dicembre 2025.

¹⁷ ["Qatar urges gas producers to oppose trade barriers, including EU sustainability law"](#), Reuters, 23 ottobre 2025.

¹⁸ M. Dey e K. Abnett, ["EU strikes deal to weaken corporate sustainability laws"](#), Reuters, 9 dicembre 2025.

politicamente alla Csddd. Un'alleanza informale con gli Stati Uniti e altri Paesi del Gecf come Emirati Arabi Uniti, Nigeria e Algeria, già importanti fornitori di gas dell'UE, potrebbe essere una soluzione vantaggiosa e a basso costo per gli stessi esportatori di gas per fare pressione ai fini di una revisione della Csddd. Un passo che potrebbe avere implicazioni dirompenti per la stessa politicizzazione e sicurezza delle forniture di gas in Europa.

6. Eni e il giacimento di Vaca Muerta: l'Argentina come futuro *supplier* globale di Gnl?

Fabio Indeo

In un contesto energetico globale connotato da una necessità condivisa di trovare nuovi fornitori di gas naturale - opzione necessaria per soddisfare una domanda destinata a crescere per supportare gli sforzi volti a una diffusa elettrificazione dei consumi attraverso l'utilizzo di fonti energetiche meno inquinanti di petrolio e carbone - la valorizzazione del potenziale energetico di alcune nazioni (Mozambico, Africa occidentale, Argentina) legittimerà il loro nuovo status di *suppliers* regionali o internazionali.

Il caso dell'Argentina appare di particolare rilevanza ed interesse in quanto il pieno sfruttamento delle ingenti riserve di idrocarburi non convenzionali (*shale gas*, o gas di scisto, e *tight/shale oil*) individuate nel giacimento di Vaca Muerta, nel bacino di Neuquén, permetterà alla nazione sudamericana di raggiungere una condizione di autosufficienza energetica relativa, destinando inoltre parte della produzione ad approvvigionare i mercati regionali ed internazionali: in quest'ottica, la realizzazione di infrastrutture di trasporto terrestri (gasdotti) e marittime (terminal di liquefazione per l'esportazione di gas naturale liquefatto, Gnl) si profila come una priorità per il governo di Buenos Aires, associata alla necessità di creare le condizioni favorevoli per attirare le maggiori compagnie energetiche internazionali ad investire nella valorizzazione delle riserve.

Il recente accordo siglato dalla compagnia energetica italiana Eni risulta complementare e funzionale alle esigenze emerse nel contesto energetico argentino, contribuendo allo sviluppo della produzione nazionale e alle prospettive di esportazione: per l'Eni, gli investimenti nel giacimento di Vaca Muerta rappresentano un ulteriore tassello nella strategia di diversificazione delle attività e di ampliamento del novero dei Paesi produttori (es. Mozambico, Congo) partner di accordi di cooperazione energetica, le cui risorse possono altresì contribuire alle esigenze della domanda gassifera europea, alla ricerca di un'alternativa al gas russo.

Le riserve di gas di scisto a Vaca Muerta e il ruolo di Eni

Sebbene la formazione geologica Vaca Muerta – situata nel bacino di Neuquén (Argentina sud-orientale) - sia stata scoperta nel 1931, solo nell'ultimo ventennio il governo argentino ha iniziato a prendere in considerazione la possibilità di estrarre le ingenti riserve di gas e petrolio attraverso tecniche non convenzionali. Secondo le stime della *US Energy Information Administration*, quest'area di circa 30 mila km quadrati – estesa quanto il Belgio – conterrebbe 8.700 miliardi di metri cubi di *shale gas* e 16 miliardi di barili di *shale/tight oil* o petrolio non convenzionale: se si considera l'intero bacino di Neuquén (che detiene il 98% delle riserve

nazionali di gas di scisto), l'Argentina detiene le seconde maggiori riserve recuperabili al mondo di *shale gas* (dopo la Cina) pari a 22.700 miliardi di metri cubi.¹ Al fine di valutare e comprendere il potenziale di Vaca Muerta, basti pensare che viene considerato paragonabile (dagli analisti internazionali) al giacimento statunitense di Permiano, localizzato tra Texas e New Mexico, punto di riferimento a livello mondiale per l'estrazione di idrocarburi attraverso tecniche non convenzionali, con una produzione di *shale oil* stimata in 6,6 milioni di barili al giorno.²

La crescente attenzione della classe politica argentina per la valorizzazione del giacimento di Vaca Muerta ha trovato espressione nella decisione nel 2012 di nazionalizzare il 51% della compagnia YPF, – sino a quel momento controllata dalla spagnola Repsol: da quel momento la capacità produttiva di idrocarburi non convenzionali è cresciuta esponenzialmente. Inoltre, la combinazione di una serie di fattori – crescente attività di perforazione, miglioramenti tecnologici nella fratturazione idraulica e perforazione orizzontale (*fracking*), congiuntura favorevole dei prezzi, investimenti sulla creazione di nuove infrastrutture per il trasporto, iniziative politiche di supporto – hanno portato un aumento dal 2021 al 2024 del 50% nella produzione di petrolio non convenzionale e del 27% dello *shale gas*.³

Se guardiamo i dati, a settembre 2025 su una produzione di gas naturale di quasi 45 miliardi di metri cubi (Gmc) il 67% era costituita da *shale gas* – anche se la produzione appare in calo del 15,6% rispetto a settembre 2024, sostanzialmente a causa della chiusura dei pozzi per manutenzione ordinaria – mentre la produzione media giornaliera di petrolio si è attestata sui 833.874 barili, ovvero una crescita del 14% rispetto a settembre 2024: per quanto concerne la produzione di petrolio non convenzionale, essa è aumentata del 30% rispetto all'anno precedente, superando i 550 mila barili al giorno, e rappresentando il 66% della produzione totale di petrolio⁴. Grazie a questa produzione in crescita, attualmente l'Argentina è diventata il quarto produttore dell'America Latina dopo Brasile, Venezuela e Guyana.

All'interno di questo promettente scenario energetico si colloca il crescente interesse dell'Eni, suggellato dall'accordo siglato con la compagnia statale argentina Ypf nel giugno 2025, relativo al progetto Argentina Lng (Arglng), che mira a definire le attività propedeutiche per creare le condizioni che porteranno alla decisione finale di investimento progetto, che comprende le installazioni di produzione, di trattamento, di trasporto e di liquefazione del gas attraverso due unità galleggianti, per una capacità totale di 12 milioni di tonnellate all'anno (Mpta) di gas naturale liquefatto, equivalenti a 9 miliardi di metri cubi⁵. L'eccezionale rilevanza dell'accordo è testimoniata dalla cornice istituzionale nella quale è stato siglato, alla

¹ US Energy Information Administration, “[Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina](#)”, settembre 2015.

² McKinsey, “[Vaca Muerta, an opportunity to respond to the global energy crisis](#)”, 21 ottobre 2022.

³ US Energy Information Administration, “[Argentina's crude oil and natural gas production near record highs](#)”, 5 dicembre 2024; E. Lisi, “Vaca Muerta resuscita la produzione di Oil&Gas dell'Argentina”, *Energia Oltre*, 26 maggio 2025.

⁴ Ministerio de Economía, [Hydrocarburos: Producción de Petróleo y Gas](#); F. Lugano, “Argentina: boom del petrolio da scisto (record!), ma il gas crolla. Il miracolo di Vaca Muerta salverà l'economia?”, *Scenari Economici*, 13 novembre 2025.

⁵ Eni, “[Eni e YPF firmano un accordo per la partecipazione al progetto Argentina LNG](#)”, 6 giugno 2025.

presenza del Presidente del Consiglio italiano Meloni e del Presidente della Repubblica argentina Milei. Le basi di questo accordo erano state create con il Memorandum di Intesa siglato ad aprile 2025, che evidenziava l'interesse della compagnia energetica italiana ad investire per sviluppare le ingenti riserve del giacimento sudamericano di Vaca Muerta, in una strategia di diversificazione geografica della produzione e degli investimenti. L'amministratore delegato di Eni Claudio Descalzi ha espressamente riconosciuto che "la scelta di Eni come partner strategico da parte di Ypf nasce dal *know-how* specifico e distintivo che abbiamo sviluppato nei progetti Flng in Congo e Mozambico e dal riconoscimento della nostra *leadership* mondiale nella realizzazione di progetti con questa tecnologia"⁶. Secondo il Ceo della Ypf Horacio Marin, per implementare il progetto sarà necessario perforare 800 nuovi pozzi e raddoppiare la produzione di gas del 2024, con investimenti stimati in \$25 miliardi per le infrastrutture e per \$15 miliardi per sviluppare l'attività *upstream*⁷.

Eni, quindi, è attivamente coinvolta nello sviluppo di una delle tre fasi che costituiscono il progetto Argentina Lng, con l'obiettivo di esportare verso i mercati internazionali la produzione gassifera di Vaca Muerta attraverso il posizionamento di sei terminali di liquefazione galleggianti (ovvero navi adibite a questa funzione) nel Golfo di San Matías, nella provincia di Río Negro, che dovrebbero essere capaci di produrre 28 Mpta entro il 2030. La prima fase dovrebbe concretizzarsi entro il 2027 con l'entrata in funzione dell'unità galleggiante Hilli Episeyo – con una capacità produttiva di 2,45 Mpta – e della "MKII", promossa dal consorzio internazionale Southern Energy, all'interno del quale la società norvegese Golar detiene il 10% delle quote⁸. Successivamente, tra il 2028 e il 2030 verranno realizzate la fase 2 – con il coinvolgimento della compagnia energetica anglo-olandese Shell, nel corso della quale verrà aggiunta una capacità produttiva di 10 Mpta – e la fase 3, nella quale Eni è partner strategico con l'obiettivo di produrre ulteriori 12 Mpta⁹.

Questo partenariato energetico italo-argentino è stato ulteriormente rafforzato e ampliato con l'accordo (non vincolante) per includere la Xrg – società parte della compagnia energetica degli Emirati Arabi Uniti ADNOC – nel progetto Arglng.¹⁰ ADNOC rappresenta un partner strategico di Eni in numerosi progetti di esplorazione e produzione relativi all'*oil&gas* negli Emirati, detenendo anche una quota del 20% nel complesso di raffinazione di Ruwais, quarto maggiore impianto di raffinazione al mondo con una capacità che oltrepassa i 900 mila barili al giorno¹¹.

⁶ Eni, [Eni e YPF firmano un Memorandum d'Intesa per la valutazione congiunta di una fase del progetto Argentina LNG](#), 14 aprile 2025.

⁷ ["Argentina's YPF, ENI finalized Vaca Muerta LNG deal"](#), *Gas Processing & LNG News*, 11 marzo 2025.

⁸ Altri partner del consorzio Southern Energy sono Pan American Energy (30%), YPF (25%), Pampa Energía (20%), Harbour Energy (15%).

⁹ Agenzia per la promozione all'estero e l'internazionalizzazione delle imprese italiane (Ice), ["Vaca Muerta gas: accordo YPF-ENI"](#), 13 giugno 2025; R. Bansal, V.S. Krishna, J. Duailibi Ameijeira e K. Selvaraju, ["Vaca Muerta's oil and gas boom signals Argentina's pivot towards LNG exports"](#), *RystadEnergy*, 17 giugno 2025.

¹⁰ "Eni: firma insieme a YPF accordo con XRG per partecipazione a progetto Argentina Lng", *Il Sole24 Ore*, 4 novembre 2025

¹¹ F. Indeo, ["Forging Cooperation: Italy and the UAE in a New Global Economic Landscape"](#), *TRENDS Insights*, 15 agosto 2025.

La crescente attenzione e il coinvolgimento delle maggiori compagnie internazionali appaiono intimamente legati a questioni prettamente economiche, considerando ad esempio gli elevati tassi di produttività dei pozzi di *shale gas* di Vaca Muerta, che determinano un prezzo di pareggio basso (tra i \$36 e i \$45 al barile), ritenuti altamente competitivi dagli operatori energetici internazionali rispetto all'estrazione del gas di scisto negli Stati Uniti, dove il prezzo medio di pareggio è stimato intorno ai \$70 al barile, destinato ad aumentare sino a \$95 verso il 2035 a causa del progressivo esaurimento delle riserve e dell'aumento delle spese¹².

Snodi infrastrutturali e rotte d'esportazione

Secondo le autorità argentine, il potenziale di Vaca Muerta consentirà alla nazione di incrementare la produzione di gas naturale sino a 50 Gmc entro il 2030, trasformando di fatto la nazione in un esportatore netto sia per via terrestre che per via marittima, mentre la produzione petrolifera raggiungerà il valore di 1 milione di barili al giorno (mbpd) entro il 2026 – la metà della quale da destinare alle esportazioni – e 1,5 mbpd nel 2030¹³. Tuttavia, per rendere concreti e realistici questi obiettivi, l'auspicato aumento della produzione di idrocarburi dovrà necessariamente coincidere con la realizzazione di efficienti infrastrutture di trasporto – gasdotti, impianti di stoccaggio, terminal di liquefazione – attraverso massicci investimenti e precise scelte politiche, sul modello del progetto Argentina Lng.

