

Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Luglio 2023

n. 7 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 7 (n.s.) – luglio 2023

Focus

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

AUTORI

Al presente *Focus*, curato da Carlo Frappi (*Università Ca' Foscari e ISPI*), hanno contribuito:

Filippo Costa Buranelli (Università di St. Andrews) – CAPITOLO 8

Guido Alberto Casanova – CAPITOLO 6

Francesco D'Ambrosio Lettieri (ISPI) – CAPITOLO 7

Silvia Anna D'Andrea (Università di Cagliari) – CAPITOLO 1

Filippo Fasulo (ISPI) – CAPITOLO 6

Alessandro Gili (ISPI) – CAPITOLO 7

Fabio Indeo (Università degli Studi di Siena) – CAPITOLO 9

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 3

Marco Siddi (Università di Cagliari) – CAPITOLO 1

Antonio Sileo (Fondazione Eni Enrico Mattei e GREEN-Università Bocconi) – CAPITOLO 5

Michele Soldavini (Fedabo S.p.A. SB) – CAPITOLO 4

Marco Valigi (ESCP Business School e Partner Governance Advisors) – CAPITOLO 2

Focus Sicurezza energetica

n. 7 (n.s.) – luglio 2023

Sommario

1. Le politiche europee per la transizione energetica: la svolta geopolitica della Commissione europea	7
2. L'asse energetico euratlantico: partnership rinnovata, ma non priva di incertezze.....	13
3. Il ruolo del gas nell'UE: paradossi e contraddizioni nelle politiche di sicurezza e transizione in Europa.....	18
4. L'aumento della capacità rinnovabile e le prospettive di raggiungimento dei target alla luce del contesto internazionale.....	31
5. Le incertezze energetiche nell'elettrificazione dell'automotive	49
6. Cause e prospettive del successo cinese nel mercato globale dell'auto elettrica	57
7. India: la scommessa della transizione verde.....	64
8. L'Asia centrale e l'istituzionalizzazione della governance ambientale: aspetti globali, regionali, e locali.....	72
9. Tra gas naturale e rinnovabili: il ruolo del Mozambico nello scenario energetico contemporaneo	80

1. Le politiche europee per la transizione energetica: la svolta geopolitica della Commissione europea

Marco Siddi, Silvia Anna D'andrea

Nel corso della sua prima conferenza stampa in qualità di presidente della Commissione europea nel novembre del 2019, Ursula Von der Leyen ha dichiarato che avrebbe guidato una “Commissione geopolitica”. Secondo lei, ciò significava rendere l’UE un “campione del multilateralismo”. Allo stesso tempo, ha sostenuto, l’Europa dovrebbe “investire in alleanze e coalizioni per promuovere [i propri] valori”, “promuovere e proteggere gli interessi dell’Europa attraverso un commercio aperto ed equo” e “rafforzare [i suoi] partner tramite la cooperazione”. Raggiungere la sovranità tecnologica e guidare l’azione per il clima erano i pilastri fondamentali della strategia da lei proposta¹.

L’agenda geopolitica della Von der Leyen è stata una risposta a ciò che lei ha descritto come “un mondo instabile, dove troppe potenze parlano solo la lingua dello scontro e dell’unilateralismo”. Tre anni e mezzo dopo – dopo una pandemia, l’attacco della Russia all’Ucraina, la crescente concorrenza Usa-Cina, una crisi energetica e numerose emergenze legate alla crisi climatica – le sfide che l’Unione deve affrontare non hanno fatto che aggravarsi.

Mentre ci si avvicina alla fase finale del mandato della Von der Leyen, è possibile effettuare una valutazione dell’agenda geopolitica della Commissione. Questo capitolo offre un bilancio tratto dall’analisi dei principali documenti riguardanti il Green Deal e la politica energetica esterna dell’UE pubblicati dalla Commissione fra il dicembre 2019 e il marzo 2023. L’analisi mostra che, in questo lasso di tempo, le priorità politiche dell’UE si sono progressivamente spostate da un’ampia cooperazione multilaterale verso partenariati strategici più strettamente definiti con paesi occidentali e vicini più affini in termini politici e valoriali. La guerra in Ucraina del 2022 è stata un forte catalizzatore per questo cambiamento.

La dimensione esterna della Comunicazione sul Green Deal Europeo

Il Green Deal Europeo può essere concettualizzato come una roadmap delle politiche per l’agenda climatica dell’UE². Queste politiche sono state presentate per la prima volta in una Comunicazione della Commissione nel dicembre 2019 e sono state successivamente sviluppate tramite documenti strategici e proposte legislative. Qui analizzeremo gli aspetti relativi all’azione esterna, dove è probabile che venga rilevato un approccio geopolitico, se presente.

¹ Commissione europea [Speech by President-elect von der Leyen in the European Parliament Plenary on the occasion of the presentation of her College of Commissioners and their programme](#), 27 novembre 2019.

² Commissione europea, [Communication on The European Green Deal](#), COM(2019) 640 final, 11 dicembre 2019.

La Comunicazione sul Green Deal ha enfatizzato la cooperazione multilaterale in consessi come Onu, G7, G20, Wto, nonché su partenariati con un gruppo eterogeneo di attori per affrontare il cambiamento climatico. L'accento posto sul sostegno ai vicini immediati ha comportato una dimensione geopolitica, in quanto può essere interpretato come un tentativo di espandere l'influenza dell'UE in quei paesi. Tuttavia, anche la Cina è stata definita come un partner, mentre le "alleanze verdi" erano previste praticamente in tutto il mondo.

Sono emerse considerazioni strategiche nell'intenzione dichiarata di fissare standard europei applicabili alle catene globali del valore, e di adeguare la politica commerciale per sostenere la transizione ecologica. In sintesi, tuttavia, la Comunicazione sul Green Deal ha privilegiato un'ampia cooperazione internazionale rispetto alle considerazioni geopolitiche.

La strategia 2020 per l'idrogeno e i *Critical Raw Materials*

Nell'estate 2020, la Commissione ha pubblicato due documenti politici di grande rilevanza per la transizione energetica e che avevano una chiara dimensione internazionale, la Strategia sull'Idrogeno e la Comunicazione sui *Critical Raw Materials* (materie prime critiche).

La Strategia sull'Idrogeno ha evidenziato l'importanza dell'idrogeno come vettore per lo stoccaggio di energia rinnovabile, accanto alle batterie, e per i trasporti. Il focus principale del documento è sul commercio e sugli investimenti per creare un'Alleanza Europea per l'Idrogeno Pulito, nonché su aspetti tecnici come trasporto, utilizzo e ulteriore sviluppo dell'idrogeno. La Strategia sostiene che l'UE dovrebbe rafforzare la propria leadership internazionale per "le norme tecniche, i regolamenti e le definizioni nel settore dell'idrogeno" e "agevolare lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno in euro strutturato a livello internazionale"³. Tuttavia, si enfatizza anche la cooperazione multilaterale.

D'altra parte, sicurezza, resilienza e autonomia strategica sono in primo piano nella Comunicazione sui *Critical Raw Materials* (Crm_s)⁴. Il documento presenta la lista dei Crm_s dell'UE del 2020, le sfide alla sicurezza dell'approvvigionamento e le azioni per incrementare la resilienza. È stata menzionata anche la sostenibilità, ma è stata posta una maggiore enfasi sulla sicurezza. La Comunicazione sottolinea che l'estrazione di Crm_s è altamente concentrata in pochi paesi (le terre rare in Cina, i borati in Turchia, il platino in Sudafrica); pertanto, l'UE dovrebbe rafforzare l'approvvigionamento, il riciclaggio e la lavorazione interni, e diversificare le importazioni da paesi terzi. Il documento raccomanda la creazione di partenariati strategici con paesi terzi ricchi di risorse. Tuttavia, la rosa dichiarata di possibili partner è ampia, ed è stata sottolineata anche la cooperazione in consessi multilaterali come Onu, G20 e Wto.

³ Commissione europea, "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra", COM(2020) 301 final, 8 luglio 2020, p. 23.

⁴ Commissione europea, "Critical raw materials resilience: charting a path towards greater security and sustainability", COM(2020) 474 final, 3 settembre 2020.

La svolta geopolitica: dal Global Gateway al piano REPowerEU

Il Global Gateway è stato l'ultimo grande documento politico della Commissione – riguardante, tra le altre cose, la transizione verde – pubblicato prima dell'attacco della Russia all'Ucraina nel febbraio 2022. In gran parte una risposta alla Belt and Road Initiative cinese e alla calante influenza dell'UE sulla scena internazionale, il Global Gateway riflette la crescente concorrenza strategica chiedendo uno “sforzo concertato di partner che condividono gli stessi principi”⁵, in particolare gli Usa e il G7. Al contempo, menziona “partenariati per la connettività” con Giappone e India, piani economici e di investimenti nei paesi dei Balcani occidentali, del partenariato orientale e del vicinato meridionale, e i partenariati verdi UE-Africa. L'obiettivo principale è costruire infrastrutture di connettività nuove e sostenibili dopo le interruzioni causate dalla pandemia da Covid-19, al contempo riducendo la dipendenza dall'approvvigionamento controllato dalla Cina.

Il piano REPowerEU – pubblicato nel maggio 2022 – è invece esplicito nei suoi obiettivi geopolitici. Il documento afferma che “REPowerEU mira a ridurre rapidamente la nostra dipendenza dai combustibili fossili russi”⁶. Ciò deve essere ottenuto tramite il risparmio di energia e l'accelerazione della transizione verso l'energia verde, ma anche diversificando l'approvvigionamento di combustibili fossili. La centralità delle considerazioni geopolitiche dopo l'attacco della Russia all'Ucraina ha spianato la strada a deroghe sostanziali all'agenda green, come investimenti stimati in 10 miliardi di euro per importare sufficiente gas naturale liquefatto (Gnl) e gas da gasdotto da altri fornitori e nuove infrastrutture per connettere fra loro i mercati nazionali del gas dell'UE.

La logica geopolitica è emersa anche in uno dei documenti della Commissione incentrati sulle rinnovabili che accompagnano il piano REPowerEU: la strategia dell'UE per l'energia solare. La strategia inizia affermando che l'energia solare sarà il “perno” degli sforzi dell'UE per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili russi. Inoltre, evidenzia “il contributo marginale dell'UE nelle fasi di fabbricazione e assemblaggio della catena di approvvigionamento [solare fotovoltaico], unito al ruolo quasi monopolistico di un paese nella produzione dei componenti a livello globale” – un chiaro anche se implicito riferimento alla Cina – che “riduce la resilienza dell'UE di fronte a gravi interruzioni dell'approvvigionamento esterno”⁷.

La nuova Strategia Energetica Esterna

La Comunicazione della Commissione *Strategia UE di mobilitazione esterna per l'energia in un mondo che cambia*, pubblicata simultaneamente al piano REPowerEU, sostiene che “l'UE deve aumentare le importazioni di gas da fonti non russe”⁸ di 50 miliardi di metri cubi di Gnl e 10 miliardi di metri cubi di gas da gasdotto all'anno. Ci si aspetta che questo gas arrivi principalmente da Stati Uniti, Norvegia, Algeria, Azerbaijan, Canada e Qatar – vale a dire

⁵ Commissione europea, [Il Global Gateway](#), JOIN(2021) 30 final, 1 dicembre 2021, p. 2.

⁶ Commissione europea, [Piano REPowerEU](#), COM(2022) 230 final, 18 maggio 2022, p. 1.

⁷ Commissione europea, [Strategia dell'UE per l'energia solare](#), COM(2022) 221 final, 18 maggio 2022, p. 21.

⁸ Commissione europea, [Strategia UE di mobilitazione esterna per l'energia in un mondo che cambia](#), JOIN(2022) 23 final, 18 maggio 2022, p. 3.

dagli alleati occidentali, da alcuni stati vicini, e da paesi attualmente percepiti come fornitori affidabili. La logica geopolitica guida anche i seguenti punti sulle importazioni di idrogeno, dove la regione del Mediterraneo meridionale e l’Africa sono viste come i principali fornitori potenziali, e sulla riduzione della dipendenza da altre importazioni energetiche russe, come il combustibile nucleare.

L’ultima sezione della Strategia, intitolata *Gettare le basi del nuovo sistema energetico globale*, afferma che “L’UE continuerà a lavorare in tandem con gli Stati Uniti, con i quali le priorità sono ben allineate sull’intero spettro della politica energetica”, nonché con “partner quali Norvegia, Giappone, Australia, Cile, Regno Unito e altri”. La sezione si conclude sostenendo che la transizione energetica “può sostenere l’UE nel conseguire i vasti obiettivi geopolitici di rafforzare la resilienza e l’autonomia strategica aperta”⁹.

Il Piano Industriale del Green Deal

Nel febbraio 2023 la Commissione europea ha pubblicato la Comunicazione di *Un piano industriale del Green Deal per l’era a zero emissioni nette*. Il piano mira a conferire all’UE “un ruolo di primo piano nelle industrie a zero emissioni nette del futuro”¹⁰ sostenendo la produzione industriale di tecnologie chiave nell’Unione. Un quadro normativo semplificato, un processo di autorizzazione più rapido per i progetti strategici e un accesso più rapido ai finanziamenti sono obiettivi essenziali del piano. Il documento sostiene che le sovvenzioni erogate negli attori terzi stanno creando squilibri, e pertanto la Commissione intende allentare le norme sugli aiuti di stato tramite il Quadro Temporaneo di Crisi e Transizione. Sulla base di questa proposta, possono essere concessi aiuti di stato a tutte le tecnologie rinnovabili, all’idrogeno verde e ai progetti di stoccaggio dei biocarburanti.

A marzo, due progetti di atti legislativi hanno dettagliato la sostanza del Piano Industriale. Il *Net-Zero Industry Act*¹¹ ha proposto che la capacità produttiva dell’UE di tecnologie strategiche a zero emissioni nette raggiunga almeno il 40% del fabbisogno di diffusione dell’Unione entro il 2030. Il *Critical Raw Materials Act*¹² ha fissato parametri di riferimento per la capacità produttiva interna dell’UE lungo la catena di approvvigionamento dei Crm_s: almeno il 10% del consumo annuale dell’UE per l’estrazione, il 40% per la lavorazione e il 15% per il riciclaggio. Sono state incluse anche misure di diversificazione degli approvvigionamenti: non più del 65% del consumo annuo dell’UE di ciascun Crm strategico in qualsiasi fase della lavorazione può provenire da un singolo paese terzo. Si tratta di un obiettivo ambizioso, dato che l’UE dipende per oltre il 95% dalle forniture estere per 17 dei 27 Crm_s individuati nel 2020. La Cina subirebbe un forte impatto da questi obiettivi, in

⁹ Ivi, pp. 19-21.

¹⁰ Commissione europea, [Un piano industriale del Green Deal per l’era a zero emissioni nette](#), COM(2023) 62 final, 1 febbraio 2023, p. 2.

¹¹ Commissione europea, [Normativa sull’industria a zero emissioni nette](#), COM(2023) 161 final, 16 marzo 2023.

¹² Commissione europea, [Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio, che istituisce un quadro atto a garantire un approvvigionamento sicuro e sostenibile di materie prime critiche e che modifica i regolamenti \(UE\) n. 168/2013, \(UE\) 2018/858, \(UE\) 2018/1724 e \(UE\) 2019/1020](#), COM(2023) 160 final.

quanto è un fornitore chiave di Crm per l'UE e detiene oltre l'80% del mercato europeo attraverso la catena di approvvigionamento dell'industria del solare¹³.

Il Piano Industriale è guidato da considerazioni di sicurezza e dalla competizione geopolitica. Afferma che “in un momento di crescenti tensioni geopolitiche, l'UE e i suoi Stati membri dovrebbero agire insieme per difendere i loro interessi”¹⁴. Sostenendo l'estrazione interna di Crm e la produzione di tecnologie verdi, anche tramite aiuti di stato, la Commissione sta tentando di rafforzare la posizione dell'UE nei confronti dei concorrenti, in particolare della Cina. Il Piano Industriale stabilisce che l'UE continuerà ad utilizzare gli strumenti di difesa commerciale e il Regolamento sulle Sovvenzioni Estere¹⁵, in vigore dal gennaio 2023 per indagare sulle sovvenzioni concesse dai paesi terzi. Inoltre, applicherà il quadro dell'UE per il controllo degli investimenti esteri diretti “per tutelare i principali attivi europei e proteggere la sicurezza collettiva”¹⁶.

Conclusioni: il dilemma della svolta geopolitica

Questa analisi ha mostrato che le politiche dell'UE per una transizione verso l'energia verde hanno preso una svolta geopolitica decisiva, in particolare dopo la crisi pandemica e l'attacco della Russia all'Ucraina. Tuttavia, ciò comporta un prezzo per tale transizione, che ultimamente sembra aver ricevuto un rinnovato impulso dall'accordo provvisorio raggiunto a fine marzo 2023 dal Consiglio e dal Parlamento europeo sulla riforma della direttiva europea sulle energie rinnovabili. Tramite questa, l'UE mira ad avere una quota del consumo energetico complessivo interno da fonti rinnovabili che ammonti al 42,5% entro il 2030 (con ciò aumentando il target di 10 punti percentuali rispetto all'obiettivo fissato nel 2018)¹⁷. Dato che è impossibile eliminare totalmente la dipendenza da combustibili fossili a breve e medio termine, è necessario effettuare grandi investimenti in infrastrutture per importare gas da paesi che attualmente non sono percepiti come concorrenti geopolitici. Ciò accresce il rischio di *carbon lock-in* e di spostare risorse verso asset inquinanti che dovrebbero diventare obsoleti nel prossimo futuro.