Per quanto concerne l'opzione via terra, la domanda di gas naturale delle nazioni confinanti sembra supportare l'idea di Buenos Aires di realizzare una rete regionale di gasdotti per esportare il gas estratto a Vaca Muerta, parallelamente a un rafforzamento delle *pipelines* esistenti. Ad esempio, l'interruzione degli approvvigionamenti dalla Bolivia a partire da settembre 2024 (nazione che copriva il 50% delle importazioni gassifere argentine) ha consentito di pianificare un utilizzo in direzione inversa del gasdotto con l'obiettivo di esportare gas in Brasile – verso nord – tramite il gasdotto Gasbol (Bolivia-Brasile), attraversando il territorio del Paese andino. Due mesi dopo, l'Argentina ha siglato un Memorandum d'Intesa con il Brasile per l'esportazione di gas naturale sino a 30 milioni di metri cubi al giorno, creando i presupposti per un partenariato energetico rilevante sul quadro regionale, considerati i consumi dell'economia brasiliana¹⁴.

Inoltre, vengono discusse anche altre rotte di trasporto sia marittime (verso i terminal di rigassificazione brasiliani sull'Oceano Atlantico) che terrestri, attraversando nazioni come Uruguay e Paraguay e delineando i prodromi di una costituenda integrazione energetica regionale.

Parallelamente, l'Argentina ha cominciato ad esportare gas naturale prodotto da Vaca Muerta verso i confinanti Cile e Uruguay grazie al completamento del gasdotto Perito Francisco

¹² T. Paraskova, "U.S. Shale Costs to Soar to \$95 per Barrel Within a Decade", *OilPrice*, 25 settembre 2025; F. Lugano, "Argentina: boom del petrolio da scisto (record!), ma il gas crolla. Il miracolo di Vaca Muerta salverà l'economia?", *Scenari Economici*, 13 novembre 2025.

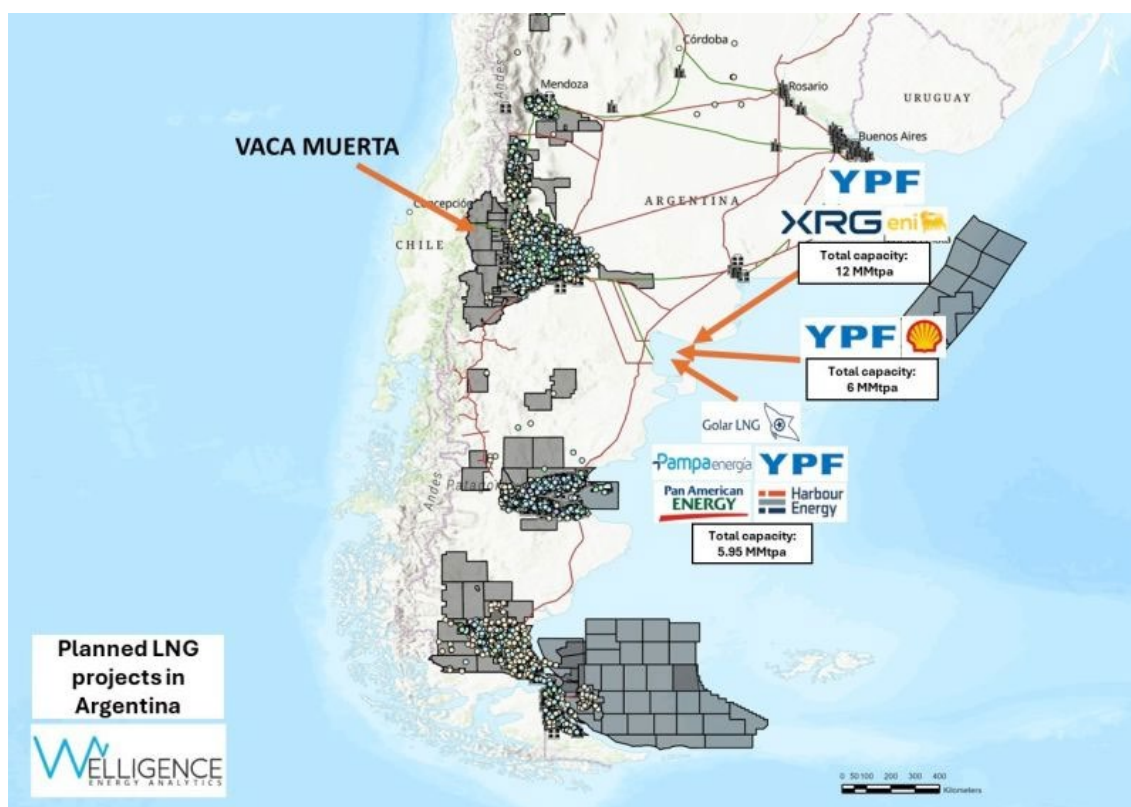
¹³ Argentina Hydrocarbons. Facts and figures, <https://www.argentinahydrocarbons.com/facts/facts-and-figures>

¹⁴ "Quali gasdotti per movimentare il gas di Vaca Muerta", *RIE Energia Staffetta Quotidiana*, 18 settembre 2025

Pascasio Moreno (che in precedenza aveva il nome dell'ex Presidente argentino Néstor Kirchner) ed alle sue diramazioni infrastrutturali interne: le esportazioni verso il Cile sono aumentate del 14%, con un discreto margine di crescita considerando i piani per aumentare la capacità di questo gasdotto¹⁵.

Considerato il potenziale di Vaca Muerta e gli interessi crescenti delle compagnie internazionali, l'opzione rappresentata dalle esportazioni di gas naturale in forma liquida riveste una crescente rilevanza all'interno della politica energetica del governo argentino. La nazione sudamericana dispone del terminal di rigassificazione galleggiante a Bahia Blanca – commissionato nel 2008 con la funzione di importare Gnl, e che nel contesto attuale sembra perdere rilevanza vista la necessità energetico-strategica opposta, volta alle esportazioni – e del terminal di liquefazione e stoccaggio di Escobar, sul fiume Paranà nelle vicinanze della capitale Buenos Aires.

FIG. 18 – PRINCIPALI PROGETTI DI TERMINAL GNL IN ARGENTINA



Fonte: [Welligence Energy Analytics 2025](#)

Sicuramente il progetto integrato Argentina Lng – che vede la partecipazione dell'Eni nella terza fase – rappresenta la punta di diamante dell'ambizione argentina di ritagliarsi un ruolo di esportatore chiave di Gnl nel 2030, con la finalità di realizzare 6 terminal di liquefazione

¹⁵ US Energy Information Administration, “[Argentina’s crude oil and natural gas production near record highs](#)”, 5 dicembre 2024; D. Serraino, “[Argentina: la sfida di Vaca Muerta](#)”, ISPI, 24 marzo 2023.

galleggianti capaci di esportare circa 30 Mtpa di gas. Il governo ha inoltre approvato l'inclusione della prima fase del progetto nel Regime di Incentivi per i Grandi Investimenti (Rigi), con un investimento promesso di \$7 miliardi nei prossimi 20 anni¹⁶.

Tra i progetti futuri, di particolare rilievo appare la *joint venture* tra la Ypf e la compagnia energetica malese Petronas siglata nel 2024, che si propone di costruire un terminal di liquefazione a Bahía Blanca, con un investimento stimato in \$30 miliardi, considerando anche la necessità di completare la rete infrastrutturale di trasporto interna, ovvero di creare una rete di gasdotti capaci di trasportare il gas da Vaca Muerta al terminal marittimo¹⁷.

Un discorso analogo riguarda l'apertura di nuovi oleodotti e il potenziamento di quelli esistenti per favorire l'esportazione di petrolio non convenzionale grazie all'auspicato aumento della produzione (1,5 mbpd entro il 2030) trainato essenzialmente dai pozzi del bacino di Neuquén.

L'inaugurazione dell'oleodotto Duplicar rappresenta una pietra angolare nella strategia energetica argentina, in quanto aumenta di 300mila barili al giorno la capacità di esportazione dalla regione di Neuquén, aumentandola sino a 550mila barili di petrolio giornalieri.

Nel corso dei prossimi anni, la realizzazione del progetto di espansione lungo la direttrice settentrionale dell'oleodotto Duplicar – che renderà disponibili 220mila barili di petrolio aggiuntivi entro il 2027 – e la *pipeline* Vaca Muerta Sud, costituiranno le due principali arterie infrastrutturali di trasporto petrolifero funzionali alla politica energetica di Buenos Aires. In particolare, l'oleodotto Vaca Muerta Sud – progetto dal valore di \$2,7-3 miliardi – collegherà il giacimento di *shale oil* di Loma Campana nel bacino di Neuquén con il terminal marittimo di esportazione di Punta Colorada, sull'Oceano Atlantico, beneficiando di una capacità di trasporto di 700mila barili di petrolio entro il 2030, anche se i lavori di avanzamento sono agli inizi¹⁸. Un consorzio di compagnie argentine e internazionali (YPF, Pampa Energia, Chevron, Shell e Vista Energy) è impegnato nella realizzazione di questo oleodotto strategico, compagnie che sono altresì coinvolte in attività di esplorazione e di estrazione di idrocarburi non convenzionali dal giacimento di Vaca Muerta¹⁹. La strategicità di questo oleodotto risiede nel fatto che permetterà di convogliare per via marittima volumi crescenti di petrolio sui mercati internazionali, contribuendo alla diversificazione geografica dei *suppliers* ricercata dalle nazioni fortemente dipendenti dalle importazioni e rafforzando parallelamente l'ambizione argentina di ergersi ad *hub* energetico globale.

¹⁶ Agenzia per la promozione all'estero e l'internazionalizzazione delle imprese italiane (Ice), [Vaca Muerta gas: accordo YPF-ENI](#).

¹⁷ US Energy information Agency, “[Country Analysis Brief: Argentina](#)”, ultimo aggiornamento 17 ottobre 2024

¹⁸ N. Katona, “[Argentina's Shale Boom Runs into Its Old Enemy](#)”, *OilPrice*, 16 ottobre 2025.

¹⁹ M. Smith, “[How Argentina Became Latin America's 4th Largest Crude Oil Producer](#)”, *OilPrice*, 29 settembre 2025; R. Bansal, V. S. Krishna, J. Duailibi Ameijeira e K. Selvaraju, “[Vaca Muerta's oil and gas boom signals Argentina's pivot towards LNG exports](#)”, *RystadEnergy*, 17 giugno 2025.

FIG. 19 – OLEODOTTO VACA MUERTA SUD



Fonte: [Journal of Petroleum Technology 2025](#)

Conclusioni

La partecipazione di Eni allo sviluppo delle riserve non convenzionali del giacimento di Vaca Muerta delinea una proficua convergenza di interessi tra la compagnia italiana, la controparte argentina e le ambizioni del governo di Buenos Aires. Infatti, la possibilità che nell’arco di 4-5 anni siano disponibili complessivamente 30 mpta di Gnl da un produttore “nuovo” rappresenta un elemento significativo che rafforza la stabilità dei mercati energetici globali, garantendo approvvigionamenti regolari ed aggiuntivi attraverso delle rotte marittime sostanzialmente sicure, in quanto nel tragitto dall’Oceano Atlantico verso l’Europa non vi sono *chokepoints* vulnerabili da attraversare. In questa prospettiva, l’Eni riveste un ruolo di primo piano, unica compagnia energetica della UE (la Shell è un consorzio anglo-statunitense

mentre la Golar LNG è una società norvegese, non membro UE) a contribuire attivamente all'apertura di una rotta energetica aggiuntiva. L'unità galleggiante di liquefazione Coral Sul Flng realizzata da Eni in Mozambico per avviare le esportazioni di gas naturale liquido dal Paese africano, ergendolo in prospettiva nel ruolo di *supplier* globale, costituisce un esempio lampante ed un modello significativo del percorso parallelo che l'Argentina intende intraprendere entro il 2030.

Per il governo argentino, il coinvolgimento delle maggiori compagnie energetiche internazionali (come Eni, Petronas, Shell, Chevron) fornisce una garanzia per la valorizzazione delle riserve di Vaca Muerta, grazie a *know-how*, capacità di investimenti e radicata esperienza nell'attività di esplorazione ed estrazione.

Una variabile da tenere in considerazione nelle possibilità di sviluppo del potenziale energetico argentino è costituita dalla politica di incentivazione da parte del Presidente Milei per attirare capitali stranieri attraverso il Rigi, volto a ridurre le barriere agli investimenti (come i rigidi controlli sui capitali), che potrebbe generare fino a \$27 miliardi di entrate dalle esportazioni di petrolio e gas entro il 2030²⁰.

²⁰ “Quali gasdotti per movimentare il gas di Vaca Muerta”, *RIE Energia Staffetta Quotidiana*, 18 settembre 2025.

7. Nuovi intrecci nel Mediterraneo orientale: il rafforzamento delle relazioni energetiche tra Libia e Turchia e possibili conseguenze per Italia ed Europa

Angela Ziccardi

Da anni, il Mediterraneo orientale risulta teatro di tensioni significative per il controllo delle diverse acque territoriali che lo costituiscono, nonché, di conseguenza, delle opportunità politico-energetiche che si celano nei loro fondali. In particolare, a partire dalla scorsa estate si stanno verificando sviluppi significativi, che potrebbero portare a una ridefinizione degli equilibri e delle dinamiche tra i diversi attori coinvolti. Tra questi, destano particolare attenzione le relazioni tra Turchia e Libia, la cui cooperazione nel settore energetico e non solo potrebbe ulteriormente rafforzarsi a discapito di attori vicini, come Grecia e Cipro. Nello specifico, la firma, lo scorso 25 giugno, di un protocollo di intesa¹ tra la Compagnia petrolifera nazionale libica (NOC) e la compagnia petrolifera statale turca (TPAO) per condurre studi geologici e geofisici in quattro zone *offshore* ha allarmato Atene, che vedrebbe questionata la propria postura sulle acque territoriali, già lesa dal famoso Memorandum of Understanding (MoU) del 2019 siglato da Ankara con l'allora Governo libico di Accordo Nazionale (Gna) – e poi rinnovato nel 2022 con il Governo di Unità Nazionale (Gnu) – per la delimitazione di una *zona economica esclusiva (Zee)* tra Libia e Turchia². A seguito della conferenza stampa dopo il vertice Nato all'Aia di questa estate, il primo ministro greco Kyriakos Mitsotakis ha definito il protocollo d'intesa “*inaccettabile, illegale e privo di fondamento*”³ e ha portato la questione al vertice del Consiglio europeo, che nelle sue conclusioni del 26 giugno ha difeso la posizione della Grecia e delegittimato l'accordo⁴. Tuttavia, a destare maggiore preoccupazione ad Atene è soprattutto la possibilità, già paventata lo scorso agosto, che anche il Parlamento libico di Tobruk possa firmare il MoU del 2022 sulle Zee⁵ – a oggi riconosciuto solo dal governo di Tripoli. Ciò, infatti, “nazionalizzerebbe” gli accordi finora rimasti di fazione, rafforzando la posizione della Turchia nel Mediterraneo orientale non solo a livello geopolitico, ma anche giuridico e diplomatico.

La posta in gioco dell'accordo NOC-TPAO

La firma dell'accordo tra la NOC libica e la TPAO turca non è avvenuta per caso: a incentivarla è stato il lancio da parte di Atene, lo scorso maggio, di una gara d'appalto internazionale per l'esplorazione di idrocarburi in quattro blocchi nel Mar Mediterraneo, a

¹ NOC Signs MoU with Turkish TPAO, National Oil Corporation of Libya, 25 giugno 2025.

² “Turkey and Libya sign maritime hydrocarbons deal”, *France24*, 3 ottobre 2022.

³ “Greece condemns Turkey-Libya offshore agreement as ‘illegal’”, *The Greek Herald*, 26 giugno 2025.

⁴ Riunione del Consiglio europeo (26 giugno 2025) – Conclusioni, 26 giugno 2025.

⁵ “Turkey Sets for Gas-Exploration Deal After Wooing Ex-Libya Foes”, *Bloomberg*, 21 Agosto 2025 .

seguito della manifestazione di interesse della compagnia statunitense Chevron per due blocchi a sud di Creta e per un blocco al largo della penisola del Peloponneso⁶. Lo Gnu ha successivamente contestato il bando di gara⁷ e, a seguire, concordato la firma del protocollo con Ankara. Oltre all'esplorazione geologica *offshore* in quattro giacimenti marini a sud della linea mediana tra la Grecia (Creta e Peloponneso) e la Libia, l'accordo prevede inoltre un'indagine sismica bidimensionale in un'area di 10.000 km delle acque *offshore* libiche, e l'elaborazione dei dati risultanti entro un periodo massimo di nove mesi⁸. Si tratta di un'operazione che offre ad Ankara qualcosa di estremamente prezioso: l'acquisizione di dati sismico-geologici. Monitorare tali informazioni le permette di acquisire un vantaggio competitivo sulle decisioni di esplorazione ed investimento nel quadrante mediterraneo, consentendole di plasmare e influenzare le future politiche energetiche *offshore*. Quanto alla Libia, esplorazioni di questo tipo agevolerebbero possibili futuri investimenti esteri nel settore degli idrocarburi al largo delle sue coste, non ancora sfruttato a pieno. Si stima che, in generale, le riserve inesplorate potrebbero fornire oltre 48 miliardi di barili di petrolio accertato e 53 trilioni di piedi cubi di gas⁹, ma ogni operazione di trivellazione in acque profonde può avere un costo compreso tra \$60 e \$120 milioni, mentre l'investimento totale necessario, comprese le installazioni delle piattaforme, le condutture di trasporto e gli impianti di lavorazione, potrebbe variare da \$3 a \$5 miliardi¹⁰. Al contempo, l'obiettivo dichiarato dalla Libia di raggiungere una produzione giornaliera di 1,6 milioni di barili al giorno entro il 2026¹¹ si discosta dai dati attuali, che vedevano a novembre il livello di produzione giornaliera attestarsi intorno a 1,2 milioni di barili al giorno¹². Colmare questo divario, riavvicinandosi alla produzione prebellica, risulta possibile solo con la riabilitazione dei siti esistenti e la scoperta di nuovi, richiedendo un massiccio apporto di investimenti esteri. Non è un caso che il Paese abbia annunciato la sua prima tornata di concessioni petrolifere in ben 22 blocchi dopo 17 anni¹³, dando un forte segnale di riapertura agli investitori stranieri.

L'accordo, così come impostato, non concede ad Ankara diritti di trivellazione strettamente intesi. Tuttavia, ciò potrebbe radicalmente cambiare qualora il governo dell'est della Libia, guidato dal Feldmaresciallo Khalifa Haftar, decida di riconoscere il MoU sulle Zee del 2019. Seppur firmato con il Gnu, la delimitazione marittima dell'accordo è geograficamente ancorata alla costa orientale della Libia, oltre a includere buona parte delle acque circostanti di Creta, principale motivo dell'opposizione greca al protocollo d'intesa. Ciò ha fatto sì che i

⁶ “Greece approves tender for hydrocarbons search in four offshore blocks”, *Reuters*, 2 maggio 2025.

⁷ “Libya objects to Greek tender for hydrocarbon exploration off Crete”, *Reuters*, 20 giugno 2025.

⁸ NOC Signs MoU with Turkish TPAO..., cit.

⁹ “Libya’s Energy Opportunity: 22 Blocks, 91 Billion Barrels and a Gateway to Africa Europe Gas”, *The Energy Circle*, 27 ottobre 2025.

¹⁰ “Libya’s Energy Future and Reflections of Strategic Cooperation with Turkey”, *Libya Tribune*, 10 luglio 2025.

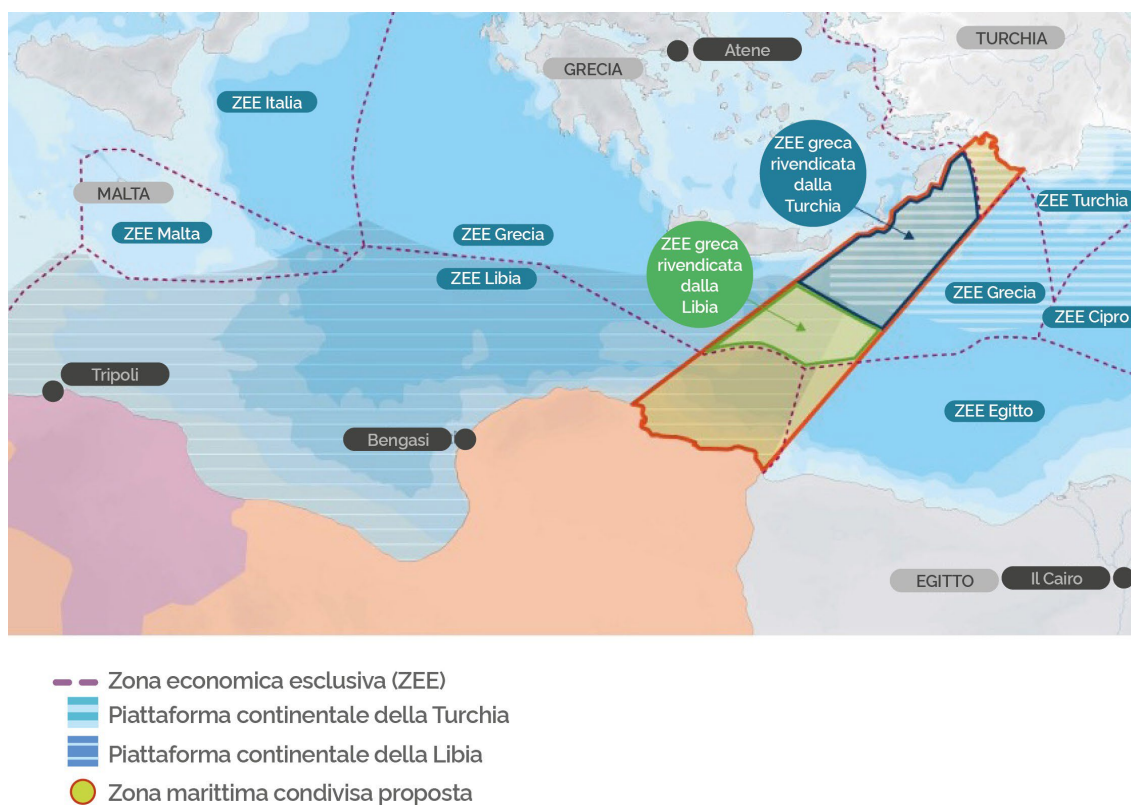
¹¹ “Libya aims to raise its oil production to 1.6 million barrels per day”, *The Libya Observer*, 21 ottobre 2025.

¹² “Oil Market Report – December 2025”, International Energy Agency, 11 dicembre 2025.

¹³ “Libya nears final stage of oil exploration bid round, the first in 17 years, as it seeks output boost”, *The Arab Weekly*, 21 novembre 2025.

tribunali orientali si opponessero al Memorandum¹⁴, che a oggi rimane ancora non riconosciuto dalla Camera dei Rappresentanti (HoR) con sede a Tobruk. Tuttavia, lo scorso giugno la HoR avrebbe deciso di “*costituire un comitato tecnico per studiare l'accordo*”¹⁵ e lo scorso agosto si è paventata la possibilità concreta di approvazione¹⁶.

FIG. 20 - RIPARTIZIONE DELLE ZONE ECONOMICHE ESCLUSIVE NEL MEDITERRANEO ORIENTALE



Fonte: Geopolitical Future

Perché ora?

Anche in questo caso, le tempistiche non sono casuali: tale apertura risponde infatti a una progressiva ripresa di dialogo tra la Turchia e l'amministrazione guidata da Haftar nella Libia orientale, che va oltre gli accordi economico-infrastrutturali a cui si assiste già dal 2023. La visita ufficiale dello scorso aprile ad Ankara di Saddam Haftar¹⁷, primogenito di Haftar e vicecomandante dell'Esercito nazionale libico, seguita da colloqui con il generale Selçuk Bayraktaroğlu e il Ministro della Difesa Yaşar Güler¹⁸, ha infatti ampliato il dialogo a

¹⁴ “Growing Ties Between Eastern Libya and Türkiye Increase Tensions in the Mediterranean”, Middle East Council on Global Affairs, 4 agosto 2025.

¹⁵ تركيا مع حماد حكومة من مقدمة اتفاقية لدراسة فنية لجنة يشكل النواب مجلس, *Al-Wasat*, 2 giugno 2025.

¹⁶ “Eastern Libya Poised to Greenlight Turkish Offshore Exploration”, *OilPrice.com*, 21 agosto 2025.

¹⁷ “Saddam Haftar’s visit to Ankara marks shift in Turkey’s Libya policy”, *Defense News*, 15 aprile 2025.

¹⁸ “Turkish defence minister meets Saddam Haftar in Istanbul”, *The Libya Observer*, 23 luglio 2025.

questioni securitarie e di difesa. A consolidare tale *trend* è stata poi la visita a Bengasi ad agosto del capo dei servizi segreti turchi İbrahim Kalın¹⁹ per esplorare concrete forme di cooperazione in materia di sicurezza, senza che seguisse una tappa a Tripoli. Questo avvicinamento politico-securitario, in tandem con un ampliamento delle relazioni economico-infrastrutturali, dimostra un'attitudine pragmatica e strategica da entrambe le parti. Per Haftar, oltre alle opportunità economiche che gli investimenti turchi apporterebbero alla Cirenaica, un maggiore dialogo con la Turchia potrebbe rafforzare la sua posizione rispetto al governo dell'ovest della Libia, indebolito dalle frammentazioni istituzionali e dai continui scontri tra clan e milizie che non sembrano arrestarsi, nonostante il cessate il fuoco del 2020. Al contempo, il Feldmaresciallo potrebbe capitalizzare la possibile alleanza con Ankara come arma negoziale con l'Unione Europea – pressandola a riconoscere il suo ruolo politico a livello internazionale – e nello specifico con la Grecia, mettendola alle strette sulla questione delle Zee e portando Atene a un nuovo “corteggiamento” nei suoi confronti. Quanto alla Turchia, riallinearsi anche con la Libia dell'est risponde a un preciso calcolo politico. Pur non essendo intenzionato a ridurre il supporto al governo di Tripoli, il Presidente turco Recep Tayyip Erdoğan ha compreso che un sostegno esclusivo a quest'ultimo non garantisce stabilità e protezione dei propri interessi economici ed energetici a lungo termine. Di conseguenza, vuole ora porsi come mediatore tra le parti, portando avanti una diplomazia a doppio binario che possa permettergli di estendere la propria influenza a livello internazionale. L'obiettivo primario rimane sempre la ratifica del Memorandum del 2019 da parte del HoR, ma Ankara spera di poter utilizzare la distensione dei rapporti con la Libia dell'est per ampliare la sua proiezione anche in altri teatri africani in cui si ritrova in competizione con la Russia, come il Sahel e il Corno d'Africa.