L'attenzione dell'UE per garantire l'accesso ai Crm, e alla produzione di idrogeno verde nel Sud del Mondo comporta il rischio di suscitare una risposta negativa da parte di alcuni paesi, dove la nuova politica energetica esterna dell'UE ricorda i modelli commerciali svantaggiosi del passato e di oggi. Ad esempio, le recenti politiche in Marocco e in Egitto segnalano un'attenzione all'industrializzazione verde nazionale, piuttosto che alla fornitura di risorse e di energia rinnovabile per la decarbonizzazione in Europa. Per evitare le accuse di

¹³ L. Menkhoff e M. Zeevaert, “Germany can increase its raw material import security of supply”, *DIW*, Weekly Report 49/50, vol. 12, 15 dicembre 2022.

¹⁴ Commissione europea, [Un piano industriale del Green Deal per l'era a zero emissioni nette](#), COM(2023) 62 final, 1 febbraio 2023, p. 22.

¹⁵ “REGOLAMENTO (UE) 2022/2560 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 14 dicembre 2022 relativo alle sovvenzioni estere distorsive del mercato interno”, *Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea*, L 330/1, 23 dicembre 2022.

¹⁶ Commissione europea, [Un piano industriale del Green Deal per l'era a zero emissioni nette...](#), cit., p. 22.

¹⁷ M. Ciucci, [Energie rinnovabili, Note tematiche sull'Unione europea](#), Parlamento europeo, aprile 2023.

“colonialismo verde”, l’UE deve sviluppare partenariati finalizzati alla decarbonizzazione e allo sviluppo socio-economico sia nell’UE sia nei paesi partner¹⁸.

Inoltre, l’allentamento delle normative per l’estrazione di Crm in Europa può avere un impatto negativo sulla biodiversità, soprattutto perché la maggior parte delle riserve europee note si trova all’interno o in prossimità di aree protette. Gli ambientalisti sostengono che alcuni progetti di estrazione potrebbero causare un grave inquinamento delle acque e del suolo e portare alla deforestazione e alla perdita di biodiversità. Al contempo, la delocalizzazione dell’attività mineraria non farebbe altro che trasferire le conseguenze ecologiche in altri contesti, in particolare nel Sud del Mondo, dove la regolamentazione ambientale tende a essere meno rigida.

Nel frattempo, nel settore delle imprese, le reazioni alle recenti politiche dell’UE come il Piano Industriale sono state differenti. Ad esempio, mentre l’industria delle batterie ha accolto con favore i piani per sostenere la produzione interna, gli stakeholder nell’industria solare temono che l’approvvigionamento di contenuti locali avrà un forte impatto sui prezzi e sulla competitività, dato che i prezzi stimati per i pannelli prodotti nell’UE sono superiori di oltre un terzo rispetto ai loro equivalenti cinesi¹⁹. Le politiche per la transizione energetica dell’UE dovranno affrontare queste sfide e riflettere attentamente sul compromesso fra sicurezza, considerazioni ambientali e mantenimento di un quadro cooperativo multilaterale che sostenga la decarbonizzazione su scala globale.

¹⁸ R. Quitzow, O. Renn, e Y. Zabanova, “The crisis in Ukraine: another missed opportunity for building a more sustainable economic paradigm, GAIA – Ecological Perspectives for Science and Society”, *oekom Verlag*, vol. 31, n. 3, 2022, pp. 135-138.

¹⁹ R. Milne, “European battery makers welcome EU response to US subsidies”, *Financial Times*, 27 marzo 2021, vedi anche Y. Yang, A. Hancock, e L. Pitel, “Solar industry warns EU rules would hamper clean energy transition”, *Financial Times*, 17 marzo 2023.

2. L'asse energetico euroatlantico: partnership rinnovata, ma non priva di incertezze

Marco Valigi

La guerra in Ucraina non terminerà velocemente. Stanti gli assetti dei due contendenti sul campo di battaglia e la recente frenata messa in atto dai membri della Nato durante il vertice di Vilnius nei confronti di un'imminente adesione all'alleanza da parte di Kiev, non ci sarebbe da sorprendersi se quello in corso, da scontro decisivo tra Occidente e Russia, mutasse in uno dei conflitti protratti – o intrattabili – che dal 1991 in poi hanno caratterizzato lo spazio post-sovietico.

Nel caso dell'Ucraina, il coinvolgimento delle potenze Occidentali è differente – esplicito e fattivo in ragione di una diversa e mutata relazione con la leadership russa rispetto ai tempi di Eltsin. Tuttavia, non è meno evidente che tale apporto non sarà decisivo, soprattutto in un quadro che sembra destinato a evolvere in una guerra d'attrito – un tipo di conflitto che avvantaggia la Russia, vasta e maggiormente popolata, e la cui gestione efficace è radicata nella cultura strategica del Cremlino, nonché consolidata da alcuni casi di successo.

Nelle ultime settimane, del resto, si attendeva la controffensiva di Kiev. Nonostante le aspettative, però, la situazione sul campo di battaglia non è tuttavia mutata a favore dello stato aggredito. Sul piano militare, insomma, il quadro strategico appare incerto e, anche in prospettiva, non va sottovalutata l'ipotesi che si addivenga a una condizione di tregua armata non dissimile da altri conflitti complessi, come quelli che hanno attraversato il Caucaso meridionale. Di contro sul piano delle relazioni commerciali ed energetiche il conflitto, per ora, ha determinato una sorta di spartiacque.

Nel caso di Washington, da partner preferenziale – così era negli anni Novanta e durante i primi anni Duemila, quando l'egemonia americana era sotto attacco del jihadismo – la Russia è divenuta un nemico irriducibile. Mentre per l'Europa, da potenziale fattore di bilanciamento ed emancipazione rispetto all'ineluttabilità della relazione transatlantica e ai rischi energetici generati in alcuni casi dalla spregiudicatezza americana e di alcuni Stati membri – come in Iraq e in Libia – Mosca si è trasformata in un partner scomodo all'interno di una partita tra Stati Uniti e Cina nella quale l'obiettivo di Bruxelles non è di giocare in maniera autonoma, ma piuttosto di non rimanere tagliata fuori. Le implicazioni più evidenti di questo tipo di sviluppo, del resto, sono state quelle che hanno riguardato il comparto energetico.

Nel caso dei rapporti tra UE e Russia, a fronte di un interscambio commerciale incomparabilmente inferiore rispetto al passato, attendersi una sorta di scenario in stile post-Brexit, ovvero un quadro nel quale le aziende riorganizzeranno le proprie filiere e canali di distribuzione in modo da soddisfare la domanda anche dei clienti russi, non è irrealistico. Del resto, quando non si tratta di beni strategici o primari, la “mano invisibile” del mercato funziona piuttosto bene – e dove non arrivasse lei, ci penserà la creatività degli imprenditori a trovare dei sistemi per eludere le sanzioni. Più complesse e dense di implicazioni, invece,

sono le scelte in materia di energia, la cui non reversibilità potrebbe costituire un punto di debolezza per il “Vecchio continente” – un aspetto, questo, sul quale vale la pena soffermarsi.

Sicurezza energetica “born in the Usa”

Diversamente da altri beni, come accennavamo in chiusura del paragrafo introduttivo, le scelte in materia di energia sono poco flessibile, salvo “strappi” i cui costi non sono mai esclusivamente economici. Soprattutto quando si parla di gas, per ragioni infrastrutturali collegate alle reti di trasporto e di distribuzione sul territorio del paese o regione di approdo, non sussistono alternative tra il matrimonio e la rottura. Lasciando da parte per un attimo le questioni etiche e valoriali collegate alla guerra in Ucraina, la decisione dell’Europa di svincolarsi da Mosca senza un fornitore alternativo altrettanto valido, dunque, rimane una scelta controversa e comunque un azzardo sul piano tecnico

Stante la più classica formulazione del concetto di sicurezza energetica, intesa come la capacità di un paese di assicurarsi forniture stabili e prezzi ragionevoli, proprio la rilevanza della stabilità dei flussi di idrocarburi sembra essere stata in parte sottostimata da decisori continentali. Nei mercati delle commodity, i prezzi possono subire variazioni anche molto significative – e questo impatta sulla ricchezza o la povertà delle nazioni. Quando si parla di flussi, però, il tema di fondo è altro. Si tratta infatti di sopravvivenza. Rispetto a qualunque rincaro sui prezzi, infatti, l’incertezza o l’insufficienza dei flussi energetici ha effetti più profondi, estesi e potenzialmente negativi in termini di rischio. Soprattutto quando si parla di nazioni le cui economie gravitano attorno al cosiddetto terziario avanzato.

Sul piano geopolitico, un rovesciamento delle partnership energetiche da est a ovest, ovvero dalla Russia verso gli Stati Uniti è plausibile che possa rivelarsi una scelta azzeccata. Tuttavia, in assenza di una rete di approvvigionamento via mare e di altrettanti rigassificatori lungo le coste europee, per il momento, appare una decisione dagli esiti incerti. In verità, l’idea che gli Stati Uniti potessero rimpiazzare Mosca nel rifornire l’ampio mercato europeo era stata avanzata per la prima volta durante la guerra del 2014. Si era nel pieno della cosiddetta rivoluzione (perché grazie a essa gli Usa sono diventati primo esportatore netto davanti alla Russia) dello *shale gas* e Barack Obama proclamò che, in caso di ritorsioni da parte di Mosca, Washington avrebbe sostenuto i propri alleati fornendo gas via mare.

Certamente si era trattato di un’affermazione volta a ribadire più il proprio status di potenza egemonica e la relazione con i partner, più che un’effettiva direttrice di policy. Del resto, come abbiamo sottolineato, quando si parla di gas, fornitore e consumatore sono legati da un vincolo strutturale al centro del quale si colloca l’infrastruttura scelta per veicolare la materia prima. Nei fatti, la capacità tecnica degli Stati Uniti di esportare gas via mare, nel 2014, veniva meno a causa della mancanza di un’infrastruttura idonea a recepire e immettere in rete il gas a stelle e strisce sui mercati europei. Una dichiarazione programmatica insomma, quella di Obama, più che una politica attuabile in caso di crisi. All’epoca, inoltre, la Commissione UE non aveva ancora lanciato lo *European Green Deal*.

Farsi promotrice di una grande offensiva sul versante della decarbonizzazione – imponendo una rigida normativa e sanzioni ai governi dei Paesi membri, continuando però a perseguire

una strategia energetica tradizionale basata sul gas russo, di certo, non avrebbe contribuito a legittimare il potere della Commissione né alla coesione tra Stati membri. Anzi, proprio a causa della localizzazione e della visibilità dell'infrastruttura proveniente dalla Russia avrebbe sottolineato agli occhi dei detrattori l'incoerenza o la natura velleitaria delle asserzioni di Bruxelles. Al di là della rilevanza della questione Ucraina, insomma, gli incentivi interni ad abbandonare la partnership con Mosca a favore di un'alleanza energetica transatlantica sembra trovare larga parte della propria ragion d'essere in dinamiche di potere interne all'UE e nell'obiettivo dei vertici dell'Unione di guidare a livello globale il processo di decarbonizzazione, nel quale, per usare un ossimoro, il gas rappresenta un complemento cruciale.

Sul piano dei vantaggi in termini di potere e interessi dei leader europei il quadro appare chiaro. Su quello dei flussi energetici, invece, la questione rimane problematica, perché le infrastrutture atte ad accogliere un tipo diverso di gas proveniente da una regione differente, separata da quella eurasiatica da un'enorme massa d'acqua, tuttora sono sottodimensionate rispetto ai bisogni del mercato europeo. Quindi, richiederanno tempo per essere realizzate e rese operative.

Un ulteriore aspetto riguardante i flussi

Mantenendo l'attenzione sul tema dei flussi e della loro stabilità in un quadro di partnership energetiche mutate, non va sottovalutata l'importanza di quanto accade oltre oceano, però, ovvero alla fonte della nuova filiera del gas.

Se rispetto ai parametri che definiscono il livello di sicurezza energetica di un paese o regione, in UE, il tema caldo è quello di come superare l'attuale deficit infrastrutturale, nel caso degli Stati Uniti, ovvero del paese fornitore, oltre a quella delle inefficienze di rete, le sfide riguardano la relazione tra il governo federale e gli stati dell'Unione e il rapporto tra bisogni interni dell'economia americana e il ruolo di esportatore netto (e potenziale sostituto di Mosca con i partner europei) assunto da Washington da quando il settore dello *shale gas* ha raggiunto livelli di sviluppo di rilievo. Stante l'attuale situazione, infatti, la capacità e la determinazione degli Stati Uniti di conservare – ed eventualmente aumentare – i livelli di forniture di gas verso l'UE non sono da dare per scontate.

Benché il presidente Biden abbia lanciato un'ambiziosa offensiva sul fronte della decarbonizzazione e dello svecchiamento della rete energetica anche attraverso sussidi, come i 370 miliardi dell'*Inflation Reduction Act* (Ira) che di fatto alterano il rapporto di competizione/cooperazione proprio con l'UE, i consumi americani da fonti fossili non sono in diminuzione. Le inefficienze interne, soprattutto della rete elettrica, infatti, per ora precludono all'elettricità proveniente dall'eolico o dal nucleare di rappresentare un valido sostituto delle fonti tradizionali. I limiti sul piano della capacità di accumulo e i troppi black out in fase di distribuzione a oggi pregiudicano la stabilità dei flussi già sul piano interno. Qualora per Washington si profilasse uno scenario di necessità, insomma, pare complesso immaginare che l'export verso l'Europa non ne risenta. Inoltre, l'ormai radicato approccio del "Made in Usa" rende realistica l'ipotesi di scenario appena formulata e strutturalmente ambivalente il rapporto tra Vecchio e Nuovo Mondo.

Proprio la relazione complessa tra istanze internazionaliste, incarnate in una voluta semplificazione dalla presidenza, e quelle localistiche, rappresentate in prevalenza dagli stati repubblicani, deriva del resto da una non omogeneità di scenario interno agli Stati Uniti che potrebbe, se non inficiare, limitare, in qualche misura, la loro affidabilità come partner energetico preminente. Diversamente dagli scambi con paesi autoritari, dove il dissenso su questi temi è messo a tacere in ragione di interessi superiori – non è un caso che la gran parte dei player chiave nei mercati dell'energia siano partner scomodi sul piano della presentabilità dei loro regimi – le politiche industriali di una democrazia federale – e questo secondo aspetto è anche più rilevante del primo – godono di una coerenza esterna assai inferiore.

Proprio in ragione del sistema di contrappesi attraverso i quali i poteri locali sono in grado di temperare le politiche del governo centrale, se uno stato come il Texas il cui potere relativo interno è decisivo avversasse la linea federale – e nel caso del Texas si parla di un attore energetico di rilievo internazionale – e destinasse le sue risorse al mercato interno anziché all'export, la solidità dell'alleanza energetica con Bruxelles subirebbe un duro colpo. Al netto della prerogativa presidenziale di delineare la strategia nazionale in ambiti di interesse strategico, insomma, il sistema federale permette che i governatori degli stati più influenti optino per una gestione delle proprie risorse più favorevole al mercato interno. Del resto, nonostante le politiche di incentivi varate dal governo federale, i consumi di combustibili fossili sono in crescita.

Se al quadro delineato, poi, aggiungiamo che una serie di decisioni dell'amministrazione Biden, come la cancellazione del progetto Keystone XL, è stata dettata dall'obiettivo di accattivarsi un certo elettorato, nella fattispecie l'ala ecologista e verde del Democratici, va tenuta in adeguata considerazione – a ribadire quanto detto sopra – che i governatori Repubblicani papabili per la nomination alle presidenziali potrebbero rispondere con scelte rette da una logica analoga. Nel loro caso, infatti, tentare di screditare la linea della presidenza attaccando l'asse energetico costituito con Bruxelles in base al principio dell'America First sarebbe una scelta intuitiva quanto efficace.

Conclusioni: incerte convergenze

Prima dello scoppio della guerra in Ucraina sia gli Stati Uniti sia l'Europa avevano preso posizione in merito al processo di decarbonizzazione e alla reciproca volontà di guidare la transizione. In entrambi i casi, gli obiettivi annunciati sono parsi non del tutto coordinati con i mezzi, i panieri energetici, le fonti e, infine, le infrastrutture delle due potenze.

Sia Bruxelles sia Washington, più che per un'effettiva necessità di rivedere le rispettive strategie energetiche, si sono mosse alla ricerca di consenso e legittimazione interni, legando il tema della lotta al cambiamento climatico – uno scopo generale – a quello della competitività nazionale sul piano internazionale – ovvero uno scopo particolaristico e non necessariamente allineato al primo. In questo contesto, caratterizzato da una miscela di fattori di cooperazione e competizione di natura industriale e geopolitica, nel quale l'energia svolgeva il ruolo di connettore, si è poi inserito il tema delle relazioni con la Russia.

Il deterioramento dei rapporti con Mosca, in particolare, e la scelta di Bruxelles di legare il tema del rapporto bilaterale con la Russia, inclusa la materia energetica, a quello delle relazioni tra il Cremlino e Kiev, ha infatti proiettato UE e Stati Uniti verso una partnership pragmatica tutto sommato non prevedibile se si fosse guardato agli anni in cui la Commissione aveva lanciato il progetto Nabucco o al periodo della presidenza Trump.