Questa ricalibrazione tattica risponde anche a un contesto di distensione regionale favorevole alla Turchia. La progressiva normalizzazione dei rapporti con l'Egitto e gli Emirati Arabi Uniti – storici alleati di Haftar – sembra portare ad un allentamento della competizione per procura in Libia. In questo contesto, l'approccio pragmatico assunto con il Cairo potrebbe mettere Ankara in una posizione di forza nella contesa sulle Zee con la Grecia, storicamente supportata dall'Egitto nella questione della demarcazione marittima. Ampliando il quadrante mediterraneo, la caduta del regime di Assad in Siria per mano di Ahmed al-Sharaa – anche grazie al supporto della Turchia – ha diminuito il margine di manovra della Russia, e ciò è stato sfruttato abilmente da Ankara per incentivare la ripresa del dialogo con Haftar, storicamente supportato dal Cremlino. Inoltre, una lettera trapelata del Ministro degli Esteri turco Hakan Fidan a luglio testimonierebbe che è in corso il coordinamento con la Siria per un accordo marittimo che ridefinisca nuovi confini delle ZEE rispetto a quelli concordati con Assad²⁰. Ciò consoliderebbe ulteriormente le rivendicazioni massimaliste turche nel Mediterraneo orientale.

La risposta della Grecia e possibili sviluppi per Italia ed Europa

¹⁹ “[Turkish intelligence chief meets Libya's Haftar in Benghazi](#)”, *Daily Sabah*, 25 agosto 2025.

²⁰ “[Turkey and Syria Engage in Secret Talks on Maritime Border Agreement](#)”, Middle East Forum, 7 luglio 2025

Come già evidenziato, tali sviluppi costituiscono un campanello d'allarme per la Grecia, che ha inizialmente assunto un atteggiamento di mera condanna per poi passare ad uno più dialogante e di "corsa ai ripari" con entrambe le Libie. Cercando di far leva sul diritto internazionale, a settembre Atene ha inviato una lettera alle Nazioni Unite che chiede di annullare il MoU del 2019 e respinge le rivendicazioni libico-turche sulle zone marittime²¹, secondo cui la linea mediana dovrebbe essere tracciata esclusivamente sulla base di proporzionalità ed equidistanza con le piattaforme continentali piuttosto che sulla possibilità delle isole di creare Zee, come sostenuto da Atene. Quanto alla delimitazione dei lotti *offshore* a sud di Creta, la lettera rivendica come valido l'accordo marittimo greco-egiziano del 2020, sottolineando che è stato concluso nel rispetto della Convenzione Unclos delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982, tuttavia non riconosciuta né dagli Stati Uniti né dalla Turchia²². Tali posizioni sono state avvalorate anche dall'Egitto, che il 9 settembre ha presentato un'ulteriore lettera alle Nazioni Unite a condanna dell'accordo NOC-TPAO di giugno²³. Tuttavia, alla luce della progressiva distensione dei rapporti con la Turchia, il Cairo potrebbe essere più propenso al pragmatismo e alla ricerca di nuove forme di dialogo con Ankara sulla questione. Messa dunque alle strette, Atene ha cominciato un *round* di consultazioni sia con Tripoli sia con Bengasi, cercando di rafforzare le sue relazioni con entrambe le parti. Nonostante Belgassem Haftar, altro figlio del Feldmaresciallo, abbia assicurato a Mitsotakis che la HoR per il momento non ratificherà il MoU del 2019²⁴, a ottobre il ministro della Difesa greco Nikos Dendias e il capo di Stato Maggiore della Difesa Nazionale Ellenica Dimitrios Choupis hanno accolto in visita ufficiale ad Atene Saddam Haftar per discutere di cooperazione militare e sicurezza regionale²⁵. Al contempo, pur cercando di mantenere il canale privilegiato con la Libia orientale costruito negli ultimi 10 anni, Atene ha avviato colloqui anche con Tripoli per la demarcazione di una Zee tra Grecia e Libia²⁶, cercando di far leva anche sulla possibilità di maggiore cooperazione in materia di energia, trasporti e migrazione²⁷. In questo contesto, Mitsotakis ha anche proposto al Parlamento greco la creazione di un forum a cinque sul Mediterraneo orientale che riunisca Grecia, Libia, Egitto, Cipro e, per la prima volta, anche la Turchia. Tale format multilaterale, diverso dall'*East Mediterranean Gas Forum* da cui Ankara è esclusa, dovrebbe focalizzarsi su cinque temi: migrazione, protezione dell'ambiente marino, connettività, delimitazione delle zone marittime e protezione civile²⁸.

²¹ Note verbale dated 3 September 2025 from the Permanent Mission of Greece to the United Nations addressed to the Secretary-General, United Nations General Assembly, 3 settembre 2025.

²² "Greece rebuts Libya's UN letter on maritime zones", *Ekathimerini.com*, 14 settembre 2025.

²³ "L'Egitto respinge l'accordo marittimo Libia-Turchia, sale la tensione nel Mediterraneo orientale", *Agenzia Nova*, 28 settembre 2025.

²⁴ "Benghazi won't ratify Turkey deal", *Ekathimerini.com*, 9 settembre 2025.

²⁵ "Lieutenant General Khaled Haftar meets with the Greek Army Chief of Staff in Athens", *Libya Update*, 23 ottobre 2025.

²⁶ "Greece and Libya to hold talks to establish maritime zones", *ANSA*, 18 settembre 2025.

²⁷ "Grecia, Turchia e il nodo libico: il Mediterraneo Orientale torna a scaldarsi", *Mediterraneo Globale*, 2 ottobre 2025.

²⁸ "Athens pushing five-party East Med talks", *Ekathimerini.com*, 18 ottobre 2025.

Nonostante la volontà di creare una nuova forma di dialogo con le diverse parti coinvolte, il rischio che Atene continui a ritrovarsi in una posizione di svantaggio rispetto alla Turchia rimane considerevole. Guardando alla Cirenaica, va infatti considerata la gerarchia tra i figli di Haftar: Khaled e Belgassem hanno meno influenza di Saddam, vice del padre e considerato da molti come il vero erede e stratega delle relazioni estere, nonché vero responsabile delle relazioni con Ankara. Di conseguenza, nonostante le rassicurazioni di Belgassem a Mitsotakis di settembre e le dichiarazioni di dicembre del Presidente del Parlamento di Tobruk Aguila Saleh²⁹, che ha formalmente dichiarato “*nullo e privo di validità*” il MoU del 2019, non vi è una garanzia definitiva che le forze di Tobruk e Bengasi non ratifichino alla fine il Memorandum con la Turchia.

Il clima instabile nel Mediterraneo orientale non dovrebbe essere preso sottogamba dagli altri Paesi europei, soprattutto quelli rivieraschi come l'Italia. Roma è infatti coinvolta a vario titolo nelle dinamiche del Mediterraneo orientale: oltre all'adesione al progetto del gasdotto EastMed – a oggi non realizzato proprio perché transiterebbe nelle aree marittime libiche rivendicate dalla Turchia – l'italiana Eni rimane la principale produttrice internazionale di gas in Libia³⁰ e, con il nuovo bando di gara libico per licenze esplorative, mira a inserirsi ulteriormente nell'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi e non solo. Inoltre, sembrerebbe che Roma miri a rafforzare la sua influenza di lunga data in Libia tanto a Tripoli quanto a Bengasi, facendo leva anche su Ankara in tal senso. L'incontro trilaterale svoltosi a Istanbul lo scorso agosto tra Erdoğan, il Primo Ministro libico Abdulhamid Dbeibah e il Primo Ministro italiano Giorgia Meloni testimonia la volontà di maggiore cooperazione per rispondere alle sfide comuni con la Libia occidentale, storico partner sia di Roma sia di Ankara³¹. Tuttavia, proprio come la Turchia, anche l'Italia sta cercando di avviare un dialogo con l'est della Libia, come testimonia la visita di giugno tra il Ministro dell'Interno Matteo Piantedosi e Saddam Haftar³². Questa comunanza di approccio potrebbe avere riscontri positivi anche in relazione alla questione marittimo-energetica. Si potrebbe infatti profilare un meccanismo trilaterale istituzionalizzato tra Turchia, Italia e Libia, che includa anche sicurezza energetica e giurisdizione marittima tra i principali dossier da affrontare. Ciò potrebbe avvenire in coordinamento con gli Stati Uniti, sostenitori anch'essi di un approccio equilibrato tra le due Libie tramite il lavoro del Consigliere Speciale Usa per l'Africa e il Medio Oriente Massad Boulos³³. Un *framework* di questo tipo potrebbe essere funzionale, tra l'altro, ad allineare le attività di Eni con i crescenti investimenti della TPAO turca, basandosi su una piattaforma cooperativa e di dialogo piuttosto che sul rischio di rivalità sistemiche. Nel lungo periodo, sarebbe auspicabile che tale cooperazione diventasse proficua anche a livello europeo. Allo stato attuale, la posizione di forza di Ankara potrebbe far sì che una sua maggiore considerazione nei dossier “mediterranei” diventi per i Paesi europei un passaggio obbligato, nonostante la disputa greco-cipriota. Una maggiore cooperazione turco-italiana potrebbe facilitare tale passaggio e aiutare a sciogliere alcuni nodi sulla gestione delle zone

²⁹ “[Libya Speaker Scraps Turkey Maritime Deal, Challenges Greece on Crete](#)”, *Iefimerida*, 16 dicembre 2025.

³⁰ “[Le nostre attività in Libia](#)”, *Eni*, 15 aprile 2025.

³¹ [Incontro trilaterale con il Presidente Erdoğan e il Primo Ministro Dabaiba](#), Governo Italiano – Presidenza del Consiglio dei Ministri, 1 agosto 2025.

³² [Piantedosi incontra il Generale Haftar](#), Ministero dell'Interno, 11 giugno 2025.

³³ “[US, Italy, and Turkey alignment could push the needle in Libya](#)”, *Atlantic Council*, 3 ottobre 2025.

marittime, in tandem con la graduale distensione dei rapporti tra Turchia ed Egitto. Al contempo, integrare maggiormente Ankara può fungere anche da contrappeso alla crescente proiezione russa nel Mediterraneo, vista come minaccia condivisa tanto dai Paesi europei quanto dalla Turchia. Ciò è necessario per evitare che sia troppo tardi e che il consolidamento turco in Libia (e, progressivamente, anche nelle acque territoriali della Siria) possa giocare a totale sfavore europeo.

8. Diplomazia, sicurezza e sviluppo economico nelle relazioni tra Cina e Afghanistan

Matteo Fumagalli

Il corridoio del Wakhan, la stretta e montuosa striscia di terra che collega la provincia nord-orientale del Badakhshan in Afghanistan con lo Xinjiang in Cina, è diventato l'emblema sia della promessa di una maggiore connessione interasiatica, sia delle sfide che si presentano quando grandi annunci e iniziative faticano a trasformarsi in progetti concreti, in questo caso una strada asfaltata ad alta quota.

Cina e Afghanistan formano una coppia insolita in un progetto sulla connettività asiatica: da un lato la Cina, uno dei Paesi più connessi al mondo e di fatto il motore e finanziatore della *Belt and Road Initiative* (Bri), progetto di punta cinese che collega il mondo attraverso commercio, investimenti e infrastrutture. Dall'altro l'Afghanistan, tra i Paesi meno connessi al mondo e tra le economie meno globalizzate.

Lo studio delle relazioni afgano-cinesi è istruttivo perché, se da un lato conferma alcune affermazioni sull'ascesa della Cina e sull'impatto globale della Bri, dall'altro evidenzia la necessità di attenuare sia le affermazioni di una crescita inarrestabile della Cina, sia quelle dell'isolamento dell'Afghanistan gestito dai talebani.

In questo contributo analizzo le sfide e le opportunità nelle relazioni tra Afghanistan e Cina dal punto di vista di tre progetti di connettività: la miniera di rame di Mes Aynak, tra le più grandi al mondo e sede del progetto cinese più importante nel Paese, situata nella provincia di Logar, a sud di Kabul; il giacimento petrolifero di Amu Darya, situato tra le province di Jowzjan, Faryab e Sar-e Pul a sud del confine con il Turkmenistan; e il progetto stradale di Wakhan nel Badakhshan afgano. Nel loro insieme, questi tre progetti, pur non essendo esaustivi dell'intera relazione economica bilaterale, offrono un quadro sfumato delle promesse e delle insidie che gli sforzi di investimento cinesi in Afghanistan presentano.