Questa rinnovata relazione in un settore strategico connotato da forti vincoli strutturali si è in questo caso articolata a partire da una crisi le cui origini sono locali ed esogene rispetto al rapporto tra UE e Usa (l'Ucraina non è un membro né della Nato né dell'UE e Russia ed Europa non competono sul piano sistemico come Stati Uniti e Russia). Il conflitto, d'altro canto, ha impresso un corso differente ai rapporti transatlantici. Tuttavia, in materia energetica, proprio per una genesi in larga misura derivata da una causa contingente, restano un'anomalia. La sicurezza energetica a trazione americana, quindi, non va data per scontata e, di conseguenza, ne andrebbero presi in considerazione in maniera obiettiva anche le criticità in termini di autonomia.

In conclusione, se la partita internazionale che ancora una volta vede gli Stati Uniti costretti a legarsi con Bruxelles per ridurre l'influenza russa sul continente e l'Europa a schierarsi con una delle parti per incapacità di condurre un gioco autonomo ha proiettato le potenze occidentali verso una partnership energetica rinnovata, come ai tempi in cui flotte di petroliere delle compagnie americane solcavano il Mediterraneo, dall'altra i limiti tecnici che per ora si frappongono alla piena e costante circolazione dei flussi energetici e le ambiguità che sul piano della volontà politica permangono in merito alla lettura dei rapporti transatlantici come rispondenti agli interessi nazionali rendono tale relazione affatto priva di incertezze.

3. Il ruolo del gas nell'UE: paradossi e contraddizioni nelle politiche di sicurezza e transizione in Europa

Francesco Sassi

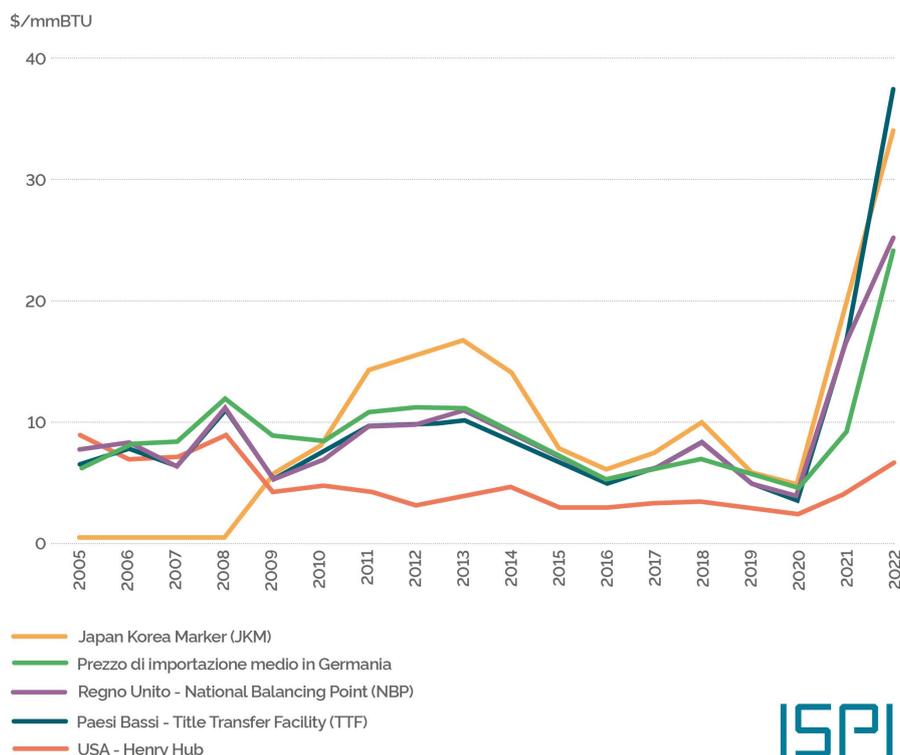
Il seguente studio nasce con l'obiettivo di approfondire il ruolo pivotale che il gas naturale attualmente ricopre nei sistemi energetici europei. Altresì, la ricerca è intesa a far luce sugli effetti di narrazioni e politiche comunitarie che mettono in discussione la rappresentazione di questa risorsa energetica come una "fonte ponte" tra i sistemi energetici attuali e quelli di un'Europa che intende raggiungere una neutralità climatica entro il 2050. L'analisi, dunque, approfondisce molte criticità che questo processo sta generando nelle relazioni triangolari tra autorità comunitarie, governi degli Stati membri e le stesse compagnie energetiche, offrendo diversi spunti per una riflessione allargata sul futuro dell'industria del gas naturale in Europa e il ruolo che questa risorsa avrà per sicurezza e transizione energetica.

Il gas naturale e il processo di decarbonizzazione europea: lo stato dell'arte

La crisi energetica, che per tutto il 2023 è rimasta al centro dello scenario politico, è recentemente ritornata a rappresentare un tema di secondaria importanza nel dibattito pubblico. Ciò lo si deve in gran parte a prezzi di gas ed elettricità decisamente inferiori rispetto ai picchi dello scorso agosto, quanto si toccarono i 340€/MWh sulla piazza del Title Transfer Facility (Ttf) di Amsterdam. Secondo le stime di Icis, nel primo semestre del 2023 il Ttf *front-month*, uno degli indici chiave per valutare il rapporto tra domanda e offerta in Europa, si è assestato su poco più di €44/MWh, con una riduzione del 56% su base annuale¹. Se però il metro di paragone diventa il quinquennio 2017-21, dunque tenendo conto anche del lasso di tempo in cui i mercati sono stati maggiormente colpiti dalla pandemia da Covid-19, i prezzi rimangono di circa 3 volte più alti alla media storica e gli effetti del 2022 continuano a essere percepibili (Figura 3.1).

FIG. 3.1 - ANDAMENTO DEI PREZZI DEL GAS SUGLI INDICI GLOBALI (2005-22)

¹ Icis, *Navigating choppy waters: H2 2023 outlook for European gas, power, and carbon markets*, luglio 2023.



ISPI

Fonte: *Statistical Review of World Energy*

Questo è soltanto uno dei molti effetti strutturali provocati dallo squilibrio dei mercati seguito all'insufficiente offerta di gas registrata già nel 2021 e peggiorata per via degli ammanchi di flussi di gas russo proveniente dalla Siberia. Dinamiche successivamente condizionate profondamente dall'invasione russa dell'Ucraina e dallo scontro tra Unione Europea e Federazione Russa, con cambiamenti e ripercussioni epocali nel mercato del Vecchio Continente. Innanzitutto, le autorità europee e i governi nazionali sono intervenuti per regolare mercati e guidarne l'evoluzione. Si pensi ad esempio alla costituzione di una piattaforma comune per gli acquisti congiunti di gas, entrata in funzione nel 2023. AggregateEU, questo il nome del nuovo meccanismo europeo con particolare focus sul Gnl, è nato dopo molti mesi dall'annuncio iniziale con l'obiettivo di far valere il peso dell'intera comunità europea rispetto ai paesi produttori di gas, assicurandosi volumi e prezzi favorevoli sui mercati, rafforzando così la sicurezza energetica europea. Una misura, va detto, che arriva molti mesi dopo l'offensiva diplomatica da parte pressoché di tutte le cancellerie europee, Italia compresa, iniziata nella primavera del 2022 e volta a incrementare le importazioni di gas naturale da paesi alternativi. Anche la complessa vicenda della creazione di un *price cap* specifico per il gas naturale, esteso da marzo a tutti i principali indici europei, rientra tra le iniziative europee per un maggiore interventismo sui mercati².

² AggregateEU coinvolge tutte le compagnie europee, alle quali si aggiungono quelle dei vari paesi che fanno parte della Comunità Energetica europea come: Albania, Bosnia ed Erzegovina, Kosovo, Macedonia del Nord,

Le istituzioni europee hanno introdotto nuove politiche e strategie che, in maniera piuttosto concorde, mirano a diminuire i consumi di gas nel lungo periodo. Su tutte vi è il Piano REPowerEU del maggio del 2022, che non fa altro che approfondire ulteriormente le riduzioni previste dal *Fit for 55*, prevedendo 116 miliardi di metri cubi (mmc) in meno di consumi, pari al 30% di quelli annuali nell'UE. Efficienza energetica ed elettrificazione nei settori industriale e residenziale sono i due pilastri che consentiranno, secondo il documento, una riduzione strutturale dei consumi di 49 mmc entro il 2030³. A queste vanno ad aggiungersi le varie misure di riduzione pianificate prese in sede di Consiglio europeo. Il taglio volontario del 15% dei consumi (rispetto al periodo aprile 2017/marzo 2022) è stato recentemente prolungato di un anno, sino al marzo 2024. È stata anche mantenuta la possibilità che il Consiglio stesso attivi la cosiddetta “Union alert” nel caso in cui vi fosse una minaccia palese riguardante la sicurezza degli approvvigionamenti e rendendo il suddetto taglio obbligatorio per tutti gli Stati membri⁴. Nei fatti, la riduzione dei consumi di gas nel periodo agosto 2022/marzo 2023 ha però superato le stesse aspettative della Commissione e Consiglio europeo⁵ (Figura 3.2).

La riduzione dei consumi di 55 mmc di gas su base annuale registrata durante l'inverno 2022-23 nei paesi Ocse dell'Europa rappresenta il maggiore calo stagionale mai avvenuto. Risultati che sono stati presentati dalla Commissione come un successo delle politiche europee, ma che sono evidentemente legate a doppio filo a questioni strutturali di mercato. Tra queste vi sono un calo dell'utilizzo del gas nel settore industriale e nella generazione elettrica, provocate dai prezzi costantemente oltre la loro media storica. A ciò si aggiungono favorevoli condizioni meteo durante l'inverno e quindi minori consumi nelle reti di distribuzione, pari a un risparmio di 25 mmc su base annuale e al 45% della riduzione complessiva dei consumi⁶. Misure di efficientamento negli edifici pubblici e più in generale di passaggio ad altre tipologie di combustibile, tra cui anche il carbone, hanno inoltre contribuito al calo (Figura 3.3). Secondo la Federazione che rappresenta i trader dell'energia in tutta l'UE, al fine di impedire una distorsione perpetua dei mercati, le condizioni attuali consiglierebbero addirittura alle istituzioni comunitarie di ritirare tutte quelle misure emergenziali introdotte nel 2022⁷. Una posizione che, sollevata dal paradossale ripiegamento dei prezzi, conferma però il timore percepito in Europa per il possibile ritorno di una ristrettezza strutturale degli approvvigionamenti di gas.

FIG. 3.2 - RIDUZIONE NEI CONSUMI DI GAS NATURALE
(CONFRONTO TRA AGOSTO 2022-MARZO 2023 E MEDIA 2017-22)

Georgia, Moldavia, Montenegro, Serbia e Ucraina. “ACER launches its LNG benchmark”, *LNGPrime*, 3 aprile 2023; “EU extends gas price cap system to EU hubs”, *Reuters*, 31 marzo 2023.

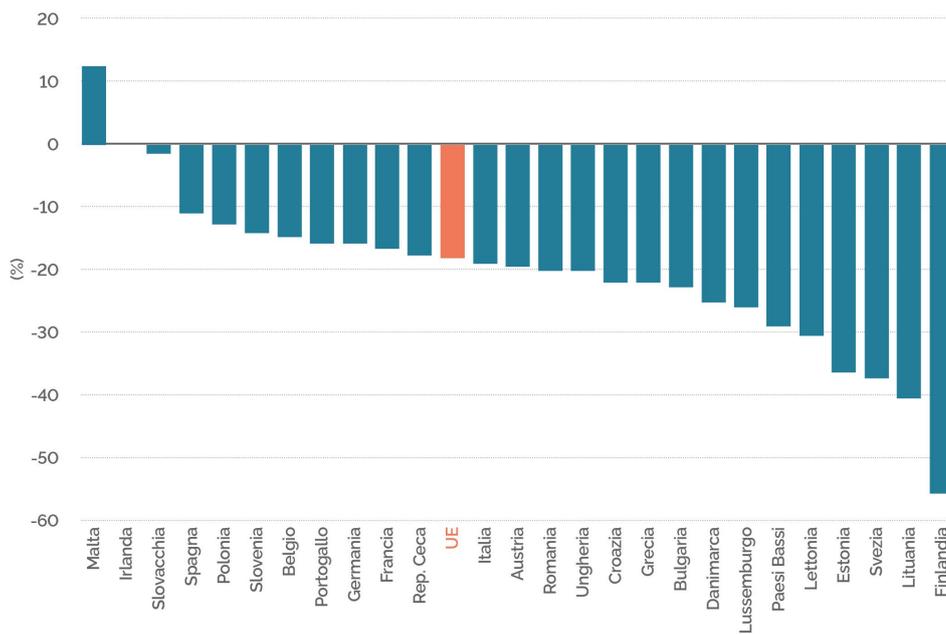
³ Commissione europea, REPowerEU Plan, Annex 1, COM(2022) 230 final, 18 maggio 2022.

⁴ Consiglio europeo, [Member states agree to extend voluntary 15% gas demand reduction target](#), Press release, 28 marzo 2023.

⁵ Il calo a livello europeo è stato del 17,7% con l'Italia addirittura oltre il taglio del 18% dei consumi. Eurostat, “[EU gas consumption decreased by 17.7%](#)”, 19 aprile 2023; International Energy Agency (Iea), *Gas Market Report*, Q2-2023, maggio 2023.

⁶ *Ibidem*.

⁷ S. Elliot, “[EFET calls for phase out of emergency EU gas market measures](#)”, S&P Global Platts, 26 giugno 2023.



Fonte: Eurostat

FIG. 3.3 - RIDUZIONE SU SCALA ANNUALE DEI CONSUMI DI GAS IN EUROPA PER SETTORE



Fonte: International Energy Agency (Iea)

Un declino dei consumi è d'altronde visto come connaturato a un processo più ampio di decarbonizzazione di tutta l'economia europea. A riguardo, la Commissione ha ripetuto più volte la non disponibilità ad alcuno stop, neppure quando sollecitata da alcuni degli Stati membri più influenti, come il presidente francese Macron. Il mondo sta affrontando "il rischio di un ecocidio che pone una minaccia alla sopravvivenza dell'umanità" ha affermato recentemente il vice-presidente della Commissione con delega al Clima e al Green Deal⁸. La Commissione europea ha ribadito che gli investimenti nelle fonti rinnovabili sono l'unica possibilità per l'Europa di raggiungere al contempo gli obiettivi climatici e di sicurezza energetica, accrescendo l'indipendenza energetica dalle importazioni di fonti fossili e tra queste, ovviamente, la Federazione Russa. Il che pone il problema dell'effetto dirimente dell'aumento dei consumi elettrici rispetto lo stesso tasso di penetrazione delle rinnovabili.

Nel solco già tracciato dal Green Deal e dal REPowerEU, Parlamento europeo e Consiglio hanno reso ancor più ambiziosi gli obiettivi della EU Renewable Energy Directive, innalzando dal 32% al 42,5% i target minimi per il contributo delle rinnovabili entro il 2030, facilitando e semplificando i processi di rilascio dei permessi e dedicando aree specifiche allo sviluppo di queste fonti⁹. Solare ed eolico sono quindi destinate a competere sempre più con il gas naturale nei mix elettrici europei. Un problema di non poco conto nel mercato elettrico europeo, visti i recenti prezzi negativi registratisi in diversi paesi e la domanda che segue una tendenza decrescente ormai da molti mesi¹⁰.

Tra gli obiettivi introdotti dalla Commissione, vi è anche un minimo del 42% di idrogeno verde nel consumo totale da parte del settore industriale europeo. Bruxelles non ha quindi alcuna intenzione di rallentare i processi di decarbonizzazione messi in moto con il Green Deal e rinunciare alla costituzione di un rapporto più armonico tra ecosistemi, società ed economie europee¹¹. La posizione intransigente della Commissione ha ulteriormente esacerbato i toni, portando lo scontro all'interno di alcuni partiti che sostengono proprio l'attuale Commissione.

⁸ T. Bourgery-Gonse, "[Green Deal: EU's Timmermans rules out 'break' in the green transition](#)", *Euractiv*, 4 giugno 2023.

⁹ Commissione europea, [European Green Deal: EU agrees stronger legislation to accelerate the rollout of renewable energy](#), 30 marzo 2023.

¹⁰ "[European Power Prices Go Below Zero Again as Solar Output Surges](#)", Bloomberg, 4 luglio 2023.

¹¹ Sia il Ppe (Partito Popolare Europeo) che il gruppo di Renew Europe, di cui sono espressione rispettivamente Ursula Von der Leyen e il presidente francese Emmanuel Macron, hanno mostrato evidenti spaccature interne per le ricadute che *EU Nature Restoration Law* potrebbe avere su settori produttivi come pesca, agricoltura e attività forestali. Il voto del 12 luglio scorso sulla *EU Nature Restoration Law* ha sostanzialmente visto un Parlamento europeo spaccato a metà sull'approvazione di una legge fondamentale per il Green Deal. Il particolare, parti consistenti del Ppe hanno votato contro, posizionandosi a fianco di altri gruppi e formazioni politiche della destra europea. Ppe e Renew Europe rimangono tra i partner maggioranza dell'attuale Commissione europea e diversi Commissari fanno parte di entrambi i partiti. *The Guardian*, "[EU passes nature restoration law in knife-edge vote](#)", 12 luglio 2023; "[Parliament backs EU nature restoration law, despite right-wing opposition](#)", *Euractiv*, 12 luglio 2023.

La centralità del gas nella diplomazia energetica europea

Dal 2022 in poi la necessità di trovare precipitosamente alternative agli oltre 150 mmc di gas naturale russo importati attraverso gasdotti ha gettato le basi per un'iniziativa diplomatica dell'UE che ha visto sia la Commissione sia i governi degli Stati membri attivarsi con grande celerità. Allo stesso modo, la definizione del ruolo di questi nuovi volumi di gas importati si è resa molto più complessa per via dei numerosi annunci che, secondo le stesse autorità comunitarie, intendono segnare la fine della centralità di questa fonte nel mix energetico europeo. Una contraddizione in termini che, in questa fase storica, rischia di emergere con effetti dirompenti sui mercati.

Con l'avvicinarsi della prossima COP28, che prenderà il via a Dubai il prossimo dicembre, anche la diplomazia europea sta spingendo verso un impegno più forte l'abbattimento dei consumi di combustibili fossili e una riconsiderazione del gas nei sistemi energetici internazionali. Alcuni ministri del clima di governi occidentali, tra cui quello tedesco, canadese e austriaco, insieme alla controparte keniana, hanno sottoscritto in una lettera tre obiettivi principali per la prossima COP28, tra cui un rinnovato focus sulla finanza climatica e un rinvigorismento del cosiddetto "loss and damage fund", un'espansione delle rinnovabili messe a terra entro il 2030 e il *phase-out* completo dei combustibili fossili sprovvisti di misure per l'abbattimento delle emissioni¹². Una misura quest'ultima che, in meno di un decennio, implica una completa trasformazione dell'intera industria europea del gas. Sempre rimanendo sul tema COP28, durante il vertice dei ministri del clima del G20 a Bruxelles il vice-presidente Timmermans ha sottolineato come l'UE intenda "sovraccaricare" COP28 con energie rinnovabili, puntando al raggiungimento di un accordo per il *phase-out* completo delle fonti fossili ben prima del 2050¹³. Contestualmente, Sultan al-Jaber, ovvero il presidente emiratino di COP28, ha illustrato il piano per un graduale *phase-down* dei combustibili fossili da qui al 2050. Un approccio che per al-Jaber deve essere "brutalmente onesto a riguardo delle lacune che devono essere colmate"¹⁴ e che hanno causato la situazione di odierna dipendenza dalle fonti fossili.

Gli appuntamenti delle COP sono pivotali per tracciare un percorso di lungo termine della diplomazia energetica europea. Durante la COP27 di Sharm el-Sheikh, UE e Stati Uniti, insieme ad altri 150 paesi tra cui Regno Unito, Canada, Vietnam, Singapore e Giappone, hanno ribadito l'intenzione di abbattere le emissioni di metano (CH₄) del 30% entro il 2030 al fine di limitare l'incremento della temperatura agli 1,5°C, in linea con l'Accordo di Parigi del 2015¹⁵. La stessa UE, insieme ai governi di Giappone, Corea del Sud, Stati Uniti e Australia è anche tra i sostenitori di un nuovo meccanismo per il monitoraggio delle emissioni globali di metano nel settore del Gnl chiamato *Coalition for LNG Emission Abatement Towards*

¹² "Climate ministers raise pressure on COP28 summit host", *Financial Times*, 13 luglio 2023.

¹³ "EU to push for fossil fuel phaseout 'well ahead of 2050' at COP28", *Euractiv*, 13 luglio 2023.

¹⁴ Sultan al-Jaber è al contempo Ceo del colosso degli idrocarburi ADNOC e presidente di Masdar, principale compagnia statale degli Emirati Arabi Uniti dedicata agli investimenti nel settore delle rinnovabili. *Financial Times*, "UAE sets 'mid-century' goal for fossil fuel phase-down in climate summit agenda", 13 luglio 2023.

¹⁵ Commissione europea, [Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach](#), 2 novembre 2021; *Reuters*, "COP27: More join methane pact as focus turns to farms", 17 novembre 2022.

*Net Zero (Clean)*¹⁶. L'organismo, costituitosi nel luglio del 2023, si prefigge l'obiettivo di misurare con maggiore precisione le emissioni di singoli progetti e coinvolge, su iniziativa di Tokyo e Seoul, alcune tra le principali compagnie per l'importazione di Gnl al mondo, come Jera e Kogas. Un'ulteriore dimostrazione che il coinvolgimento delle compagnie rimane centrale nella riduzione delle emissioni di CH₄ a livello globale.

Secondo la International Energy Agency (Iea), il metano è un potente gas serra, responsabile per il 30% dell'incremento delle temperature globali sin dall'epoca della rivoluzione industriale. La sua presenza in atmosfera risulta, al momento, del 150% maggiore rispetto l'epoca preindustriale. Dopo quello agricolo, il settore energetico è la seconda fonte antropica di emissioni di CH₄ nell'atmosfera e i paesi che maggiormente contribuiscono a questo fenomeno globale sono le tre superpotenze: Cina, Russia e Stati Uniti¹⁷. L'industria gassifera rappresenta, tra quelle dei combustibili fossili, la terza per emissioni di gas metano in atmosfera, dopo quella del carbone e quella petrolifera.

In materia energetica, l'azione del G7 di cui l'UE è partner ha adottato un approccio che cerca di unire sicurezza energetica, crisi climatica e rischi geopolitici. Una riduzione della domanda di gas naturale e un parallelo risparmio energetico sono al centro del comunicato finale del vertice delle economie avanzate di Hiroshima. Nonostante ciò, gli investimenti nel settore del gas, e in particolare del Gnl, sono contestualizzati come priorità per affrontare la crisi energetica. Gli stessi sono anche considerati come una "temporanea risposta", definita in chiave nazionale e subordinata agli obiettivi di neutralità climatica, al *phase-out* della dipendenza dagli approvvigionamenti energetici russi¹⁸. Altra peculiarità della risposta dell'iniziativa del G7 è la specifica che questi progetti e infrastrutture potranno essere meglio contestualizzate nell'iniziativa di decarbonizzazione europea se incluse nelle strategie per lo sviluppo di idrogeno verde e a basso impatto carbonico.

Nel contesto europeo, tale priorità è ribadita più volte dai documenti che testimoniano le rinvigorate partnership energetiche che l'UE ha sottoscritto con alcuni dei principali fornitori di gas naturale come Norvegia, Algeria, Azerbaïjan e Stati Uniti¹⁹. Non solo, anche i principali paesi consumatori europei di gas, Germania e Italia, hanno sottoscritto accordi bilaterali, rispettivamente con Norvegia e Algeria, in cui gas naturale e idrogeno sono al centro di interessi reciproci nell'approfondire la cooperazione energetica²⁰. A ben vedere, le infrastrutture oggi in fase di studio prevedono innanzitutto il trasporto di gas via gasdotto per un periodo di transizione. Queste infrastrutture dovrebbero essere anche provviste di tecnologie per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ e, solo in una fase successiva, i governi prevedono il trasporto di idrogeno verde.

¹⁶ "Big LNG buyers and producers to tighten methane monitoring", *Financial Times*, 18 luglio 2023.

¹⁷ International Energy Agency, "Global Methane Tracker 2023", febbraio 2023.

¹⁸ G7 2023 Hiroshima Summit, G7 Hiroshima Leaders' Communiqué, 20 maggio 2023.

¹⁹ Commissione europea, [European Green Deal: New EU-Norway Green Alliance to deepen cooperation on climate, environment, energy and clean industry](#), 24 aprile 2023; Commissione europea, [The Ninth U.S.-EU Energy Council](#), 7 febbraio 2022; Commissione europea, [Remarks by Commissioner Simson after the Algeria High-Level Energy Dialogue](#), 10 ottobre 2022.

²⁰ Government of Norway, Joint Statement – Germany – Norway – Hydrogen, 5 gennaio 2023; S&P Global Platts, ["Algerian gas flows to Europe shrink, but Italy gains as trade ties strengthen"](#), 31 gennaio 2023.

Paradossi e contraddizioni nelle iniziative di UE, Stati membri e compagnie

Il riassetto dei flussi globali di gas naturale e lo scenario europeo, in dinamico e veloce mutamento, soprattutto nelle aspettative verso il futuro, fanno da cornice a un quadro politico ed economico in cui i vari attori della politica e strategia energetica europea avanzano, con estrema solerzia, i propri interessi. La Commissione ha elogiato a più riprese i risultati della piattaforma di acquisti comuni lanciata ad aprile. Il cosiddetto AggregateEU ha così raccolto un totale di oltre 28 mmc di volumi lato domanda e circa 27,5 mmc lato offerta da fornitori “affidabili”, mostrando, secondo il commissario che presiede al meccanismo, il vicepresidente Maros Sefcovic, come vi sia “un valore aggiunto nell’unire le forze, mettere in comune la nostra domanda (di gas) e lavorare insieme per garantire approvvigionamenti stabili e bassi prezzi per il mercato europeo”²¹. Oltre 25 compagnie hanno offerto il proprio gas sulla piattaforma attraverso 20 punti di consegna, inclusi Paesi Bassi, Italia, Francia e Germania, ma anche le infrastrutture di stoccaggio ucraino. Risultati indubbiamente positivi e che eccedono le aspettative stesse della Commissione, la quale vorrebbe farne uso in futuro per acquisti congiunti di altre risorse energetiche, dalle materie prime critiche allo stesso idrogeno.

Come accaduto per la prima gara, spetterà ora agli operatori di mercato negoziare un accordo economico che fissi i termini di contratto fuori dalla piattaforma AggregateEU. La Commissione ha annunciato che i primi contratti sono già stati siglati, ma per via di una rigidissima confidenzialità tra le parti, non si può oggi sapere a quali volumi, né a quali condizioni, siano stati sottoscritti questi accordi. Appare quindi difficile, a oggi, elogiare apertamente la piattaforma. Per di più, voci si rincorrono di risultati non propriamente esaltanti e addirittura di un fallimento nel portare a termine qualsiasi contratto. Ciò spiegherebbe una evidente ritrosità da parte di Bruxelles a fare maggiore chiarezza. È infatti emerso che alcuni attori di mercato stiano utilizzando la piattaforma come mero strumento di ricognizione, mentre contratti sono siglati bilateralmente e a condizioni maggiormente favorevoli al di fuori di AggregateEU²². Un elemento che, se fosse confermato, farebbe perdere allo strumento introdotto dalla Commissione parecchia credibilità.

Inoltre, secondo alcuni operatori di mercato, la totale discrezionalità della piattaforma e il protagonismo delle compagnie nazionali nel meccanismo come “central buyer” rappresentano una minaccia alla concorrenza del mercato interno²³. Sta di fatto che, a luglio 2023, ovvero nel momento probabilmente più favorevole degli ultimi 2 anni per gli attori europei, non siamo neppure a conoscenza di quale sia la proporzione degli accordi definitivi rispetto il volume totale di domanda e offerta aggregato dalla piattaforma. Appare quindi evidente che nuova luce andrà fatta nel prossimo futuro su questo meccanismo.

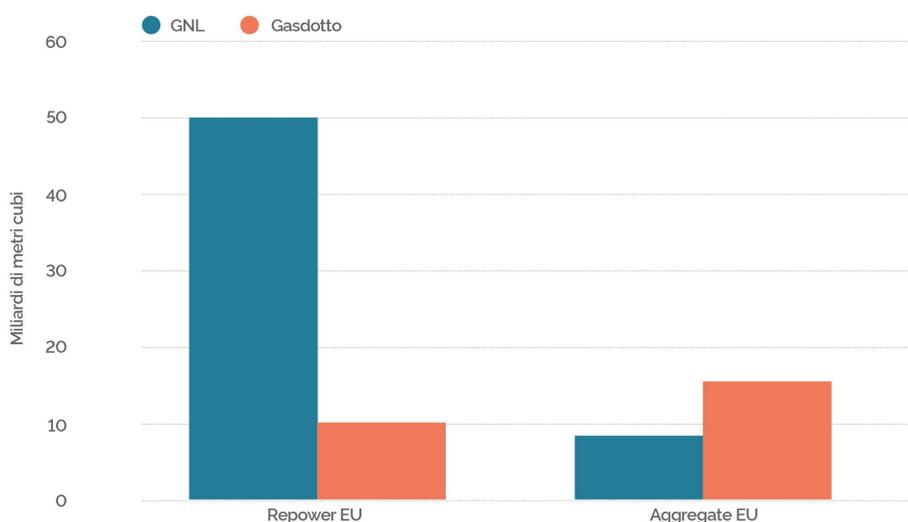
²¹ Oggi il quantitativo di 22,9 mmc sinora aggregato attraverso le due aste appare potenzialmente significativo e pari a circa il 15% del gas russo importato in Europa nel 2021 via gasdotto. Commissione europea, [EU Energy Platform: EU’s second joint gas purchasing round enables another positive matchmaking between European companies and gas suppliers](#), 13 luglio 2023.

²² J. Concha, *EU Gas Tender Draws Interest, But Questions Linger*, Energy Intelligence, 14 febbraio 2023.

²³ Vedi nota 5.

Analizzando ulteriormente gli scarsi dati a disposizione riguardanti i volumi aggregati, si può comunque osservare che le forniture in stato gassoso rappresentano il 66% dell'offerta totale raccolta da AggregateEU. Il restante, circa un terzo, si riferisce a volumi di Gnl. Alcune considerazioni sono qui necessarie. Innanzitutto, occorre notare che sia REPowerEU che il G7 vede l'UE incentivare nuovi investimenti in infrastrutture che siano in grado di diversificare gli approvvigionamenti di gas, in particolare via Gnl. Ad esempio, il rapporto di nuove importazioni di gas previsto da REPowerEU è di 50 mmc via Gnl e 10 mmc via gasdotto²⁴.

FIG. 3.4 - CONFRONTO TRA IMPORTAZIONI VIA GASDOTTO E GNL PREVISTE DA REPOWEREU E RACCOLTE DA AGGREGATEEU



ISPI

Fonte: Elaborazione dell'autore su dati della Commissione europea

Dunque, al 2030, l'UE intende immettere nel proprio network Gnl e gas via tubo per un rapporto di 5 a 1. Ciò stride platealmente con quanto riportato dalle prime aste della piattaforma AggregateEU (Figura 3.4) che rimane uno strumento creato principalmente per attirare volumi di Gnl. Da una parte, le offerte di gas via gasdotto eccedono addirittura gli obiettivi di REPowerEU al 2030, segno che i fornitori attuali di gas attraverso i network già esistenti sarebbero ben lieti di poter offrire volumi aggiuntivi attraverso la piattaforma per gli acquisti comuni, magari riducendo il tasso di iniezione di gas nei pozzi petroliferi in

²⁴ Vedi nota 3.

cambio di guadagni sostanziosi. Dall'altra parte, la prevalenza di gas via tubo rischia di aggravare ulteriormente il rischio di *stranded asset* per decine e decine di miliardi di euro previsto nel prossimo decennio a fronte di incessanti investimenti nella costruzione di nuovi terminal per l'import di Gnl, sia nel Mediterraneo che nel Mare del Nord e nel Baltico²⁵. Una possibilità che incarna perfettamente una contraddizione crescente tra le stesse ambizioni di transizione energetica europea e la necessità di investire massivamente in nuovi terminal per assicurare nuove importazioni da tutto il mondo²⁶.

Mai come in questo momento, sicurezza e transizione sono visti come fenomeno complementari nella strategia energetica europea. L'allontanamento dalla dipendenza energetica dalla Federazione Russa è divenuto uno dei corollari fondamentali attorno al quale la Commissione e gli Stati membri stanno plasmando le proprie scelte in materia energetica. Al pari, la stessa incertezza riguardante la disponibilità o meno di gas naturale russo sia nel breve che nel medio termine è un fattore su cui continuano a pesare diverse variabili di carattere bellico e geopolitico, ma anche economiche, sociali e legali²⁷. Tutti elementi che contribuiscono ad accentuare l'indeterminatezza del ruolo del gas naturale nel mix energetico europeo.

Supplendo all'assenza di una direzione chiara e lineare nei confronti di questa fonte energetica, gli Stati membri e le compagnie europee stanno procedendo con iniziative unilaterali che, pur riconducibili a indirizzi politici della Commissione, come la diversificazione verso altri paesi esportatori o alla rilevanza crescente del Gnl, non fanno altro che acuire le contraddizioni strategiche di questa fase. Berlino, divenuta un'importatrice di Gnl solamente nel dicembre 2022, mira ad avere una capacità di rigassificazione dei propri terminal pari a 37 mmc entro il 2025, sfruttando appieno attraverso cinque infrastrutture, appoggiate politicamente dal governo di Spd/Verdi/Fdp. Alcune di queste, realizzate a terra, sono destinate secondo l'Alleanza al governo ad accogliere in futuro anche importazioni di idrogeno verde. La possibilità di ultimare queste costose infrastrutture non è però condivisa da una parte della comunità scientifica²⁸. Nell'ottica di aumentare la capacità di importazione di gas, l'esecutivo tedesco ha recentemente garantito anche una costruzione accelerata di due unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (Fsru) sull'isola baltica di Ruegen, avversate dalle autorità dello stato federale di Meclemburgo-Pomerania Anteriore, istituzioni locali e gruppi ambientalisti²⁹. Gli impianti di Mukran, gestiti dalla compagnia privata Deutsche Regas, avranno una capacità annuale di 10 mmc e consentiranno alla Germania di importare

²⁵ Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), [“Over half of Europe’s LNG infrastructure assets could be left unused by 2030”](#), 21 marzo 2023.

²⁶ P. Sorge, [“Germany Warns of Industry Shutdown If Russian Gas Stops Flowing”](#), Bloomberg, 12 giugno 2023.

²⁷ J. Henderson e K. Chyong, [“Do future Russian gas pipeline exports to Europe matter anymore?”](#), Energy Insight: 131, The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), luglio 2023.