Afghanistan: trovare un equilibrio tra la ricerca del riconoscimento e la necessità di investimenti

La situazione economica dell'Afghanistan è grave. Gli aiuti internazionali si sono esauriti dopo la nuova presa del potere da parte dei talebani nel 2021. Le riserve in valuta estera del Paese sono bloccate all'estero a causa delle sanzioni occidentali imposte per la stessa ragione per cui i flussi di aiuti sono crollati, ovvero le diffuse violazioni dei diritti umani da parte del regime e le sue politiche discriminatorie nei confronti di donne e bambine. Le infrastrutture sono state devastate da oltre quattro decenni di guerra civile e insurrezione. Negli ultimi cinque anni sono stati firmati accordi di investimento, ma la realtà sul campo rimane disastrosa: un piccolo numero di progetti idroelettrici e di dighe produce elettricità per il

consumo locale (come la diga di Morai nella provincia di Zabul e la diga di Pashdan nella provincia di Herat), ma il Paese attende con impazienza il completamento del progetto CASA-1000, che creerà una rete elettrica regionale che esporterà elettricità dal Tagikistan, ricco di risorse idriche, verso Paesi con scarsa sicurezza energetica, come l'Afghanistan e potenzialmente il Pakistan¹. Pochi chilometri di ferrovia² sono stati costruiti sul territorio afgano, collegando le province settentrionali con i vicini Turkmenistan e Uzbekistan. Lo sviluppo del petrolio e del gas è ancora in una fase embrionale. Il settore minerario promette di migliorare notevolmente le casse dello Stato e di migliorare la qualità della vita e i mezzi di sussistenza, ma si attendono investimenti cruciali.

Come affermano gli stessi Talebani³, le loro priorità dal 2021 sono state tre. Innanzi tutto, cercare un certo grado di riconoscimento diplomatico, cosa che hanno sostanzialmente trascurato quando erano al potere tra il 1996 e il 2001. Il riavvicinamento con la Russia ha portato a una svolta nell'aprile 2025, quando Mosca ha riconosciuto ufficialmente il governo talebano⁴. Questo sembra aver dato i suoi frutti con i vicini Stati dell'Asia centrale e con la Cina. Pechino non riconosce ufficialmente i Talebani, ma ha ricevuto un ambasciatore nominato dalle autorità talebane. Inoltre, la Cina ha inviato un ambasciatore presso l'Ambasciata a Kabul subito dopo la presa del potere da parte dei Talebani, segnalando, come minimo, un certo grado di accettazione dello *status quo*⁵.

La seconda considerazione che ha costretto i Talebani a ripensare le strategie di impegno internazionale e sviluppo economico ha colto di sorpresa molti osservatori. Dopo la presa del potere nel 2021, le relazioni tra Afghanistan e Pakistan, a lungo considerate la genesi dell'ascesa della militanza in Afghanistan e in tutta l'Asia meridionale, si sono inasprite. I due Paesi sono stati ripetutamente sull'orlo di una guerra totale, portando a frequenti chiusure delle frontiere, interruzioni degli scambi commerciali e scontri militari⁶. Porre fine ai rapporti con il Pakistan, che accusa Kabul di ospitare i Talebani pakistani e altri gruppi militanti, è diventata una priorità per i Talebani afgani. Ciò ha portato Kabul ad allontanarsi dal Pakistan, puntando verso l'Asia centrale e la Cina⁷. La spinta verso la Cina dovrebbe essere letta in quest'ottica, ma non è priva di difficoltà, dato il rapporto notoriamente stretto e *'all-weather'* tra Pakistan e Cina⁸. Il terzo e ultimo fattore alla base della politica dei Talebani deriva da questo e ruota attorno al volatile contesto di sicurezza interna. Al centro della questione c'è il fatto che, anziché portare stabilità e porre fine alla violenza, il governo dei Talebani è

¹ *Kabul Times*, "The economic importance of the CASA-1000 energy project," 7 ottobre 2025.

² M. Fumagalli, "Da *landlocked* a *landlinked*, alle proprie condizioni: connettività e megaprogetti in Turkmenistan", *Studies on Central Asia and the Caucasus*, vol.2 (numero speciale), pp. 21-38, 2025.

³ M. Zabibullah, "Afghanistan in 2025: Development, security and diplomacy", *AIEmarah*, 2025.

⁴ P. Martins, "Russia and Central Asia are quietly embracing the Taliban", Lowy Institute, 2025.

⁵ Per un approfondimento si veda anche: M. Fumagalli, "Sfide e opportunità nel settore minerale afgano", in ISPI (a cura di), *Focus Sicurezza Energetica*, n. 14, 2025.

⁶ A. Siddique, F. Shinwari and N. Nori, "Costs mount as Afghanistan-Pakistan trade war strands thousands of trucks", *RFE/RL*, 27 dicembre 2025.

⁷ F. Najibullah, "Afghanistan pivots to Central Asia as it seeks to end economic dependence on Pakistan", *RFE/RL*, 16 novembre 2025.

⁸ *Dawn*, "Pakistan, China call for more 'visible, verifiable' actions to eliminate terrorist groups based in Afghanistan," 5 gennaio 2026.

stato contestato nel Paese, sia dallo Stato Islamico-Provincia di Khorasan che da una rinascita di Al Qaeda⁹. L'Afghanistan non è più stabile e sicuro di quanto non fosse il giorno prima della presa del potere da parte dei Talebani nell'agosto 2021. A peggiorare questa situazione già precaria, sono emerse proteste contro le aziende cinesi¹⁰. Sentimenti anti-cinesi e interruzioni delle collaborazioni non sono qualcosa a cui la Cina non è abituata, ma come altri Paesi Pechino era giunta a credere che il ritorno dei Talebani avrebbe almeno portato un po' di stabilità. Invece, aziende e soggetti cinesi hanno subito attacchi, causando dei morti nel 2025.¹¹

Cina: la sicurezza prevale sulle considerazioni di profitto immediato

La Cina ha avviato il suo impegno ufficiale con i Talebani a Tianjin nel luglio 2021. Nel marzo 2022 il Ministro degli Esteri cinese Wang Yi ha visitato Kabul. Nel 2025 ha visitato nuovamente il Paese e ha dichiarato che Pechino era interessata all'esplorazione e all'estrazione mineraria, esprimendo al contempo preoccupazione per la situazione della sicurezza nel Paese e la presenza di forze terroristiche e offrendo di approfondire la cooperazione. Anche la posizione della Cina sull'Afghanistan è stata abbastanza chiara nel corso degli anni, ma una dichiarazione ufficiale del Ministero degli Affari Esteri del 2023 l'ha resa inequivocabile. La logica della Cina, afferma il documento, è incentrata su "tre rispetti" e "tre mai".¹² I tre "rispetti" sono i seguenti: la Cina "rispetta l'indipendenza, la sovranità e l'integrità territoriale dell'Afghanistan, rispetta le scelte indipendenti fatte dal popolo afgano e rispetta le credenze religiose e i costumi nazionali dell'Afghanistan".¹³

I tre "mai" sono altrettanto chiari nel senso che "la Cina non interferisce mai negli affari interni dell'Afghanistan, non persegue mai interessi egoistici in Afghanistan e non persegue mai le cosiddette sfere di influenza".¹⁴ Nel resto del documento, la Cina si impegna a sostenere l'Afghanistan "nella lotta al terrorismo e in particolare al Movimento islamico del Turkestan orientale"¹⁵, un nebuloso raggruppamento che Pechino identifica con il separatismo uiguro, il terrorismo e l'estremismo religioso.

Oltre alle immediate considerazioni di sicurezza, anche gli interessi economici sono considerevoli. La Cina ha anche cercato di includere l'Afghanistan nella Bri, cosa finalizzata nel 2023. Questo è importante per la Cina perché l'Afghanistan occupa una posizione geografica unica che lo rende particolarmente prezioso per tale progetto. L'Afghanistan, infatti, si trova in un punto di snodo cruciale tra diversi corridoi economici. Questa posizione strategica offre diversi vantaggi alla Cina: un potenziale ponte terrestre che collega le province

⁹ International Crisis Group, *The Islamic State in Afghanistan: A jihadist threat in retreat?*, Briefing 183, 16 luglio 2025. J. Detsch, "Al Qaeda expands its footprint in Afghanistan", *Foreign Policy*, 30 agosto 2024.

¹⁰ C. Putz, "Violence in northern Afghanistan pits locals against gold mining operators and the Taliban," *The Diplomat*, 8 gennaio 2026.

¹¹ M. Sarwar, "Who killed the Chinese workers? Questions persist weeks after Afghan-Tajik border attacks", *RFE/RL*, 4 gennaio 2026.

¹² Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China, "[China's position on the Afghan issue](#)," 12 aprile 2023

¹³ Ibidem.

¹⁴ Ibidem.

¹⁵ Ibidem.

occidentali della Cina alle regioni ricche di risorse del Medio Oriente, una rotta di trasporto alternativa che aggira i punti critici marittimi vulnerabili alle interruzioni e un collegamento fondamentale nel corridoio economico Cina-Asia centrale-Asia occidentale, nonché un cuscinetto confinante per la provincia cinese dello Xinjiang. La ricchezza mineraria inutilizzata rende inoltre il Paese attraente per gli investimenti e per l'acquisizione e il mantenimento di "quote di mercato", soprattutto quando ciò avviene a scapito di potenziali concorrenti globali come gli Stati Uniti. Nel complesso, sia la Cina che l'Afghanistan hanno affrontato le loro relazioni con cautela¹⁶. Pechino non è certa che, nonostante le rassicurazioni contrarie, i Talebani abbiano eliminato la minaccia che gli uiguri rappresentano per la Cina. A loro volta, le autorità di Kabul non possono essere soddisfatte del modo in cui il Partito Comunista Cinese sta trattando gli uiguri e le altre comunità musulmane in tutto il Paese, in particolare nello Xinjiang.

Nello spazio che mi rimane mi soffermo brevemente su tre esempi che illustrano il potenziale della cooperazione tra Cina e Afghanistan per quanto riguarda le industrie estrattive (settore minerario e petrolifero) e lo sviluppo infrastrutturale.

La miniera di rame di Mes Aynak

Come già osservato altrove, i Talebani hanno iniziato a utilizzare il settore minerario e i progetti energetici e di connettività come strumenti per esercitare influenza politica e potenzialmente ottenere un riconoscimento diplomatico¹⁷. Il sito della miniera di Mes Aynak, situato nella provincia di Logar, a sud di Kabul e relativamente vicino al confine tra Afghanistan e Pakistan, rappresenta il progetto di investimento più significativo della Cina in Afghanistan.

La concessione di Mes Anyak è stata assegnata nel maggio 2008 a due società statali cinesi, la China Metallurgical Group Corporation MCC e la Jiangxi Copper Company Limited. Il consorzio ha successivamente cambiato nome in MCC-JCL Aynak Minerals. Mes Aynak è considerato il secondo giacimento di rame più grande al mondo, con un potenziale stimato in 5,5 milioni di tonnellate di minerale di rame ad alta qualità. Il contratto assegnato a MJAM valeva 2,9 miliardi di dollari. Stabiliva che la produzione di rame sarebbe iniziata nel quinto anno del contratto di locazione trentennale, con l'estrazione, la fusione e la lavorazione del rame grezzo da effettuare in Afghanistan. Il contratto prevedeva anche la costruzione di una centrale elettrica a carbone da 400 MW e la costruzione della linea ferroviaria da Hairatan al porto secco di Torkham. Nel corso degli anni, poco è stato fatto sul campo. MJAM avrebbe chiesto modifiche sostanziali al contratto. Il personale cinese ha abbandonato il sito minerario nel 2014 a causa delle continue violenze. Il progetto è rimasto a lungo in stallo, sebbene nel 2024 sia stato rilanciato, come pure la costruzione di reti di trasporto per portare il rame al confine, collegandosi a reti di trasporto internazionali. Per l'Afghanistan, il contratto

¹⁶ S. Godek, "China's unenthusiastic engagement with Taliban-led Afghanistan", *Stimson Institute*, 9 aprile 2025. S.B. Raza e M.N. Shoaib, "Managed instability: China's quiet preference for a contained Afghanistan", *The Diplomat*, 24 ottobre 2025.

¹⁷ M. Fumagalli, " Sfide e opportunità nel settore minerale afghano" ..., cit., pp. 9-10.

di Mes Aynak potrebbe fruttare 250-300 milioni di dollari all'anno di entrate statali, una cifra tutt'altro che trascurabile per uno dei Paesi più poveri del mondo.

Gli ampi problemi legati alla miniera di Mes Anyak sono un esempio delle numerose difficoltà che affliggono il settore delle risorse naturali dell'Afghanistan, che a loro volta ostacolano il potenziale di investimento e le prospettive di sviluppo.

Il giacimento petrolifero di Amu Darya

A differenza del caso di Mes Aynak, più a lungo termine e di maggiore valore strategico per la Cina, disposta ad attendere prima di raccogliere i frutti del suo investimento nel settore minerario, il caso del giacimento petrolifero di Amu Darya, situato a sud del confine con il Turkmenistan, nelle province afgane di Sar-e Pul, Jowjan e Faryab, si è distinto come il tipico esempio di un modello di produzione petrolifera basato su estrazione ed esportazione rapida, volto a massimizzare i ricavi iniziali. Nel 2023, il Ministero delle Miniere e del Petrolio di Kabul¹⁸ ha firmato un accordo di 25 anni per un valore potenziale di 540 milioni di dollari di investimenti con una società cinese non nota (Xinjiang Central Asia Petroleum and Gas Co.). Adducendo ripetute violazioni degli obblighi contrattuali e il mancato rispetto da parte della società cinese degli obiettivi di investimento e operativi, il Ministero ha preso nel 2025 la decisione di annullare il contratto, rendendolo il primo importante contratto internazionale annullato dai Talebani¹⁹.