²⁸ C. van Waasbergen, [“German leaders promise that new Liquefied gas terminals have a green future, but clean energy experts are skeptical”](#), *Medill News Service*, 7 giugno 2023.

²⁹ [“German parliament backs fast-track plans for LNG terminals”](#), *Reuters*, 7 luglio 2023.

sia maggiori quantità di Gnl nel lungo periodo, ma altresì di rifornire altri Stati membri dell'Europa centro-orientale senza alcuno sbocco sul mare³⁰.

L'intera vicenda appare il frutto di un accomodamento del governo tedesco nei confronti della compagnia. Infatti, dopo il rifiuto della rivale RWE di gestire i terminal Fsrú nel lungo periodo, o più probabilmente spaventata dai costi crescenti del loro impiego rispetto le stime iniziali, l'intero progetto è stato consegnato a Deutsche Regas che, a rigor di logica, avrebbe richiesto garanzie politiche a Berlino. Contro il volere del governo locale e quello di attivisti, la coalizione ha portato il Bundesrat ad accelerare un aggiornamento del *LNG Acceleration Act* per realizzare il progetto³¹. Nonostante questo, il terminal arriva quasi all'approvazione con un ridimensionamento quasi del 50% della propria capacità. Con la Germania ad aver ridotto i propri consumi di gas del 15% circa durante l'ultimo inverno, a differenza di pochi mesi fa, oggi appare meno necessaria un'espansione massiva delle importazioni attraverso il Mar Baltico.

Anche gli acquisti tedeschi di Gnl dall'americana Venture Global LNG presentano diverse contraddizioni tra la politica nazionale tedesca, l'intraprendenza delle compagnie e la strategia di decarbonizzazione europea. In tal senso, un esempio piuttosto eclatante rimane il contratto di lungo termine (20 anni) sottoscritto da Securing Energy for Europe (SEFE), creata dopo la nazionalizzazione degli asset tedeschi della russa Gazprom, per l'importazione di 2,25 milioni di tonnellate annue (mta) di gas (circa 3,1 mmc) proprio con Venture Global Lng³². Attraverso una serie di accordi, Venture Global diverrà il principale esportatore di Gnl della Germania, ricoprendo circa il 5% dei consumi annuali del paese. Anche il colosso della chimica INEOS ha siglato un contratto da 20 anni con l'americana Sempra Infrastructure per l'approvvigionamento di 1,4 mta dalla fase 1 del progetto di GNL Port Arthur, oggi in via di sviluppo in Texas. Con la prima consegna prevista per il 2027, il Gnl verrà consegnato nel nuovo impianto onshore di Brunsbüttel e le stesse continueranno sin oltre la fatidica data del 2045, corrispondente alla data annunciata da Berlino per il raggiungimento di una tanto voluta neutralità carbonica. INEOS ha anche sottoscritto un contratto per la costruzione di due metaniere che, secondo la compagnia, creeranno una 'pipeline virtuale di GNL' per agevolare l'approvvigionamento di Gnl dal Golfo del Messico al terminal di Brunsbüttel, costruito nel Mare del Nord.³³ Oltre INEOS, anche l'americana ConocoPhillips e la tedesca RWE si sono assicurate nel lungo periodo i 8 mmc annui di capacità messi a disposizione dal terminal.

³⁰ Government of Germany, Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 3 marzo 2023.

³¹ Il provvedimento conosciuto come *LNG Acceleration Act*, approvato lo scorso giugno, ha snellito le procedure burocratiche per la realizzazione di nuovi terminal per l'importazione di Gnl in Germania. "[Germany scales down LNG terminal plans as supply crisis eases](#)", *Reuters*, 15 maggio 2023.

³² Questo accordo si va ad aggiungere a quello siglato nel giugno 2022 dalla stessa Venture Global e l'utility tedesca EnBW per 2 mta di Gnl, anch'esso dalla durata di 20 anni, per importazioni di Gnl da terminal in costruzione nel Golfo del Messico. Venture Global, "[Venture Global and SEFE Announce 20-year LNG Sales and Purchase Agreement](#)", News & Press Releases, Venture Global LNG, 22 giugno 2023; "[Germany locks in more US natural gas as it shuns Russian supply](#)", *Financial Times*, 22 giugno 2023.

³³ "[Energy charters two highly efficient LNG carriers to create virtual LNG pipeline from the US to Europe](#)", Press Releases, INEOS, 28 giugno 2023.

Conclusioni

L'analisi evidenzia come gli effetti della crisi energetica europea vissuta nel 2022, e divenuta oggi un fenomeno carsico da tenere sotto stretta osservazione, abbia modificato, forse per sempre, il ruolo del gas naturale nel mix energetico europeo. La chiara avversione della Commissione e Consiglio a una dipendenza dalle fonti fossili concilia sia la priorità di terminare la dipendenza energetica da Mosca che quella di decarbonizzare i sistemi energetici europei. L'esclusione del gas naturale dal mix energetico è coerentemente parte di una iniziativa di regolamentazione interna, dove la messa a terra di nuova capacità da fonti rinnovabili ha assoluta priorità. A far da contraltare vi è un più ampio coordinamento internazionale di diplomazia energetica. A questo proposito, l'UE ha avviato un dialogo proficuo con alcuni dei maggiori paesi consumatori ed esportatori di gas e Gnl per abbattere le emissioni di CH₄ in atmosfera e la prossima COP28 si preannuncia come un'ulteriore giuntura critica. Infine, anche nel contesto internazionale, il profilo di flessibilità del Gnl è emerso come funzionale alla doppia finalità di assicurare sufficienti approvvigionamenti di gas e al contempo consentire una più veloce decarbonizzazione. In quest'ottica, occorre secondo Bruxelles approntare una nuova serie di infrastrutture per l'importazione di importanti volumi di gas e idrogeno, ritenuto come pivotale per la decarbonizzazione di alcuni settori industriali in Europa.

La seconda parte dell'approfondimento dimostra come alcune contraddizioni, insite nelle strategie europee e nazionali, rischiano di minare compattezza e credibilità delle politiche oggi perseguite. Innanzitutto, la risposta dei mercati all'apertura della piattaforma AggregateEU non ha fatto altro che riflettere una condizione sistemica del contesto attuale: la scarsa disponibilità di volumi sul mercato globale del Gnl e una maggiore propensione dei tradizionali fornitori di gas all'UE a offrire volumi nel breve periodo (20 mesi)³⁴. In questo contesto, appare evidente l'incapacità dell'UE di spostare unilateralmente una componente strutturale del mercato come l'offerta tramite la semplice costituzione di una nuova piattaforma per gli acquisti comuni. È altresì improbabile che l'UE riesca a far valere il proprio peso sui mercati internazionali, strappando migliori condizioni rispetto quelle oggi proposte, sì in netto miglioramento rispetto lo scorso anno ma ancora lontane dai livelli pre-crisi. Inoltre, l'opacità riguardante i risultati che sinora AggregateEU ha prodotto non aiuta un'oggettiva ricognizione dello strumento. Né ciò pone le basi per poter considerare la piattaforma un mezzo adatto ad accelerare la transizione europea, favorendo acquisti comuni di materie prime critiche o idrogeno verde. Da questo punto di vista, ci si attende che maggiori dettagli vengano forniti nel prossimo futuro per rivalutare l'impatto del meccanismo.

Infine, le scelte di stati nazionali e compagnie energetiche, e in particolare quelle relative al contesto tedesco, dimostrano ancora una volta come se da una parte l'uscita da questa crisi energetica richiederebbe una visione d'insieme, compiutamente comunitaria dove gli Stati

³⁴ Oltretutto, la manifestazione d'interesse mostrata dai fornitori via gasdotto deve essere considerata nella prospettiva che questi paesi possono, in parte, bilanciare le proprie esportazioni di gas tramite alcune pratiche che, se massimizzate nel breve periodo, non richiedono imponenti investimenti in esplorazione e produzione e quindi minimizzano il rischio d'impresa.

membri possano adottare soluzioni comuni, la realtà della (in)sicurezza energetica reale e percepita muova su ben altri piani interessi pubblici e privati. Berlino ha avviato un programma intensivo e senza precedenti per realizzare una serie di nuove infrastrutture che possano rendere il paese, fino a poco fa assai dipendente dalle forniture di gas russo, l'hub principale per l'importazione di Gnl nell'Unione Europea. Oltretutto, il paese vuole assumersi la responsabilità di assicurare gli approvvigionamenti di altri Stati membri ed extra UE, come la stessa Ucraina. Di fronte a questi investimenti, in buona parte sostenuti proprio dalle finanze pubbliche di Berlino, emerge come le politiche della principale economia europea contraddicano le strategie di allontanamento dal gas naturale auspicate dalle autorità europee al 2030. La contraddittorietà di accordi bilaterali di lungo periodo per l'importazione di Gnl dagli Stati Uniti, e che cesseranno oltre l'anno fatidico del 2045, termine entro il quale la Germania mira ad abbattere completamente le proprie emissioni ovvero terminare completamente la dipendenza dal carbone, è ulteriormente enfatizzata dal fatto che questi contratti sono stati sottoscritti al di fuori di qualsiasi piattaforma comunitaria. Il coordinamento tra Berlino e le compagnie energetiche tedesche è evidente. Da una parte, l'esecutivo ha fornito ampie rassicurazioni ad attori pubblici e privati nel poter sottoscrivere contratti di lungo periodo che abbattono qualsiasi limite sinora eretto nei confronti dell'utilizzo del gas nel sistema energetico tedesco. Dall'altra, mentre la Germania ha attivato una vera e propria offensiva diplomatica contro l'utilizzo di combustibili fossili nei sistemi energetici dei paesi in via di sviluppo e a favore dell'abbattimento delle emissioni di metano, le compagnie e lo stato tedesco stanno attivamente supportando una nuova ondata di investimenti nel settore del Gnl. Questi comporteranno un'espansione della produzione ed esportazione di Gnl dagli Stati Uniti per almeno i prossimi due decenni, rappresentando paradossalmente uno de principali ostacoli al raggiungimento di una neutralità carbonica al 2050.

4. L'aumento della capacità rinnovabile e le prospettive di raggiungimento dei target alla luce del contesto internazionale

Michele Soldavini

Alcune note sulla velocità della transizione energetica e sui risultati attesi in merito all'incremento della capacità rinnovabile

Secondo stime preliminari luglio 2023 ha già visto infrangere tre nuovi record assoluti di temperatura globale media, a causa dell'effetto amplificatore del fenomeno meteorologico noto come *El Niño*. Le temperature correnti potrebbero già essere le più calde viste sulla Terra dall'ultimo periodo interglaciale, noto come "Riss-Würm" o Eemiano, occorso tra 130.000 e 110.000 anni fa. Le medie globali erano tra +1°C e +2°C rispetto a quelle dell'Olocene-Antropocene¹ in cui abitiamo.

Viceversa, dopo molti anni rasente l'1%², nel 2021 i veicoli elettrici hanno conquistato l'8% delle nuove immatricolazioni su scala globale e il dato è in crescendo; inoltre, secondo l'International Renewable Energy Agency (Irena), sempre a livello globale ben l'83% della nuova capacità elettrica installata nel 2022 è stata di tipo rinnovabile. Secondo l'International Energy Agency (Iea), l'accelerazione nell'installazione può portare la generazione rinnovabile a superare quella a carbone entro il 2025: tra il 2022 e il 2027 dovrebbero vedere la luce 2.400 GW di nuova capacità, praticamente corrispondente a tutta quella installata al momento in Cina. Rispetto alle stime pre-guerra l'Iea tiene conto di un aumento superiore del +30% in termini di rapidità.

¹ Sembra vi sia ormai un consenso scientifico solido sul considerare gli effetti antropici (almeno della civiltà industrializzata) sugli ecosistemi terrestri come un duraturo spartiacque su scala geologica, tale appunto da giustificare l'inaugurazione di una nuova era che porta – invero in misura poco lusinghiera – il nostro nome.

² Nell'UE la quota di mercato dei veicoli dotati di batteria è cresciuta al 12,1% delle nuove immatricolazioni nel 2022, mentre quella dei veicoli ibridi *plug-in* si è attestata al 9,4%. Si tratta ancora di fette modeste, ma non si dimentichi che i *full electric* erano fermi all'1,9% nel 2019.

FIG. 4.1 - PROIEZIONE DELLA CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA NELL'UE (EOLICO + FOTOVOLTAICO) IN BASE AI TARGET DI *FIT FOR 55* E *REPOWEREU*. SI NOTI COME I DATI PROVVISORI PER IL 2022 STIANO GIÀ SOPRAVANZANDO LA TRAIETTORIA-OBIETTIVO



Fonte: EMBER

A livello UE, sembra che alla luce della *performance* nel 2022 i target adottati in merito alla nuova capacità rinnovabile si stiano rendendo di fatto potenzialmente obsoleti. Un report recente da parte di EMBER³ ha mostrato che la traiettoria intrapresa, se mantenuta, porterebbe di per sé le rinnovabili al 45% del totale degli usi energetici e che alcune misure di supporto e di rimozione degli ostacoli normativi consentirebbero di raggiungere il 50% entro il 2030. Non a caso, gli stessi target di decarbonizzazione ufficiali sono stati recentemente rivisti al rialzo (ed è forse il primo caso dove sono questi ultimi ad “inseguire” la realtà economica e non il contrario). Dopo che già l’Europarlamento aveva votato quasi all’unanimità il passaggio a un obiettivo del 45% nel quadro del pacchetto “emergenziale” *RePowerEU* volto a una rapida diminuzione della dipendenza energetica dalla Russia, il 30 marzo 2023 anche il Consiglio dell’UE ha superato le divisioni interne, accordandosi sul fatto che la quota totale rinnovabile su tutti gli usi energetici dovrà passare al 2030 dall’attuale 32%⁴ alla “fascia 42,5% - 45%” del totale (e non più, dunque, al 40%).

³ E. Cremona, *Fit for the future, not Fit-for-55*, EMBER, 28 febbraio 2023.

⁴ Stabilito dalla direttiva RED-II, precedente sia il pacchetto *Fit for 55* (RED-III) che il piano *RePowerEU* (RED-IV).

Di fatto, si può riassumere il complesso momento storico post-pandemico con le due seguenti considerazioni:

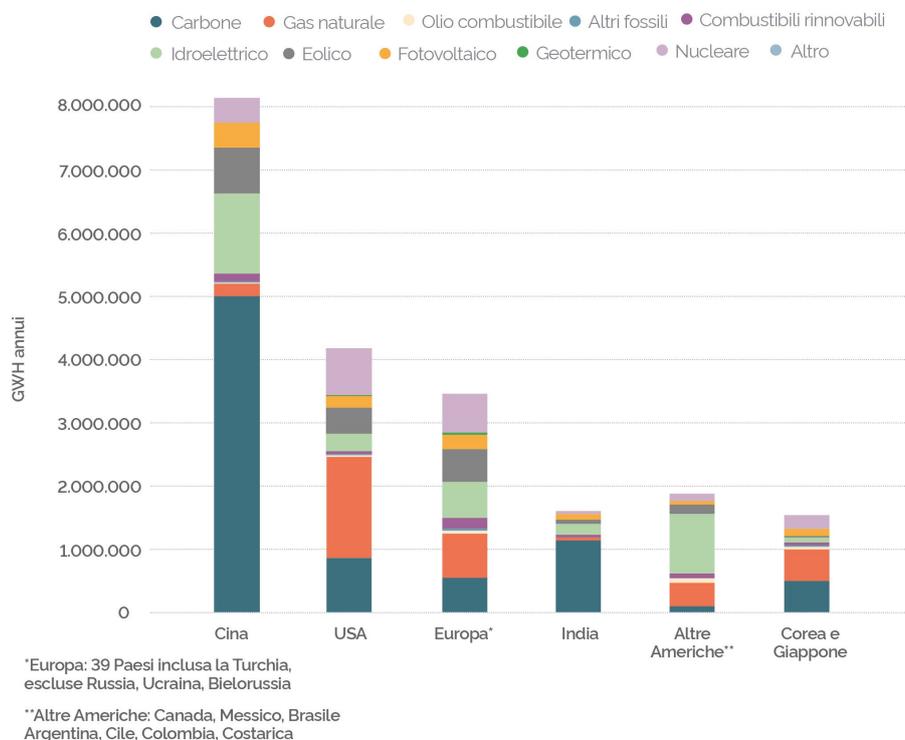
- ridurre *seriamente* le emissioni carboniche a livello globale rimane un obiettivo problematico e pieno di coni d'ombra (la rilocalizzazione dei processi industriali inquinanti all'esterno dei paesi che hanno adottato sistemi di *carbon pricing* come l'EU ETS; lo sviluppo a trazione fossile delle "tigri economiche" di oggi e di domani⁵; l'ineguale e spropositata impronta dei consumi alimentari, specialmente di carne, nei paesi ad alto reddito; ecc.);
- pur tuttavia, sull'elettrificazione dei consumi e sulla penetrazione delle rinnovabili all'interno del mix elettrico – o quanto meno nella nuova capacità installata – un po' ovunque si fa ormai sul serio.

È su questo secondo punto che andremo a concentrarci.

Quale sia stato il peso dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia e della crisi dei prezzi in seguito innescatasi è materia ancora dibattuta. Certo è che da un lato l'aumento vertiginoso del prezzo dei fossili, con il gas naturale a crescere di un fattore di scala in pochi mesi, e dall'altro il corrispettivo impennarsi dei prezzi elettrici hanno moltiplicato l'appetibilità "strategica" e – soprattutto – decurtato i tempi di ritorno attesi per i nuovi investimenti eolici o fotovoltaici. La costante diminuzione dei costi unitari delle fonti rinnovabili non programmabili era del resto già in atto da più anni, e pur tuttavia in molti paesi, compreso il nostro, le addizioni annue languivano; mentre ora che i prezzi – pur ancora abbastanza salati rispetto alle medie pre-pandemiche – sono "rientrati sulla Terra", il *momentum* e lo slancio rimangono intatti.

⁵ A cominciare dall'India, ma anche per quanto riguarda Nigeria, Indonesia, Vietnam, Pakistan, Filippine ecc.

FIG. 4.2 - COMPOSIZIONE DEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICO
NELLE PRINCIPALI ECONOMIE GLOBALI



Fonti: IEA, Eurostat. Rielaborazione dell'autore

È soprattutto il fotovoltaico a godere del perdurante “impeto” descritto. Il 2022 ha testimoniato l’installazione di oltre 42 GW in nuova capacità a livello europeo, grazie all’abbattimento dei tempi di rientro degli investimenti, ad alcuni miglioramenti a livello di *supply chain* rispetto agli anni pandemici⁶ e alla rimozione di alcuni ostacoli normativo-burocratici. Si è passati così da un totale di circa 168 a 209 GW installati in tutto il continente a fronte dell’obiettivo (come da direttiva RED-II e da pacchetto legislativo *RePowerEU*) di raggiungere i 600 GW⁷ entro il 2030.

In Italia l’aumento è ancora dettato soprattutto dalla componente *small-scale*, trainata dagli incentivi fiscali e dalle semplificazioni normative, autorizzative e procedurali, mentre ancora

⁶ In particolare, i prezzi dei cristalli polisilicati, del rame e dell’acciaio Hrc (*hot rolled coil*) sono ridiscesi rispetto ai massimi storici raggiunti tra 2021 e prima parte del 2022.

⁷ L’obiettivo dichiarato nel quadro del piano *RePowerEU* è quello di toccare i 592 GW di capacità solare nei 27 paesi dell’UE entro la fine del decennio. Si badi che il precedente *target*, quello del pacchetto *Fit for 55* discusso e approvato a luglio 2021, cioè soli due anni fa, si “fermava” a 383 GW. In generale il totale rinnovabile (non solo intermittente) dovrà mirare all’obiettivo di 1.236 GW di capacità installata (mentre *Fit for 55* si “fermava” a 1.067 GW).

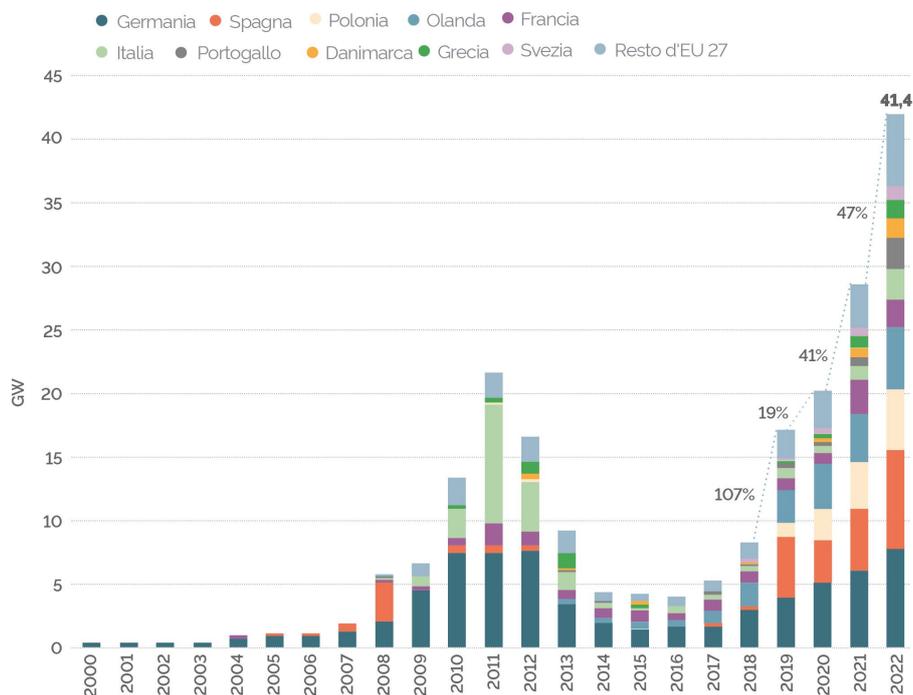
dolente è il tasso degli impianti *utility-scale* (poiché per una serie di ragioni tecniche molto precise oltre la rete nazionale non è propriamente pronta ad accomodarne in gran numero⁸). Nel complesso, il nostro paese nel corso del 2022 ha autorizzato in via definitiva 3,00 GW di nuova capacità fotovoltaica (il record in Sicilia e nel Lazio) e 0,16 di nuova capacità eolica. Secondo l'aggiornamento recente degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)⁹ da parte di TERNA e SNAM, si dovrebbe mirare a totalizzare 75 GW fotovoltaici e 27 GW eolici al 2030 nel quadro dei target europei, target che secondo molti, considerati congiuntamente, sarebbero molto meno irrealistici di quanto sembrasse al momento della loro prima formulazione. Certo, in Italia ciò si tradurrebbe in un valore annuo da installare di almeno 8-10 GW intermittenti, per un totale di 70-80 GW supplementari¹⁰ rispetto a oggi, quando negli ultimi sette anni prima del 2022 le aggiunte non si erano mai allontanate di molto da un magro risultato attorno a 1 GW. Oltre a ciò, attualmente in Italia solo il 32% della potenza degli impianti in esercizio è installata a terra, mentre il restante 68% consta di impianti a copertura (sui tetti degli edifici); normalmente e intuitivamente, ciò si accompagna a una taglia media piuttosto contenuta degli impianti stessi. La differenza è marcata rispetto per esempio alla Spagna, che gode di un potenziale di insolazione non di molto superiore a quello di varie regioni della penisola ma dove il contesto regolatorio e di mercato è molto più *investment-friendly*. Per Madrid l'aumento di capacità fotovoltaica è stato di 4,5 GW nel 2022, portando il totale a circa 27 GW – di cui però ben 22 GW sono costituiti da impianti *utility-scale* e solo 5 GW a copertura dei tetti degli edifici. Secondo le proiezioni di TERNA l'Italia dovrebbe avvicinarsi all'esempio spagnolo, contando al 2030, sui 75 GW previsti, 53 GW *utility-scale* e 22 riconducibili agli schemi di generazione diffusa.

⁸ Secondo Eurelectric, anche su scala europea gli investimenti nelle reti elettriche per accogliere la nuova capacità rinnovabile e accomodare l'aumento di domanda dovranno arrivare a 34-39 miliardi € (+50/70% rispetto a oggi).

⁹ *Documento di Descrizione degli Scenari 2022*, pubblicato congiuntamente da TERNA e SNAM il 01/08/2022. Il documento vorrebbe rispondere anche agli obiettivi della strategia comunitaria *Net Zero* al 2050, per cui manca ancora un piano di azione ufficiale adottato dal governo italiano.

¹⁰ Ci si aspetta che entro fine giugno 2023 il governo Meloni innalzerà ufficialmente il target sull'incremento di capacità a 85 GW per armonizzarlo agli obiettivi *RePowerEU*.

FIG. 4.3 - CAPACITÀ INSTALLATA ANNUALMENTE NEI 27 PAESI DELL'UE



Fonte: SolarPowerEurope

È interessante notare come nonostante il potenziale teorico molto elevato dovuto al numero di ore di insolazione, in tali proiezioni il nostro paese rimanga in tutti gli scenari esplorati in ritardo nel ritmo annuo di installazioni rispetto a Germania e Spagna, forse alla pari con i Paesi Bassi, con la Polonia dominata dal carbone e con la Francia a trazione nucleare. Mediamente ci si attende che l'Italia riuscirà ad aggiungere circa +21 GW di capacità solare di qui al 2026, con uno scenario "ottimistico" – in cui tutti gli ostacoli legati alla configurazione della rete vengono affrontati con successo – che si spinge a +34 GW e uno scenario "pessimistico" inchiodato all'aggiunta di soli +16 GW in quattro anni. Berlino, per contro, dovrebbe completare l'installazione di almeno +62 GW in nuova capacità e Madrid di almeno +51 GW.

TAB. 4.1 - PROIEZIONI SULLA CAPACITÀ SOLARE AL 2026 (TOTALE INSTALLATA E NUOVE AGGIUNTE) NEI PRINCIPALI 9 PAESI DELL'UE

Paese	2022 Capacità totale (GW)	Entro il 2026 capacità totale scenario medio (GW)	2023-2026 Portata nuova (GW)	2023-2026 Tasso composto di crescita annuale (%)
Germania	68,5	131,0	62,2	18%
Spagna	26,4	77,7	51,2	31%
Polonia	12,5	34,4	21,8	29%
Italia	24,7	45,5	20,9	17%
Paesi Bassi	18,0	37,2	19,3	20%
Francia	16,1	34,6	18,4	21%
Grecia	5,6	15,9	10,4	30%
Portogallo	4,2	14,5	10,3	36%
Svezia	2,7	10,5	7,8	41%



Fonte: SolarPowerEurope

Un impulso formidabile alle nuove installazioni verrebbe senz'altro fornito dai progetti di legge UE (ricompresi nel piano *RePowerEU*) per cui la dotazione di moduli fotovoltaici a copertura diverrebbe in qualche modo vincolante sui nuovi edifici e in caso di ristrutturazioni. Tale approccio *top-down* sarebbe tuttavia passibile di generare un'animata opposizione politica, come dimostra il recente caso del bando contro i nuovi impianti di riscaldamento a gas per tutti gli edifici che la Germania sta cercando di fare adottare a partire dal 2024. Piuttosto, come ormai sembra ampiamente suggerire la prassi, la ricetta potrebbe constare di forme di (massiccio) intervento pubblico, sia direttamente espansivo che di facilitazione normativa, coniugate al decollo degli strumenti *market-based*. In merito agli impianti *utility-scale*, dal punto di vista delle forme contrattuali sarà di primaria importanza¹¹ imprimere una spinta normativa allo strumento dei *Power Purchase Agreements* o Ppa, cioè il tassello finale di un percorso evolutivo che dai primi e rudimentali schemi di sussidio a tariffa fissa si è spinto man mano verso schemi di remunerazione *market-based*, passando attraverso i “contratti per differenza” o CfD.

¹¹ Secondo uno studio di MBS, al 2030 si potrebbero sviluppare 9 GW di capacità coperta dai Ppa rivolti alle industrie energivore (Ppa fotovoltaici fissi con *load factor* da 1.100 ore). Flessibilità della domanda, sistemi BESS e aggregazione favorirebbero un migliore *matching* dei profili di generazione e consumo e quindi una copertura più spinta dei profili di domanda con il profilo di generazione intermittente.

Il quadro delineato per la generazione eolica è più sfumato e meno trionfale. Secondo EMBER, che cita dati dell'associazione di categoria *WindEurope*, la nuova capacità installata nel 2022 è stata di 15 GW (il +40% rispetto al 2021), al di sotto del ritmo necessario a raggiungere i *target* di settore, fermi in questo caso all'aggiornamento del piano *Fit for 55* (361 GW totali al 2030). Rispetto al quadro delineato due anni fa si è smussato nettamente l'entusiasmo attorno all'eolico *onshore*, specialmente a causa dell'inflazione di molte componenti fondamentali nella produzione di pale eoliche; ciononostante, il *momentum* politico che sostiene l'eolico *offshore* è rimasto formidabile. Ciò stupisce e suggerisce una certa cautela a fronte dei *Capital Expenditures* (Capex) molto maggiori che condizionano un progetto *offshore* (quasi doppi in €/kW anche nelle proiezioni al 2040) rispetto a uno *onshore*. Anche la “*mineral intensity*” delle turbine *offshore* è maggiore (si veda il capitolo successivo). Ancora a inizio 2023 i paesi dell'UE ribadivano un *target* in quanto all'eolico marino che non sembra tener propriamente conto delle citate inquietudini: 111 GW di capacità installata entro la fine degli anni Venti, cioè ben più dei 66 GW preconizzati due anni fa. L'entusiasmo *offshore* contagia in misura maggiore – com'è prevedibile – i paesi che dispongono di coste sui ventosi mari settentrionali: Regno Unito, Paesi Bassi, Germania, Norvegia, Danimarca, Svezia, Polonia. La situazione italiana parte da uno svantaggio competitivo dovuto alla minor ventosità dei nostri mari. Secondo l'aggiornamento 2022 degli obiettivi Pniec da parte di TERNA e SNAM, al 2030 si dovrebbe mirare a installare 9 GW di capacità eolica *offshore* (partendo praticamente da zero), mentre gli impianti terrestri dovrebbero passare dagli 11,4 GW installati oggi a 18 GW – un aumento ben più pallido di quello portentoso che, come si è visto, è attribuito al solare.

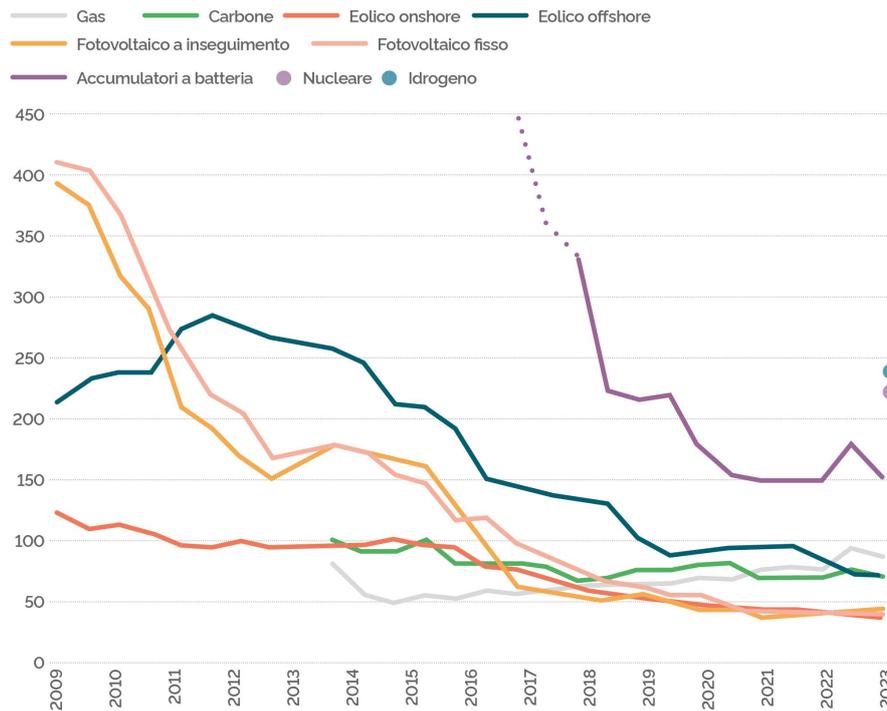
Grazie a economie di scala, incremento nell'efficienza dei moduli e nuovi strumenti di mercato come i Ppa, a livello di (Lcoe)¹² le tecnologie intermittenti sembrano destinate ad approfondire il mercato calo dei costi che già le ha contraddistinte. Recenti calcoli di Bloomberg ampliano lo sguardo dall'Italia all'intero panorama mondiale e assegnano il primato di economicità all'eolico *onshore*, specie in ragione dell'aumento dei costi che ha colpito la *supply chain* fotovoltaica nel 2022 – soprattutto sul mercato dei cristalli polisilicati, pur in buona parte già raffreddatosi. Le due tecnologie rimangono comunque allineate in zona 40-50 \$/MWh, a distanza crescente da gas e carbone, gravate da un crescente costo imputabile alla materia prima e ai permessi di emissione (almeno in Europa). Nel nuovo studio si sottolinea invece come a livello mondiale anche l'eolico *offshore* si sarebbe già conquistato il traguardo della *grid parity*, accelerando l'appiattimento sui Lcoe di gas e carbone nel contesto della crisi dei prezzi. Particolarmente incisiva al riguardo sarebbe stata la crescita impetuosa delle sue economie di scala in Cina, dove si è andato sviluppando un mercato competitivo nel corso dell'ultimo anno.

In generale, rispetto alla prima metà del 2022 tutte le tecnologie beneficiano del rientro dei costi della logistica (il costo dello *shipping* è tornato ai livelli di inizio 2020) e soffrono invece del generale aumento dei costi di finanziamento a causa dei continui aumenti dei tassi di interesse da parte degli istituti centrali. Il costo medio ponderato del capitale (Wacc) è ai

¹² Il *Levelized Cost of Energy* comprende i costi di investimento (pre-costruzione e costruzione, interessi maturati sul capitale investito, *decommissioning*), i costi O&M (lavoro, *input* e costi di servizio), i costi del combustibile, i costi degli usi ausiliari di energia e il carico fiscale sull'energia generata.

massimi storici per il fotovoltaico e a livelli record dal 2017 per l'eolico. Se mettiamo da parte le sottigliezze, si fa per dire, legate alla congiuntura economica – e incassate anche tutte le critiche¹³ relative al metodo di comparazione, l'Lcoe – la dinamica descritta è comunque graficamente chiara e univoca, ed è una dinamica di *disruption* tecnologica.