Il progetto stradale del Wakhan

Il caso più esemplificativo dell'ambivalenza nella cooperazione economica bilaterale è quello del corridoio del Wakhan, lungo 350 chilometri. Si tratta di un'iniziativa infrastrutturale strategica nella provincia nord-orientale del Badakhshan, in Afghanistan, volta a costruire una strada attraverso il remoto corridoio del Wakhan, collegando l'Afghanistan alla provincia cinese dello Xinjiang, migliorando così la connettività e gli scambi commerciali. In sostanza, il progetto mira a costruire una strada asfaltata da Bazai Gonbad (nel Piccolo Pamir) verso il confine cinese, nei pressi del Passo Wakhjir. Il progetto stradale è concepito per essere sviluppato in due fasi: una prima da Bazai Gonbad fino al confine cinese (circa 50 chilometri), completato al 60%, e un secondo (lungo circa 71 chilometri), che completerebbe il percorso e dovrebbe essere avviato a breve. Sebbene non sia un progetto storico²⁰, l'importanza di questo progetto non può essere sottovalutata. Se completato su entrambi i lati del confine, questo sarebbe l'unico collegamento diretto tra Afghanistan e Cina, migliorandone la connettività economica. Al di là del valore economico (la strada è stretta per il traffico commerciale e si trova ad altitudini molto elevate, a circa 3.800-4.900 metri sul livello del mare), il valore del progetto è altamente simbolico. I Talebani sembrano entusiasti di questo potenziale collegamento diretto con la Cina, come i media dell'Emirato Islamico annunciano

¹⁸ C. Putz, "Taliban settle oil deal with Chinese company", *The Diplomat*, 6 gennaio 2023.

¹⁹ T. Khan, "Taliban cancel oilfield deal with Chinese in Afghanistan's north", *Nikkei Asia*, 25 giugno 2025.

²⁰ T. Mostowlansky e T. Marschall, "Road's end. Lines and spaces across a divided Asia", in M. Hirsch e T. Mostowlansky (a cura di), *Infrastructure and the remaking of Asia*, Honolulu, University of Hawaii Press, 2023.

frequentemente²¹. Al contrario, sul lato cinese del confine si parla pochissimo del progetto e della sua attuazione. Il confine è chiuso e non c'è alcuna strada sul lato cinese. L'entusiasmo sembra essere unilaterale.

Conclusione

Un'analisi delle relazioni tra Cina e Afghanistan consente di definire l'entità dell'influenza cinese nel paese e di dettagliare i crescenti margini di manovra di cui godono i Talebani. Questi ultimi stanno iniziando a ritagliarsi un ruolo e stanno dimostrando un certo grado di capacità di azione, abbandonando alcuni progetti che non ritengono produttivi e altri che ritengono di poter gestire autonomamente.

Le preoccupazioni generali per la sicurezza e l'economia dominano l'agenda bilaterale, con le parti che cercano di muoversi su una linea sottile tra queste due considerazioni. Lo Stato Islamico-Khorasan continua a rappresentare una minaccia per il governo dei Talebani, così come i Talebani pakistani, a dimostrazione del fatto che, a cinque anni di distanza, i Talebani non controllano tutto il loro territorio. La Cina rimane molto interessata a garantire che i militanti uiguri non rappresentino una minaccia per la sua sicurezza interna. Nonostante alcuni progressi, lo sviluppo energetico e i progetti infrastrutturali in Afghanistan rimangono irti di difficoltà. Alcune di queste non sono esclusivamente afgane. Le aziende cinesi che operano nei mercati di frontiera, anche nelle immediate vicinanze dell'Afghanistan (Tagikistan e Kirghizistan), incontrano da tempo resistenze, sia a causa del loro *modus operandi*, sia perché i manifestanti, insoddisfatti della propria *governance* interna, hanno a lungo usato la presenza cinese come parafulmine della loro insoddisfazione. La sfida per i Talebani sarà quella di convincere gli investitori cinesi che questa situazione può essere contenuta.

²¹ H.N., "Wakhan road in Badakhshan: A strategic corridor connecting Afghanistan and China", *AIEmarab*, 17 maggio 2025.

9. Gli investimenti cinesi in energia all'estero: il caso dell'Asia meridionale

Michele Danesi

La Repubblica popolare cinese (Rpc) è da anni la nazione che investe maggiormente nello sviluppo di una capacità rinnovabile: i sussidi statali al settore e l'obiettivo politico del raggiungimento del picco di emissioni entro il 2030 sono tra i fattori che hanno contribuito alla crescita dell'industria domestica. Oltre ad aumentare gli sforzi interni, la Cina sta investendo maggiormente nel tessuto infrastrutturale dell'energia anche all'estero, puntando sempre più sull'energia pulita. Tra i partner principali di Pechino in questo campo, l'Asia meridionale è una regione di particolare interesse: la necessità di Paesi come Bangladesh, Nepal e Sri Lanka di attrarre finanziamenti per riprendersi dalle crisi economiche in corso, sommata alla loro carenza infrastrutturale, rende la zona estremamente appetibile per investimenti diretti nella costruzione di impianti energetici. La questione energetica nel subcontinente è però rilevante anche per ragioni geopolitiche: la competizione tra India e Cina in Asia meridionale si interseca infatti con le esigenze economiche e di risorse dei Paesi dell'area, generando tensioni e problemi di sicurezza quando gli investimenti riguardano progetti o risorse situate in zone contese o in aree di confine.

La domanda energetica in Asia meridionale e le risposte cinesi

La crescita della domanda di energia in Asia meridionale è accompagnata da alcuni rilevanti motivi di incertezza, legati principalmente alla forte crescita demografica, al tentativo di rapida industrializzazione e sviluppo economico e alla crescente insicurezza climatica. Riguardo quest'ultima, il ciclone che ha colpito lo Sri Lanka nel novembre 2025 e le alluvioni in Pakistan nel 2022 sono solo alcuni dei disastri naturali che hanno colpito di recente la regione, a cui si aggiungono la forte crescita demografica e il rapido scioglimento dei ghiacciai himalayani nella zona dell'Hindu-Kush, con conseguenze potenzialmente dannose per Nepal, India, Cina, Pakistan¹. Altro esempio della situazione è il Bangladesh, dove la domanda interna di energia è trainata dalla crescita della popolazione – che ha da poco toccato i 175,7 milioni di abitanti (+9% negli ultimi dieci anni)² – e dagli sforzi del governo per spingere l'urbanizzazione e l'industrializzazione, che dovrebbero portare a una crescita sostenuta del Pil nazionale, fino a raggiungere lo *status* di economia avanzata nel 2041. Per ottenere questo obiettivo, si stima che la domanda di elettricità alla fine del prossimo decennio sarà circa 3,6 volte superiore a quella del 2021: pertanto, il Bangladesh sta tentando

¹ Q. Sun e S. Awale, “Glacial lake outburst floods (GLOFs) and the melting of the “Third Pole””, *Global Voices*, 2 ottobre 2025.

² “Bangladesh’s population hits 175.7 million”, *The Daily Star*, 7 luglio 2025.

di diversificare il proprio mix energetico, basato per il 60-65% sull'impiego di gas naturale³. Tuttavia, la strategia bangladesese per aumentare la propria sicurezza energetica sta coinvolgendo primariamente l'ampliamento dell'uso di carbone, mentre solamente negli ultimi anni si è cominciato a discutere l'ipotesi di sfruttare maggiormente le potenzialità del Paese riguardo la capacità solare, eolica e idroelettrica⁴.

È in questo contesto che si inserisce la presenza economica della Rpc, che, dall'inizio del nuovo millennio, si articola in tre fasi principali: il periodo che precede il lancio della nuova Via della seta (*Belt and Road Initiative*, Bri); l'apertura dei primi corridoi economici e la fioritura di accordi per impianti energetici durante i primi anni della Bri; e poi la svolta per abbandonare le centrali a carbone dopo il 2021. Durante la prima fase, tra il 2001, anno dell'ingresso di Pechino nell'Organizzazione mondiale del commercio (Omc), e il 2013, anno dell'annuncio della Bri, il totale degli investimenti diretti esteri (*Foreign Direct Investment*, Fdi) cinesi nel settore energetico su scala globale ammontava a \$154,8 miliardi, di cui solo il 14% (circa \$21,7 miliardi in oltre dieci anni) era destinato al continente asiatico, con Kazakistan e Indonesia come principali fruitori⁵. Con l'avvento della Bri, durante la seconda fase, il dato è cresciuto significativamente: tra il 2014 e il 2020 gli investimenti cinesi nel continente sono saliti a \$33,9 miliardi (il 25,6% dei \$132,5 miliardi a livello internazionale, oltre il 10% in più del periodo precedente). Invece, nell'ultimo quinquennio, complice il rallentamento dovuto alla crisi pandemica, la Rpc ha totalizzato \$19,3 miliardi in Fdi in Asia, ovvero il 33,6% dei \$57,4 miliardi su scala globale in ambito energetico. Tuttavia, quest'ultima fase è stata influenzata anche dalla decisione politica di Pechino di abbandonare la costruzione di centrali a carbone all'estero, annunciata dal Presidente Xi Jinping durante l'Assemblea generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite (Onu) di settembre 2021⁶. Pertanto, tra il 2000 e il 2020, la Rpc ha destinato alle rinnovabili solo il 13% dei suoi investimenti esteri su scala globale, mentre, dal 2021, il 68% degli investimenti energetici all'estero ha coinvolto l'eolico e il fotovoltaico⁷.

L'impatto che la Bri ha avuto sul continente ha toccato da vicino anche gli Stati dell'Asia meridionale: nella seconda metà del decennio scorso, il Pakistan è stato il primo destinatario di investimenti in energia (\$8 miliardi), superando partner di più lunga data come Kazakistan, Indonesia e Vietnam. Diversamente, il Bangladesh ha invece mantenuto livelli più bassi ma una traiettoria di crescita costante, che lo ha portato da \$0,3 milioni pre-Bri a \$1,5 miliardi entro il 2020, e poi a \$2,9 miliardi negli ultimi cinque anni, diventando l'unico Paese nel

³ T. Mahbub, "Energy in Bangladesh: From scarcity to universal access", *Energy Strategy Reviews*, vol. 54, 13 luglio 2024.

⁴ Sarker et al. "Analysis of the power sector in Bangladesh: current trends, challenges, and future prospects", *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 13, n. 6, dicembre 2024, pp. 3862-3879.

⁵ Per i dati relativi al valore di Fdi cinese nel mondo indicati in questo capitolo vedere: Rhodium Group, *China Cross-Border Monitor*, ultimo accesso effettuato: 22 dicembre 2025.

⁶ "Full text of Xi's statement at the General Debate of the 76th Session of the United Nations General Assembly", State Council of the PRC, 22 settembre 2021.

⁷ D. Morro, "China's Global Power Plant Investment is Shifting - But Will the Scale Follow?", China Global South Project, 14 maggio 2025.

continente a non subire una riduzione di Fdi cinese in energia rispetto al periodo precedente, raddoppiando invece la propria attrattiva.

Tuttavia, è importante notare che questi investimenti riflettono sia la richiesta energetica della regione che le priorità del governo cinese: la gran parte del capitale mosso dalla Rpc fino al 2021 è stato dunque destinato a fonti fossili, per garantire maggiore capacità e accorciare i tempi di implementazione. Con la svolta del 2021 per l'investimento sulle rinnovabili, la capacità manifatturiera cinese – dai pannelli solari, alle turbine eoliche, alle batterie e gli impianti di trasmissione della corrente elettrica – ha permesso al Paese di esportare questi prodotti a costi più bassi, generando un'opportunità per gli Stati dell'Asia meridionale – e del Sud globale in generale – di avanzare più velocemente nel percorso di diversificazione energetica⁸. La presenza di Pechino si declina dunque secondo due strategie principali: l'aumento dell'export della propria manifattura nel campo dell'energia rinnovabile e il reindirizzamento di Fdi dalla costruzione di centrali a carbone a centrali che sfruttano fonti rinnovabili, in modo particolare per quanto riguarda l'idroelettrico e il fotovoltaico.

Gli impianti energetici di Pakistan e Bangladesh finanziati dalla Rpc

I due Paesi dell'Asia meridionale in cui la Rpc investe maggiormente negli ultimi anni sono il Pakistan e il Bangladesh. Per Islamabad la svolta è arrivata con la Bri e l'apertura del *China-Pakistan economic corridor* (Cpec), che ha portato alla conclusione di importanti accordi economici con Pechino. Tra questi, i più rilevanti sono l'investimento nella centrale termoelettrica di Sahiwal e la centrale a gas di Bin Qasim (rispettivamente con una capacità di 1320MW e 2300MW). Senza contare grandi centrali nucleari come quella di Chashma, nel Punjab, che ha già raggiunto i 1685 MW di capacità totale e ha da poco ottenuto la licenza per la costruzione di una nuova unità, che includerà un reattore cinese e avrà una capacità prevista di circa 1200MW, la maggiore nel Paese⁹. Sul fronte delle rinnovabili, il Cpec ha finanziato la realizzazione di oltre 2000 MW di capacità tra impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici, come la centrale sullo Sbarramento di Jinnah (960 MW), sul corso del fiume Indo, o il parco eolico di Jhampir (150 MW).