FIG. 4.4 - ANDAMENTO LCOE DI VARIE TECNOLOGIE (2009-23) A LIVELLO GLOBALE
(MEDIE PESATE DI OLTRE 800 PROGETTI UTILITY-SCALE ALLO STADIO FID
E PROIEZIONI SU OLTRE 18.000 PROGETTI IN FASI PRECEDENTI)



ISPI

Fonte: Bloomberg NEF

Tornando all'inquadratura internazionale, anche negli Usa il progressivo accumulo di nuove richieste di allacciamento alla rete da parte dei nuovi progetti ha raggiunto dimensioni preoccupanti e totalmente ingestibili dall'attuale configurazione delle reti, totalizzando ben 2

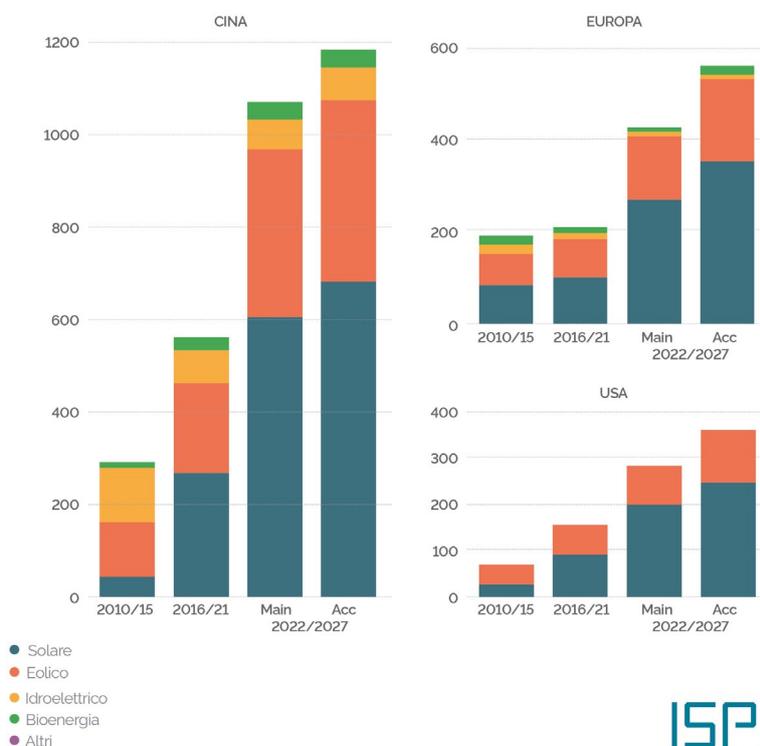
¹³ Che il Lcoe sia una metrica tutt'altro che perfetta è un punto di vista condiviso. Il problema principale riguarda l'assenza di valutazione del valore intrinseco di una determinata produzione elettrica in base al profilo della propria curva di carico (più o meno "utile" al sistema di consumo prevalente), nonché della vita residua di ogni data tecnologia (tipicamente "accorciata" a 20 o 30 anni anche per quelle centrali che possono rimanere in funzione per 60 o 80 anni come idroelettrico e nucleare). Solitamente carenti sono anche il calcolo del costo del terreno su cui insistono gli impianti, le esternalità (p.e. inquinamento locale) e i costi di smaltimento post-*decommissioning* (almeno per le rinnovabili; la questione delle scorie radioattive è solitamente tenuta da conto).

TW, ovvero quasi una volta e mezza la capacità stessa installata a oggi nel paese. Fotovoltaico, eolico e sistemi di accumulo (BESS) rappresentano insieme oltre il 95% delle nuove richieste.

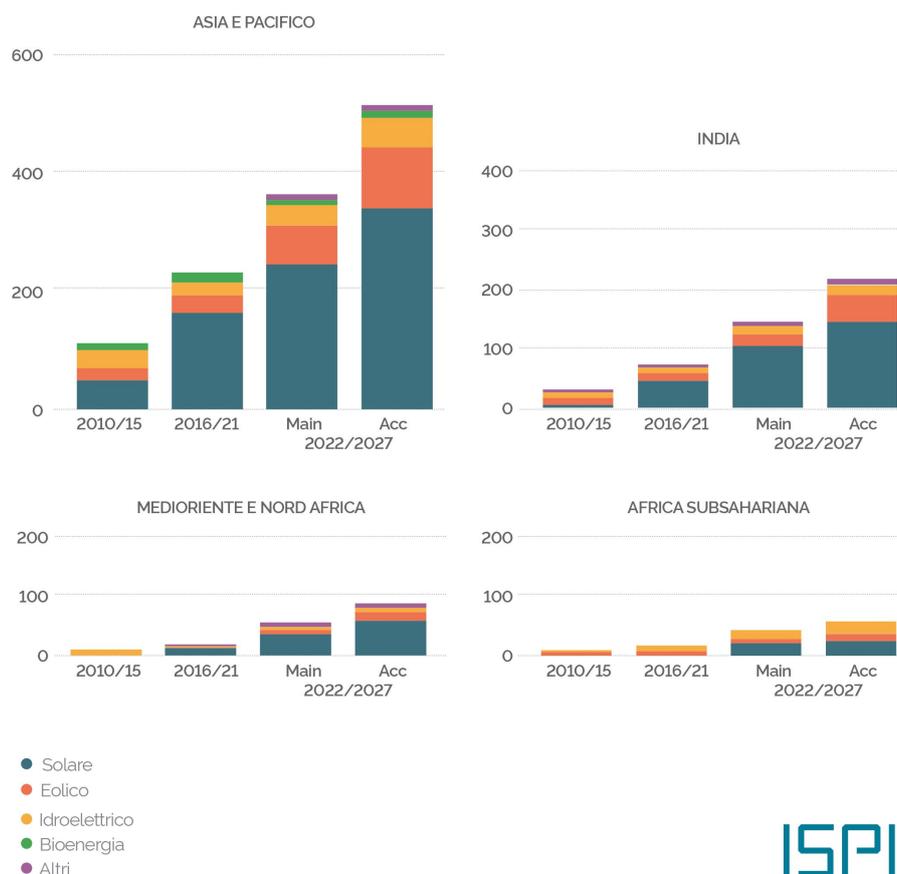
In Cina, a dimostrare quanto siano solide le intenzioni del regime di Xi Jinping nei confronti delle rinnovabili, gli incentivi statali per il settore delle batterie (sia *EV* che *BESS*) stanno inducendo una massiccia “corsa all’oro”, con uno *spillover* massiccio di fattori produttivi dai comparti più disparati¹⁴. Tra nuova capacità, accumuli e miglioramento delle reti Pechino investirà circa 7000 (!) miliardi di dollari da qui al 2040, secondo Goldman Sachs. La capacità di *storage* dovrebbe passare dai ca. 60 GW odierni (per lo più idroelettrico da pompaggio) a 520 GW entro il 2030. L’attuale rallentamento della crescita generale potrebbe avere l’effetto controintuitivo di far risaltare tale settore come uno dei pochi “*bright spots*” per gli investitori (con il rischio di creare una bolla). Inoltre, mentre il mercato americano sembra essere dato sul lungo termine per “perso” viste le tendenze (confermate) verso il *decoupling* protezionistico tra le due superpotenze, grandi aspettative rimangono riposte nell’Europa.

In India, i target ufficiali di New Delhi prevedono l’installazione di 500 GW rinnovabili entro il 2030: secondo il governo Modi il paese è già a 160 e si prevede il taglio volontario del carbone in termini percentuali dal 71% (2022) al 50% del mix elettrico.

FIG. 4.5 - NUOVE INSTALLAZIONI DI CAPACITÀ RINNOVABILE, VALORI STORICI (2010-21) E PREVISIONALI (2022-27) SUDDIVISI IN DUE SCENARI, DI CUI IL SECONDO “ACCELERATO”.
GW PER AREE DI RIFERIMENTO



¹⁴ Financo quello dolciario.



Fonte: *Financial Times*

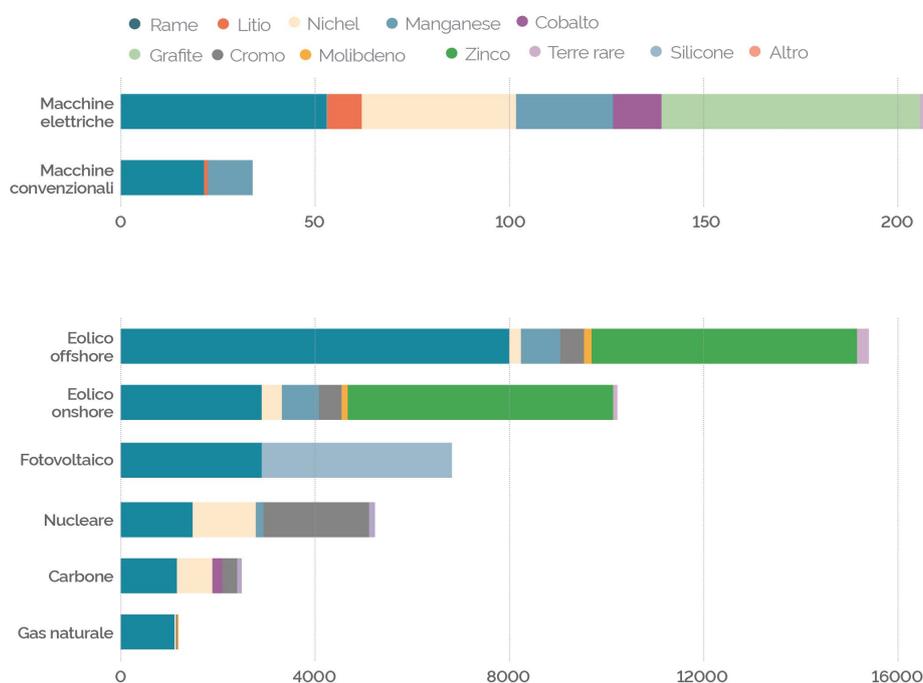
I rischi “di cui nessuno si era accorto”:

le *supply chain* delle rinnovabili e le crescenti tensioni internazionali

Da non più di un anno hanno iniziato a risuonare insistentemente e riverberarsi nel dibattito pubblico una serie di tematiche connesse alla vulnerabilità delle catene del valore che compongono e sorreggono le nuove tecnologie, sia in termini di generazione elettrica che di trasporti. Nella peggiore delle ipotesi si tratta dell’ultima freccia scoccata pretestuosamente dalla faretra di chi intenderebbe ancora mettere in dubbio, con qualche anno di ritardo anche sui polemisti più anacronistici, l’opportunità della transizione *low-carbon*. Ma anche nel migliore dei casi, sul fatto che questa apparente consapevolezza possa essere giunta in ritardo cala il silenzio, condito di una certa *naïveté*.

Dal 2010 il contenuto netto di minerale necessario all’installazione di nuova capacità elettrica (la sua *mineral-intensity*) è aumentato del +50% in seguito al decollo dell’eolico e del fotovoltaico. Il sistema economico uscito dalla Rivoluzione Industriale nel XIX secolo ed evolutosi fino ai giorni nostri è stato sempre basato sul potenziale energetico dei combustibili fossili (un sistema quindi *fuel-intensive*) e ne ha sempre seguito con apprensione le ampie fluttuazioni dei prezzi. Un sistema *low-carbon* ed elettrificato presupporrà invece la centralità di minerali conduttori e magneti (un sistema *mineral-intensive*, appunto).

FIG. 4.6 - CONTENUTO MINERALE (AL NETTO DI ACCIAIO E ALLUMINIO) DI ALCUNE TECNOLOGIE CONVENZIONALI E RINNOVABILI A CONFRONTO (2021)



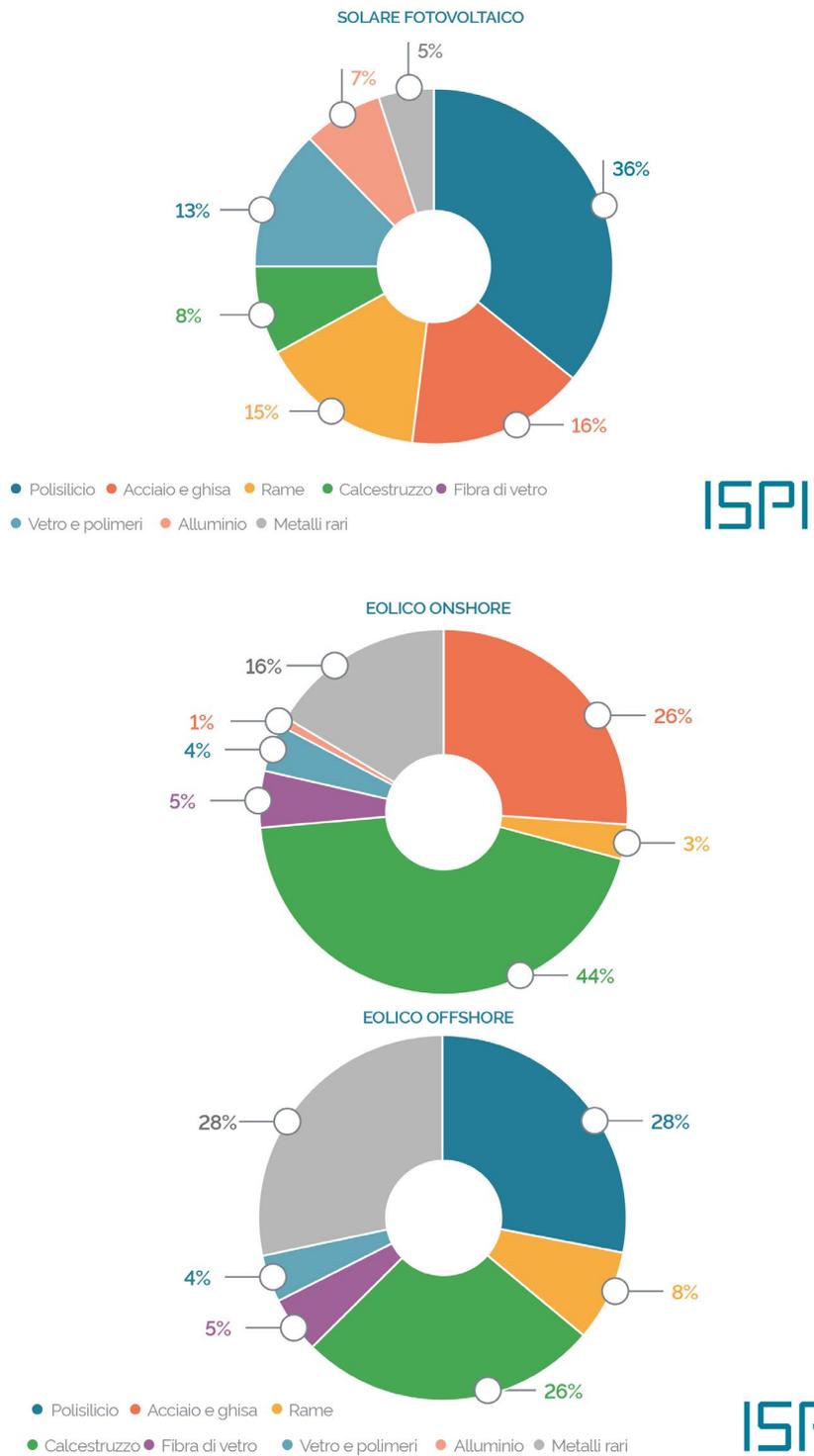
Fonte: Report Iea 2021

Secondo i dati Iea raccolti nel fondamentale report *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* a maggio 2021, un veicolo elettrico richiede quasi 7 volte il peso in minerali di un veicolo convenzionale. Rame, litio, nickel, manganese, cobalto e grafite (uno stato allotropico del carbonio) sono i minerali fondamentali, oltre alle “terre rare”¹⁵ – che, pur quantitativamente esigue, richiedono un intenso sforzo estrattivo e produttivo. In kg/MW, per l’eolico *offshore* siamo a circa 5 volte la *mineral-intensity* della capacità termoelettrica a carbone e quasi 10 volte quella a gas naturale. La crescita della domanda di tali elementi sarà quindi ai limiti del sensazionale: rispetto al 2020, avremmo a livello globale un’esplosione della domanda di litio (42 volte quella attuale), di grafite (x25), cobalto (x21), nickel (x19) e terre rare (x7), oltre ad elementi più “tradizionali” come rame, alluminio, zinco e manganese. Già solo nel 2022, secondo una recente stima dell’Iea, gli investimenti nello sviluppo dei cosiddetti “minerali critici” per la transizione è aumentato del +30% su scala globale, arrivando a totalizzare oltre 40 miliardi di dollari. Se ne intravedono intanto gli effetti sui prezzi, visto che tra inizio 2021 e inizio 2023 i prezzi del litio sono aumentati di oltre il +500%¹⁶, impattando fortemente sui Capex dei sistemi di accumulo.

¹⁵ Sono 17 elementi tra cui neodimio e disprosio, essenziali per le batterie.

¹⁶ Nonostante un recente calo, il litio si aggirava recentemente (aprile 2023) attorno ai 62.000 \$/t, circa cinque volte i costi di produzione medi dei 50 principali progetti al mondo (ca. 17.300 \$/t).