Ad oggi, la capacità totale installata in Pakistan è di 20769 MW, di cui il 77% proviene da fonti fossili: dei 90 impianti in attività nel Paese, inoltre, 25 sono stati realizzati con investimenti provenienti dalla Rpc¹⁰. Nel prossimo futuro, lo sforzo già annunciato da Pechino nel Paese riguarderà la realizzazione di oltre 15 impianti tramite investimenti *greenfield*. La data di inizio delle costruzioni è prevista tra il 2026 e il 2029, per una capacità

⁸ Q. Sun e S. Awale, “[What China’s energy sector can and cannot do for the Global South](#)”, *Global Voices*, 10 dicembre 2025.

⁹ Per i dati relativi agli impianti energetici finanziati dalla Rpc in Pakistan e Bangladesh indicati in questo capitolo vedere: Global Development Policy Center, [China’s Global Power Database](#), Boston University, ultimo accesso effettuato: 22 dicembre 2025; “[Pakistan begins construction of Chashma 5](#)”, *Nuclear Engineering International*, 3 gennaio 2025.

¹⁰ Government of Pakistan, [List of Commissioned IPPs & TLP \(Operational, as on 05 November 2025\)](#), Ministry of Energy (Power Division), ultimo accesso effettuato: 22 dicembre 2025.

totale di quasi 3500MW: di questi, circa il 39% sarà dedicato al carbone, il 40% all'idroelettrico e la restante parte tra eolico, solare e biomasse.

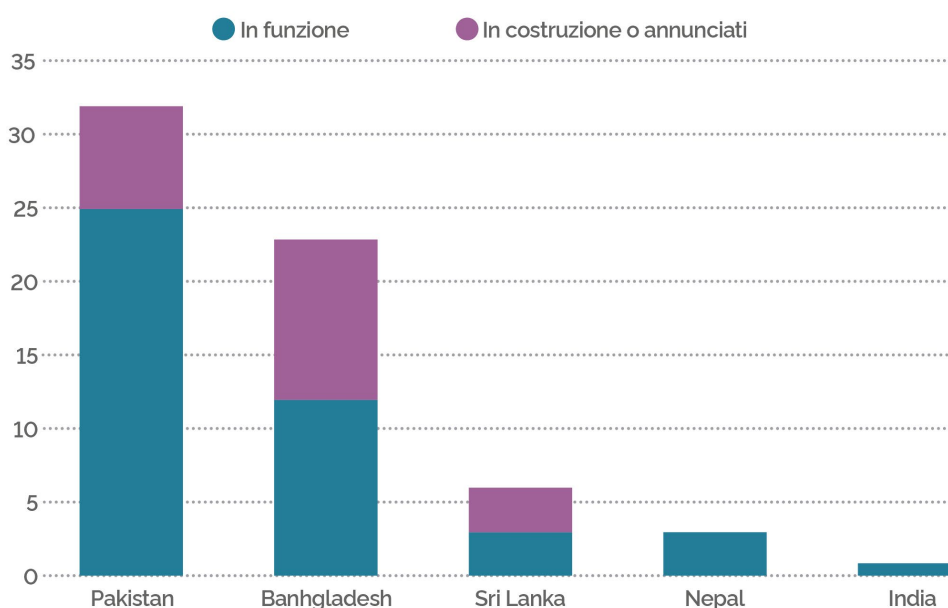
Il Bangladesh, pur non appartenendo a un corridoio Bri fondamentale come il Cpec¹¹, è il secondo Paese della regione per finanziamenti ricevuti da Pechino nell'ambito della Bri, declinati fin da subito principalmente in infrastrutture energetiche e di connettività, un settore che ci si aspetta possa necessitare di investimenti pari a 1,5% del Pil entro il 2040¹². I tredici impianti già operativi o in costruzione nel Paese che hanno beneficiato di investimenti della Rpc si affidano quasi unicamente a fonti fossili: si parla infatti di oltre 7500 MW di capacità installata, di cui il 74% proviene da centrali a carbone, mentre la restante parte è coperta da petrolio e gas, con soli 35 MW di capacità solare installata. Dal 2025 in avanti, erano stati annunciati investimenti di Pechino nella realizzazione di otto nuovi progetti, sette dei quali su fonti di energia rinnovabile, ma dove il restante impianto a carbone totalizza da solo 350 MW di capacità prevista, il 50% circa della capacità totale degli otto progetti totali. I progetti realizzati nel 2025 includono: la centrale fotovoltaica di Sirajganj, che con i suoi 150mila pannelli raggiunge una capacità di 64 MW; la vicina centrale di Pabna, che costituisce il primo caso di un impianto gestito da privati che abbia ottenuto investimenti internazionali; la centrale di Rangunia e quella di Panchagarh Rahimafroz sono invece ancora in sospeso, nonostante dovessero essere avviate già nel corso di quest'anno¹³.

¹¹ Il Bangladesh fa parte del *Bangladesh-China-India-Myanmar Economic Corridor* (Bcim), volto a migliorare la connettività tra questi Paesi, ma un'implementazione efficace ai livelli del Cpec è resa difficoltosa dalla rivalità tra India e Cina. Vedere: M.A. Karim e F. Islam, "[Bangladesh - China – India - Myanmar \(BCIM\) Economic Corridor: Challenges and Prospects](#)", *Korean Journal of Defense Analysis*, vol. 30 n. 2, giugno 2018, pagg. 283-302.

¹² "[Bangladesh-China Bilateral Cooperation: Recent Trends and Future](#)", CBGA Brief n. 392, Center for Bangladesh and Global Affairs, gennaio 2025.

¹³ "[Sirajganj 68MW Solar Plant Set for June Launch](#)", *Energy and Power Magazine*, 16 dicembre 2025; "[Bangladesh's largest solar power project begins commercial operation](#)", Power China, 2 settembre 2025; Global Energy Monitor, [Rangunia solar farm](#), ultimo accesso effettuato: 22 dicembre 2025.

FIG. 21 – NUMERO DI IMPIANTI ENERGETICI CHE HANNO RICEVUTO INVESTIMENTI DALLA RPC
(PER PAESE)



Energia rinnovabile e Asia meridionale: tra tensioni geopolitiche e geoeconomiche

La spinta delle rinnovabili nel subcontinente e il coinvolgimento di ingenti investimenti cinesi non è soltanto una questione economica e di risorse, ma anche politica e di sicurezza. Il contesto geopolitico e geoeconomico lascia spazio, infatti, a due questioni di rilievo: il confronto tra Cina e India per l'influenza regionale, in cui gli investimenti infrastrutturali giocano un ruolo importante, e il rischio per le nazioni coinvolte di incappare nella cosiddetta "trappola del debito" con Pechino.

Sul piano geopolitico, l'India guarda con preoccupazione alla presenza della Rpc nella regione: New Delhi e Pechino, infatti, oltre a cercare diplomaticamente di affermarsi come leader del Sud globale, si trovano anche in competizione diretta circa il supporto ai Paesi dell'Asia meridionale in ambito infrastrutturale, energetico e di accesso alle risorse. La questione più esemplificativa è indubbiamente la tensione data dallo sfruttamento delle acque del fiume Brahmaputra: il fiume nasce in Tibet come Yarlung-Zangbo e, nel suo tratto meridionale, la Rpc sta realizzando la mega-diga più grande al mondo, che garantirebbe una capacità di circa 60 MW¹⁴. Al progetto idroelettrico cinese si sovrappone poi quello indiano di realizzare, nel tratto di fiume che attraversa i propri Stati nordorientali, una fitta rete di centrali idroelettriche che dovrebbe raggiungere una capacità simile a quella della diga cinese entro il 2047¹⁵. La sovrapposizione di due progetti così massicci suscita naturalmente dubbi nella regione, in particolare per l'impatto che queste infrastrutture possano causare sulla portata del fiume nel suo tratto finale (che attraversa il Bangladesh), ma anche per la

¹⁴ M. Danesi e A. Gili, "La partita energetica della Cina tra sicurezza energetica, dazi e overcapacity", in ISPI (a cura di) per l'Osservatorio di Politica Internazionale del Parlamento e Maeci, *Focus Sicurezza Energetica*, n. 13, giugno 2025.

¹⁵ B. Bhandari, "China's Tibetan Mega-Dam Is Veiled in Secrecy", *Foreign Policy*, 10 ottobre 2025.

mancanza di fiducia derivante dalla passata scarsa trasparenza cinese circa i dati sulle acque impiegate¹⁶. Per cercare di arginare, Dacca ha già ottenuto – con un accordo siglato tra Xi e il Primo Ministro bangladesese *ad interim* Muhammad Yunus, senza interpellare l’India di Modi – una promessa di maggiore trasparenza dalla Rpc, che si impegnerà a condividere regolarmente dati importanti sulla portata del fiume e sull’impatto della diga¹⁷.

Infine, sul piano geoeconomico, il rischio di sovraesposizione agli investimenti cinesi è visto come il preludio a una possibile situazione di “trappola del debito” di questi Stati nei confronti di Pechino. Mentre in passato, in Asia meridionale, lo Sri Lanka è stato colpito da questo fenomeno, oggi il Pakistan è un esempio di questo dilemma: Islamabad sta infatti ancora ripagando i prestiti ottenuti per la costruzione di centrali termoelettriche nel primo periodo della Bri, nella forma di “capacity payments”¹⁸. Questa spesa va a ridurre lo spazio fiscale che il Paese potrebbe destinare all’accelerazione della propria transizione energetica, che paradossalmente potrebbe significare anche maggiori acquisti tecnologici dalla Rpc, come pannelli solari e batterie.

¹⁶ J. Yang, “[India and China in deep water over Himalayan hydropower](#)”, *East Asia Forum*, 15 dicembre 2025.

¹⁷ M. Danesi, “[Un nuovo inizio per le relazioni Cina-Bangladesh](#)”, ISPI, 2 aprile 2025.

¹⁸ Q. Sun e S. Awake, “[What China’s energy sector can and cannot do for the Global South](#)”, *Global Voices*, 10 dicembre 2025.

10. Il ritorno del nucleare in Asia centrale: Kazakistan e Uzbekistan a confronto

Filippo Costa Buranelli

Nel corso degli ultimi due anni, in Asia centrale, si è (ri)cominciato a parlare in modo insistito di energia nucleare. Sia il Kazakistan che l'Uzbekistan hanno infatti considerato l'apertura di centrali nucleari sui rispettivi territori, pur essendo state in passato Repubbliche fortemente penalizzate dall'utilizzo del nucleare, usate quasi alla stregua di laboratori, o finanche *testing grounds*. Questo vale soprattutto per il Kazakistan. Sebbene poco conosciuto al di fuori del Paese, il "Polgyon" del Kazakistan è stato uno dei teatri più importanti della Guerra Fredda, ospitando centinaia di test nucleari in quattro decenni di attività, mentre l'Unione Sovietica si affrettava a costruire l'arma più potente del mondo¹. Situato a circa 120 chilometri dalla città nord-orientale di Semipalatinsk – oggi nota come Semey – il Poligono fu teatro del suo ultimo test nucleare il 19 ottobre 1989, dopo mesi di proteste a livello nazionale guidate dal movimento di base Nevada-Semipalatinsk, così chiamato in solidarietà con una parallela campagna antinucleare negli Stati Uniti². Va anche ricordato, inoltre, che il Paese è il primo produttore mondiale di uranio, ma non ha più centrali attive dal 1999³.

La decisione, pur controversa come vedremo, è dovuta primariamente ai seguenti fattori:

- crescita della domanda energetica,
- necessità di ridurre la dipendenza da gas e carbone,
- pressioni per la decarbonizzazione,
- *blackout* ricorrenti negli ultimi anni.

Questo *focus* intende presentare, seppur brevemente e in modo introduttivo, il ritorno al nucleare di Kazakistan e Uzbekistan dal punto di vista comparativo. Questo perché le due Repubbliche sono spesso appaiate e unite indistintamente come esempio di come la regione si stia aprendo al nucleare per far fronte alle sfide imposte dalla transizione energetica. Pur essendo questo un taglio analitico sicuramente valido e di aiuto per capire le dinamiche regionali, è tuttavia opportuno sottolineare come Kazakistan e Uzbekistan, al di là di un generale consenso sulla fattibilità e necessità di guardare al nucleare, presentano significative ed importanti differenze nei loro approcci. L'obiettivo di questo scritto vuole dunque essere quello di mettere in luce le differenze – piuttosto che le somiglianze – tra gli approcci dei due Paesi.

¹ Paolo Sorbello and Oliver Fisk, "Kazakhstan Marks 36 Years Since the Last Nuclear Test at the Polygon", *Vlast*, 20 ottobre 2025.

² Sull'argomento, si veda l'eccellente ricerca di T. Kassenova, *Atomic Steppe: How Kazakhstan Gave Up the Bomb*, Stanford University Press, 2022.

³ "Kazakhstan Moves Forward with Nuclear Energy Plans for 2025", *The Astana Times*, 27 febbraio 2025.

Kazakistan

Nel 2024 il Paese ha tenuto un referendum nazionale, con il 71% di voti favorevoli alla costruzione della prima centrale nucleare moderna. Nel 2025 si è tenuta una gara internazionale per selezionare il consorzio che costruirà l'impianto, che sarà situato nelle vicinanze del lago Balkhash, nell'est del Paese, nei pressi del distretto di Zhambyl nella regione di Almaty. Tale gara, che ha visto in competizione anche aziende cinesi e francesi, ha visto come vincitrice la russa Rosatom, con la quale il governo punta a una strategia nucleare fino al 2050 per garantire sicurezza energetica e stabilità. Per quanto riguarda l'aspetto tecnologico, il Kazakistan considera reattori di grande taglia, in particolare tre reattori russi VVER-640. In sintesi, queste le tre principali caratteristiche del "modello kazako":

- Forte attenzione al consenso pubblico (con criticità che saranno spiegate successivamente in questa scheda);
- Processo strumentalmente trasparente e multilaterale;
- Obiettivo: sovranità energetica riduzione delle vulnerabilità geopolitiche.

Mentre l'attenzione al consenso pubblico si può capire attraverso la "ferita sociale e mnemonica" ancora aperta di Semipalatinsk, l'idea di processo trasparente e multilaterale è in realtà più complessa. Alcune voci, infatti, hanno contestato questa trasparenza e presunta multilateralità, sottolineando come di fatto l'accordo con Rosatom fosse sin dall'inizio la scelta privilegiata del governo kazako in virtù di dinamiche, ma anche e soprattutto di pressioni, geopolitiche.

Uzbekistan

L'Uzbekistan ha già avviato la costruzione della sua prima centrale nel 2025, senza referendum pubblico. Contrariamente al Kazakistan, il progetto è stato affidato direttamente a Rosatom, sulla base di un accordo intergovernativo del 2018⁴. Dal punto di vista tecnico, il primo impianto sarà basato nella regione di Jizzakh, con un SMR (Small Modular Reactor) Ritm-200N, derivato da tecnologia navale russa, mai usata prima su terraferma. Inoltre, parallelamente, nel 2025 il Paese ha firmato un accordo per costruire anche due grandi reattori VVER-1000, con possibile espansione a quattro unità⁵. Dal punto di vista tecnologico, in virtù dell'accordo bilaterale governativo del 2018, l'Uzbekistan presenta una forte dipendenza da Rosatom per quanto riguarda:

- Progettazione;
- Costruzione;
- Gestione;
- Ciclo del combustibile;
- *Decommissioning*.

Contrariamente al modello kazako, la strategia uzbeka presenta dunque le seguenti caratteristiche:

⁴ D. Tukhsinoy, "Uzbekistan's nuclear deal: Why Rosatom was chosen without a tender", *Kun.uz*, 25 marzo 2025.

⁵ A. Seilkhanov, "Uzbekistan plans to construct high-capacity nuclear power plant", *Qazinform*, 23 giugno 2025.

- Approccio centralizzato e rapido;
- Nessuna consultazione popolare;
- Forte integrazione con la Russia;
- Obiettivo: coprire deficit energetici immediati e sostenere l'industrializzazione.

Come si può constatare, le differenze sono significative, sia dal punto di vista della base giuridica, che del processo organizzativo, che delle motivazioni e obiettivi nel breve, medio e lungo termine. Quali sono invece le differenze in termini di rischi tecnologici? Va detto fin da subito che i rischi maggiori sono quelli corsi dall'Uzbekistan, anche se il Kazakistan non è immune da essi. Il Kazakistan, infatti, non opera una centrale nucleare dal 1999, e ricostruire competenze e infrastrutture richiede tempo e può generare errori di implementazione. A ciò si deve aggiungere il fattore di integrazione nella rete energetica del Paese. La rete kazaka è vasta ma disomogenea. Inoltre, l'integrazione di un grande reattore richiede investimenti paralleli in trasmissione e stabilizzazione. Vi sono poi anche rischi meno "visibili" ma che possono arrecare costi egualmente alti, come i rischi politici. Come è stato accennato nell'introduzione, il Paese è estremamente sensibile al tema sicurezza per via dei test sovietici. Qualsiasi incidente, anche minore, avrebbe un impatto politico enorme.

Per quanto riguarda l'Uzbekistan, come detto, i rischi sono maggiori. La prima categoria di rischio è quella tecnologica. Come accennato sopra, la tecnologia Smr non è stata ancora testata su terraferma. Il reattore Ritm-200N deriva infatti da modelli navali usati su rompighiaccio russi e non è mai stato implementato a terra su larga scala. Questo comporta:

- Incertezza sulle prestazioni reali;
- Mancanza di dati operativi a lungo termine;
- Difficoltà nella certificazione internazionale.

La seconda categoria di rischio è quella della dipendenza da Rosatom. Come anticipato, Rosatom gestisce progettazione, costruzione, combustibile e smaltimento. Questo crea un *single point of failure*: se il fornitore ha problemi tecnici o politici, l'intero ciclo è vulnerabile. Non è un caso, infatti, che alcune analisi critiche parlino di "rischi nascosti", pressioni geopolitiche e scarsa trasparenza nei contratti⁶.

La terza categoria di rischio, infine, è quella di integrazione, come nel caso kazako, ma con aspetti differenti. I reattori VVER-1000 infatti sono sicuramente una tecnologia matura ma con rischi di integrazione. Essi richiedono infatti infrastrutture complesse, necessitano di personale altamente formato ed aumentano la dipendenza dal combustibile russo.

Da ultimo, una categoria di rischio che accomuna i due Paesi è quella sismica. Entrambi i Paesi sono infatti locati in aree sismiche e i siti stessi identificati per la costruzione delle centrali nucleari non sono immuni da rischi geologici e tellurici. È per questo che qualche mese fa, in quello che può essere considerato un esempio lampante di cooperazione bilaterale all'interno del sistema centrasiano in ambito climatico, infrastrutturale, ed energetico, l'Uzbekistan e il Kazakistan hanno studiato in modo congiunto la sicurezza sismica dei

⁶ A. Ilkhamov, "Uzbekistan's nuclear gamble and its hidden risks: As the ruling regime revives its nuclear plans, questions remain whether they truly serve national interests", *Central Asia Due Diligence*, 11 settembre 2025.

potenziali siti per progetti di centrali nucleari. In questa attività, l'Uzbekistan era rappresentato dai dirigenti e dagli esperti di Uzatom, della Direzione per la costruzione di centrali nucleari, del Ministero della Difesa, del Ministero della Salute, del Ministero delle Situazioni di Emergenza, del Ministero della Protezione Ambientale e dei Cambiamenti Climatici, della filiale di Tashkent dell'Università Nazionale di Ricerca Nucleare MEPhI, nonché dagli istituti di progettazione ingegneristica UzGASHKLITI e Uzlit. La delegazione kazaka era invece rappresentata dai dirigenti e dagli esperti del Ministero dell'Ecologia e delle Risorse Naturali, dell'Agenzia per l'Energia Atomica, del Ministero della Difesa, del Ministero delle Situazioni di Emergenza e di diverse altre agenzie governative. Le parti hanno esaminato gli aspetti chiave della cooperazione in materia di energia nucleare, concentrandosi su sicurezza, stabilità sismica e questioni ambientali. Si è parlato anche della creazione di un sistema congiunto per il monitoraggio della situazione ambientale e delle radiazioni, volto a rafforzare la cooperazione nel campo della sicurezza nucleare e dello scambio di dati tra i due Paesi⁷, anche se per il momento questo tipo di cooperazione è più un'aspirazione, seppur lodevole, che non una realtà consolidata.

Un ulteriore elemento di comparazione è quello della reazione della società civile di fronte all'intenzione dei due Paesi di intraprendere (e, nel caso del Kazakistan, ri-intraprendere) la strada del nucleare. Come detto sopra, una distinzione marcata tra Kazakistan ed Uzbekistan è stata proprio quella del coinvolgimento della popolazione civile nel processo per inserire la tecnologia nucleare nel paniere energetico del Paese. Tuttavia, nonostante sia un dato di fatto che vi siano state consultazioni e che il referendum in Kazakistan abbia registrato più del 70% di voti favorevoli⁸, è da registrare come vi siano state voci che hanno sottolineato lo svolgimento poco trasparente e inclusivo di questo esercizio democratico. Per esempio, pochi giorni prima del referendum, la polizia ha arrestato circa quaranta attivisti in tutto il Paese, che avevano espresso le loro critiche alla centrale nucleare progettata. Alcuni di loro ora devono affrontare accuse penali, mentre altri sono stati condannati a due mesi di detenzione per presunta "organizzazione di disordini di massa". Gli osservatori stessi hanno anche registrato una serie di gravi violazioni procedurali, come ad esempio la pratica del *ballot-box stuffing*, vale a dire l'inserzione di schede di voto precompilate, o di schede multiple, nelle apposite scatole referendarie⁹.

Anche l'esito della scelta del partner, Rosatom, è sembrata scontata nonostante l'insistenza del governo kazako sulla necessità e desiderabilità di un consorzio. Come è stato infatti notato, adattare diversi sistemi tecnici in un unico progetto è estremamente difficile. Una centrale nucleare è una combinazione di reattori, sistemi di raffreddamento, sicurezza e

⁷ "Uzbekistan and Kazakhstan review seismic safety of nuclear plant project sites", *The Tashkent Times*, 20 agosto 2025.

⁸ Secondo la commissione elettorale kazaka, su 12,28 milioni di aventi diritto al voto, 7,82 milioni hanno partecipato al referendum, con un tasso di affluenza alle urne del 63,66%. Tra coloro che hanno votato, 5,56 milioni di persone (71,12%) hanno sostenuto la proposta per la centrale nucleare. Si veda A. Satubaldina, "Kazakhstan's Official Referendum Results Out: 71% Back Nuclear Power Plant Proposal", *The Astana Times*, 8 ottobre 2024.

⁹ D. Mazorenko, Nazerke Kurmangazinova, Olga Loginova, Beiimbet Moldagali, Almas Kaiser, Victoria Natachiyeva, "Less Active, More Disappointed: The Nuclear Referendum Disheartens Kazakhstan's Opposition", *Vlast*, 10 ottobre 2024.

controllo progettati, certificati e autorizzati come un unico sistema integrato. Rosatom era anche pronta a fornire combustibile alla futura centrale nucleare. Si tratta di una proposta allettante, data la quota dominante della Russia, pari al 41%, nel mercato dell'arricchimento dell'uranio. Tuttavia, ciò significava anche che la Russia non avrebbe necessariamente acquistato combustibile in Kazakistan¹⁰.

Per quanto riguarda l'Uzbekistan, le decisioni sono state prese direttamente dal governo, senza consultazione popolare formale. Il pubblico, semplicemente, non è stato parte attiva del processo, anche se si parla di possibili forme di "public input" in futuro¹¹. Tuttavia, molti cittadini, soprattutto nelle regioni più colpite dai *blackout*, vedono il nucleare come una soluzione pragmatica. La narrativa dominante è: "Meglio rischiare un po' che restare senza energia".¹² In altre parole l'Uzbekistan, al netto delle criticità e delle profonde problematiche legate al referendum in Kazakistan, ha scelto un approccio strettamente *top-down*: meno contestazioni, ma anche meno legittimazione pubblica. Le preoccupazioni esistono, ma non hanno avuto spazio politico per emergere.

In conclusione, si può affermare come sia il Kazakistan che l'Uzbekistan stiano perseguendo la strada del nucleare per ragioni strettamente legate al discorso della sicurezza energetica. Tuttavia, le loro motivazioni e strategie divergono su più fronti. Da un lato, il Kazakistan sembrerebbe perseguire una strategia medio e lungo termine, con una parvenza di inclusività e dialogo con la società civile, volta ad affermare la propria sovranità energetica nonostante il ruolo preponderante che giocherà Rosatom. Dall'altro, l'Uzbekistan intraprende lo sviluppo del nucleare per soddisfare esigenze soprattutto nel medio termine, attraverso una strategia meramente *top-down* basata su accordi bilaterali di quasi una decade fa. In termini di tecnologia anche i rischi sono differenti e la coscienza collettiva, unita a una forte memoria storica, sembra giocare un ruolo molto più importante in Kazakistan che non in Uzbekistan. Tuttavia, vi sono anche sinergie importanti, come i primi studi di *transferable skills* per quel che riguarda l'approccio alla sismicità del territorio, che lasciano ben sperare per una maggiore cooperazione – pur regolata dalla tecnologia e dall'infrastruttura russa – tra i due Stati della regione. Il futuro del nucleare in Asia centrale sembra ormai segnato, con una traiettoria definita e pianificata. Resta da vedere come i rispettivi governi di Kazakistan e Uzbekistan gestiranno gli umori della società civile, la dipendenza da Mosca, l'impatto ambientale e idrico, lo smaltimento delle scorie e, in generale, le sempre più pressanti e complesse dinamiche della transizione energetica.

¹⁰ Vlast.kz, 'Was the proposal of a nuclear consortium in Kazakhstan just a sham?', *Global Voices*, 5 luglio 2025.

¹¹ Editors, 'Uzbekistan, Kazakhstan expanding nuclear energy programs', *Eurasianet*, 30 settembre 2025.

¹² Conversazioni tra l'autore ed esperti locali a Tashkent, agosto 2025.

Osservatorio di Politica internazionale

Un progetto di collaborazione
tra Senato della Repubblica, Camera dei Deputati
e Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale
con autorevoli contributi scientifici.

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico
per le relazioni internazionali

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche
e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei deputati

Servizio Studi

Dipartimento Affari Esteri

Tel. 0667604939

Email st_affari_esteri@camera.it

<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>

Le opinioni riportate nel presente dossier
sono riferite esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.