FIG. 4.7 - PRINCIPALI VOCI CAPEX NELLE RINNOVABILI INTERMITTENTI IMPUTABILI A MATERIE PRIME E MINERALI (2023)



Fonte: Aurora Energy Research su dati Irena

Ci attende dunque un avvenire *mineral-intensive* e – pura constatazione attuale – **China-intensive**. A oggi per gran parte delle tecnologie analizzate Pechino occupa infatti una posizione avvantaggiata o dominante, controllando¹⁷:

- a. all'interno della catena del valore del fotovoltaico, il 79% della produzione mondiale di cristalli polisilicati¹⁸, il 97% di quella di *wafers* in silicio, l'85% delle celle e circa il 70-75% dei moduli fotovoltaici¹⁹;
- b. il 77% della produzione mondiale di batterie agli ioni di litio²⁰;
- c. il 58% del *processing* di litio (carbonato di litio e idrossido di litio) e circa il 13% della sua estrazione²¹;
- d. poco meno del 60% dell'estrazione (in diminuzione) ma oltre il 90% del *processing* di ossidi di terre rare;
- e. l'8% della produzione mondiale di rame²² (che sale attorno al 15% attraverso il controllo a maggioranza di numerosi siti estrattivi nella Repubblica Democratica del Congo) e circa il 40% della sua lavorazione;
- f. oltre il 60% della raffinazione mondiale di cobalto e, attraverso le proprie partecipazioni a maggioranza in Congo, fino al 60% della sua produzione;
- g. circa il 35% del *processing* di nickel;
- h. oltre il 60% della produzione mondiale di grafite.

¹⁷ Dati Iea 2021.

¹⁸ Per altro concentrati nella regione dello Xinjiang, dove Pechino è accusata da molti governi occidentali di perseguire una politica di assimilazione forzata della locale popolazione musulmana.

¹⁹ Dati IEA 2021 e *Visual Capitalist*.

²⁰ Dati Bloomberg NEF del 2022; al 2027 la stretta sul mercato è destinata a ridursi solo marginalmente, scendendo secondo previsioni al 69%.

²¹ Dati del *Financial Times* (2023) su fonte BP e *Benchmark Mineral Intelligence*. Al momento attuale Australia (61.000 t), Cile (39.000 t) e Cina (19.000 t) concentrano oltre il 90% dell'estrazione globale di litio. Molti *asset* esteri sono comunque stati acquisiti da Pechino o sono in via di acquisizione. Bolivia e Argentina avrebbero invece le riserve provate più ingenti, ma il loro *assessment* è lungi dall'essere completo.

²² Dati *US Geological Survey* via *Visual Capitalist* (2022).

FIG. 4.8 – DIVERSIFICAZIONE GEOGRAFICA DELLE *SUPPLY CHAIN* DI ALCUNE MATERIE PRIME “DELL’ERA FOSSILE” E “DELL’ERA RINNOVABILE” A CONFRONTO



Fonte: Report Iea 2021

La produzione di batterie agli ioni di litio dovrebbe crescere di otto volte di qui al 2027 (da 1,16 a 6,20 TWh di capacità produttiva globale) secondo Bloomberg NEF. Il predominio cinese è schiacciante e destinato a rimanere tale, quantificando circa i tre quarti dell’output globale. Sei dei dieci più grandi gruppi manifatturieri del settore sono acuartierati in Cina. Pechino detiene di fatto il controllo sulle catene del valore di catodi, anodi e altre componenti raffinate necessarie alla costruzione di una batteria. Nonostante i numerosi progetti per la costruzione di *gigafactories*, gli Usa continueranno a seguire a distanza come migliori secondi, pur con una crescita di dieci volte della capacità produttiva (da 70 a 908 GWh). In Europa, dove si andrà a bandire entro il 2035 tutti gli autoveicoli alimentati da motori a combustione interna, l’aumento della domanda di litio dovrebbe essere di 5 volte (550.000 t annue), mentre la produzione europea dovrebbe attestarsi attorno alle 200.000 t annue. I giacimenti sfruttabili in Europa sono giudicati di entità modesta e qualità non elevata: l’Europa è

totalmente sprovvista di giacimenti di litio “*battery-grade*” (in grado di essere raffinato per l'utilizzo in batterie). A livello di *processing* il continente è altresì sprovvisto della capacità di raffinare idrossido di litio (necessario per le batterie), la cui catena del valore mondiale è in mani cinesi al 44%. Se si tiene conto anche del carbonato di litio, la percentuale di controllo cinese sale al 58%. Mutare radicalmente questo stato delle cose sarà determinante per la competitività dell'*automotive* europeo.

Insomma, non è un caso che a marzo 2023 siano stati finalmente proposti due pacchetti legislativi UE, il cosiddetto “*Net Zero Industry Act*” e il “*Critical Raw Materials Act*”, per porre le basi di una linea di azione strategica volta a moderare il predominio estero e nella fattispecie cinese sulle *supply chain* relative alle tecnologie-chiave per la transizione energetica (nonché per l'abbandono totale del gas russo). Solo nel 2022, l'import di moduli fotovoltaici dalla Cina è più che raddoppiato, rendendo possibile, come già descritto, l'installazione di oltre 40 GW in nuova capacità fotovoltaica. A oggi, in attesa delle opportune economie di scala, i pannelli prodotti in Europa rimangono più costosi di oltre un terzo rispetto ai concorrenti cinesi e finora l'unico tipo di sussidio cui hanno diritto è ricompreso nell'*EU Innovation Fund*.

I due pacchetti sono però leggibili anche come risposta europea all'enorme stimolo espansivo noto come *Inflation Reduction Act* (Ira) da 369 miliardi di dollari approvato negli Stati Uniti dall'amministrazione Biden. Tale misura ambisce a rendere in pochi anni estremamente più economico di oggi produrre batterie, veicoli elettrici, moduli fotovoltaici, pale eoliche, ottenere idrogeno via elettrolisi etc. per mezzo di amplissimi crediti fiscali con orizzonte 2033-2036, aperti anche alle *major* europee. Complessivamente, le contromisure europee mirano ad evitare l'effetto “desertificazione” dato dall'attrazione al di là dell'Atlantico dei potenziali investimenti in cantiere in Europa²³. Ancor più, essi hanno l'obiettivo di diversificare il rischio-fornitore, aumentare l'estrazione europea di minerali “critici” e creare un'industria europea che copra il 40% del futuro fabbisogno di capacità del blocco (tra le altre) in cinque tecnologie-chiave: fotovoltaico, eolico, pompe di calore, batterie ed elettrolizzatori.

I critici sottolineano (non per forza da posizioni filocinesi) che in misure di “*reshoring*” troppo aggressive o stringenti si annidano dei rischi primari. Negli USA con l'IRA ci si spingerà a vere e proprie misure di protezionismo impensabili fino all'epoca pre-Covid, escludendo dai meccanismi incentivanti pubblici le tecnologie contenenti componenti o materie prime straniere. Senza arrivare a tali estremi, nelle proposte normative UE sarebbe previsto l'obbligo nelle aste rinnovabili incentivanti organizzate dagli Stati membri di ribassare le offerte per le fonti in cui le componenti provengano per oltre il 65% da una singola nazione (o siano avvantaggiate da sussidi al consumo)²⁴. Il rischio di un “*reshoring*” troppo assertivo

²³ Secondo il *Financial Times*, già in due casi (Volkswagen e Freyr Battery) vi saranno ritardi nei progetti europei in quanto il generoso schema di sussidi americani ha guadagnato la priorità per i soggetti interessati (si parla di sussidi diretti ottenibili fino a 10 miliardi di dollari per impianto produttivo ovvero tra un terzo e metà delle spese operative).

²⁴ Anche se vi sarebbe una clausola di non-applicazione in caso di sproporzione di costo (superiore al +10%) tra il prodotto finito europeo e quello *overseas*.

sarebbe comunque quello nel breve termine di strozzare i proventi del settore, togliendogli le risorse necessarie alla diversificazione dell'approvvigionamento.

Non è necessario specificare quanto più elevato sarebbe anche il rischio di una vera e propria *escalation* militare tra Pechino e gli Usa – o i suoi alleati nel quadrante Asia-Pacifico. I fronti di contrapposizione sono molteplici: il mantenimento dell'indipendenza *de facto* di Taiwan sotto l'ombrello militare statunitense, i vari arcipelaghi contesi nel Mar Cinese Meridionale rivendicati dalla Cina e dagli altri Stati rivieraschi, la disputa sino-giapponese sulle isole Senkaku-Diaoyu. Proprio negli ultimi mesi del 2022 e nei primi 2023 le esercitazioni militari sono state particolarmente imponenti e vistose, in risposta ad alcune visite reciproche di alto profilo fra rappresentanti istituzionali taiwanesi e statunitensi. Non è questa la sede per azzardare previsioni su un tema tanto complesso e delicato ma la posta in gioco odierna è di *n* volte più alta, in quanto a interdipendenza economico, che se si fossero immaginati gli stessi scenari di conflitto anche solo un decennio fa.

La Cina ha recentissimamente annunciato delle «restrizioni» sull'export di gallio e germanio, due elementi necessari per i *chip* dei computer, per la fibra ottica e per i pannelli fotovoltaici, in risposta all'embargo su determinate tecnologie avanzate – per lo più semiconduttori passibili di utilizzo a scopi militari e di difesa – decretato dagli Usa nei confronti di Pechino. Il forte timore è che il bando sia il primo di una serie di contromisure capaci di mettere in ginocchio i partner occidentali proprio sul terreno delle rinnovabili, dove maggiore è la nostra vulnerabilità.

Nel frattempo, un opaco ente (privato) di diritto internazionale che ha gli uffici nella turbolenta Kingston, in Jamaica, è pervenuto agli onori delle cronache. Sarà infatti l'*International Seabed Authority* (Isa)²⁵ a dover pronunciarsi in misura decisiva sul tema del *deep sea mining*, ovvero attorno alle spinte per la liberalizzazione dello sfruttamento minerario dei fondali oceanici profondi, regolati da una serie di moratorie internazionali molto restrittive (ma che consentono comunque il rilascio di licenze esplorative). Francia, Germania, Svizzera, Paesi Bassi, Svezia, Cile, Palau e Vanuatu (Stati-arcipelago situati in Oceania) difendono un approccio cautelativo in ragione della grande complessità (e soprattutto della scarsa conoscenza) degli ecosistemi oceanici profondi, mentre Cina, Russia, Corea del Sud e Norvegia (!) spingono per la commercializzazione, appoggiando una richiesta avanzata da Nauru (un'altra isola micronesiana) per dare il via ai contratti commerciali. Anche il regime fiscale e redistributivo da ipotizzare dietro alle future *ventures* private, essendo risorse di tipo extraterritoriale di fatto non sottoposte a *royalties* nazionali²⁶, è molto controverso. Ad ogni modo, secondo molte letture aggiornate della posta in gioco²⁷, Pechino sarebbe la più grande e “calorosa” tra le parti aderenti all'Isa a propugnare la liberalizzazione, “scommettendo esplicitamente” che ciò l'aiuterebbe a prolungare e rinsaldare la propria posizione dominante sulle *supply chain* dei minerali critici – specie in ragione del risaputo calo nella produttività

²⁵ Stabilita sotto l'egida della *UN Convention on the Law of the Sea* (Unclos) nel 1982.

²⁶ L'Isa ha infatti giurisdizione al di là delle Zone Economiche Esclusive rivendicate dagli stati, in acque extra-territoriali.

²⁷ K. Bryan, “[Deep-sea mining tussle pits France and Germany against China](#)”, *Financial Times*, 9 luglio 2023.

marginale che in molti casi caratterizza le riserve note sulla terraferma (per esempio per il litio e per il rame).

Concludendo, si voluto descrivere (sommariamente) solo alcuni tra i pezzi che compongono un *puzzle* la cui vastità e complessità aumentano a vista d'occhio e fuor di retorica. Le sfide della transizione energetica sono molteplici e – purtroppo – tutte urgentissime; su alcune (e centrali) di esse, nuova capacità rinnovabile *in primis*, l'andatura pare finalmente apprezzabile. Purtroppo, già oggi e ancor più domani, le potenzialità date dal combinato disposto dell'intervento pubblico e dal crollo dei costi unitari di tali tecnologie si scoprono invischiare in un quadro di impreparazione logistica, imperniato in molti casi sul rischio di penuria e sul predominio che la Cina si è saputa scientemente e quietamente costruire nell'ultima decade. Se il potenziale di *disruption* tecnologica può in linea di principio risolvere alcuni dei problemi emergenti – e lo si potrà dire solo “a consuntivo” – l'*outcome* politico non dovrà essere per forza conflittuale, ma è quasi certo che si svilupperà su binari competitivi.

A tale proposito, il recente “risveglio strategico” dei governi europei (non solo in vista del raggiungimento dei target ma anche della salvaguardia dei propri comparti industriali dalle suddette vulnerabilità) potrebbe forse essere già tardivo.

5. Le incertezze energetiche nell'elettrificazione dell'automotive

Antonio Sileo

L'industria automobilistica mondiale sta percorrendo abbastanza celermente un sentiero di grande e diffusa innovazione, la cui direzione è chiaramente una maggiore sostenibilità. La riduzione degli impatti ambientali è un'esigenza globale invero già avviata da vari decenni, anche se con storie continentali diverse.

In Europa, sin dagli anni Settanta del secolo scorso si è lavorato per costruire un articolato e condiviso quadro di norme e regole, tanto per le automobili quanto per i veicoli commerciali e industriali, che nel tempo è diventato sempre più severo, con impegni sempre più stringenti per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂), degli agenti inquinanti (ossidi di azoto, particolati, idrocarburi incombusti) e dell'inquinamento acustico. Sono mancante invece specifiche misure volte a contenere gli ingombri delle autovetture¹, come invece avviene in Giappone dove storica è l'attenzione favorevole alle vetture di piccole dimensioni.

Attualmente l'approccio dell'Unione Europea, specie dopo le ultime iniziative della Commissione in carica², in particolare il cosiddetto pacchetto Pronti per il 55% (*Fit for 55*), pare prioritariamente orientato alla sostituzione delle numerosissime vetture circolanti con altrettante automobili nuove, elettriche *in primis*. Un approccio tanto ambizioso quanto criticabile sul piano dell'efficacia della strategia dell'Unione. Pare, infatti, tutt'altro che scontato, in particolare alla luce delle più recenti dinamiche di immatricolazione, che automobili nuove a batteria sostituiscano in un tempo coerente con gli obiettivi comunitari i 250 milioni di automobili circolanti sulle strade europee nel 2022 (dati Acea, 2023)³.

Già prima del pacchetto *Fit for 55*, le norme europee sugli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ tracciavano un percorso chiaro, volto a conseguire entro il 2030 l'obiettivo vincolante di diminuzione del 40% rispetto ai valori del 1990 in tutti i settori economici. Con questa visione, infatti, e lungo i binari già posati con i regolamenti CE 443/2009 e UE 510/2011, è stato redatto il Regolamento (UE) 2019/631 che prevedeva al 1° gennaio 2030 obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ del 37,5% per le automobili e del 31% per i veicoli commerciali leggeri rispetto ai valori del 2021. La stessa norma prevedeva al 1° gennaio 2025 un obiettivo "intermedio" di riduzione delle emissioni medie di anidride carbonica allo scarico – tanto per le auto quanto per i furgoni – del 15%, sempre rispetto ai valori del 2021.

I succitati obiettivi sono stati ulteriormente inaspriti con l'introduzione del *Fit for 55* che ha portato al regolamento UE 2023/851⁴. Quest'ultimo ha modificato il regolamento UE

¹ Non ci sono infatti né particolari penalizzazioni per autovetture di grandi dimensioni o di massa elevata né specifici incentivi per auto con ingombri particolarmente ridotti o con masse significativamente al di sotto della media.

² L'attuale Commissione resterà in carica fino all'ottobre 2024.

³ A. Sileo (a cura di), *L'innovazione energetica bussola del cambiamento*, RAPPORTO OSSERVATORIO INNOV-E 2023 I-Com Edizioni, luglio 2023.

⁴ Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 25 aprile 2023.

2019/631 confermando l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ del 15% al 2025 sia per le auto sia per i veicoli commerciali leggeri, ma ha incrementato l'obiettivo del 2030 al 55% per le prime e al 50% per i secondi e introdotto per il 2035 un obiettivo di riduzione del 100%, sempre rispetto ai livelli del 2021.

Un traguardo che a oggi considera solo e soltanto le emissioni allo scarico, darebbe di fatto spazio solo agli autoveicoli elettrici puri (sia con batterie elettrochimiche sia con *fuel cell* alimentate a idrogeno), che sono appunto convenzionalmente considerati a emissioni zero (v. *infra*). In verità, l'azzeramento della CO₂ ci sarebbe anche nel caso di autoveicoli con motori tradizionali a combustione interna alimentati a idrogeno⁵.

L'elettrificazione, scelta obbligata

Le norme sulla riduzione delle emissioni di CO₂ che fissano gli obiettivi in capo alle case automobilistiche contengono di fatto le regole per l'accesso al mercato europeo dell'auto. I regolamenti fissando obiettivi di emissione allo scarico, avvantaggiano le tecnologie che minimizzano le emissioni in questa fase.

Le auto elettriche (e a *fuel cell*) risultano sempre e comunque a emissioni zero indipendentemente dal Paese in cui sono prodotte e utilizzate. I regolamenti riconoscono un vantaggio rilevante anche alle vetture elettrificate più in generale, vale a dire a quelle dotate di uno o più motori elettrici, oltre a quello a combustione interna. Il cui numero di modelli offerti delle vetture a zero e a basse emissioni, elettriche pure e ibride plug-in, sospinte anche dai "supercrediti", è pertanto andato progressivamente crescendo⁶.

Nel computo delle emissioni ai fini dell'obiettivo in capo alle diverse case automobilistiche, peraltro, la massa media delle vetture immatricolate nell'anno funge da fattore calmierante: maggiore la massa, meno stringente il target (e viceversa). La finalità è quella di non sfavorire le auto più grandi, e dunque più pesanti, a discapito di quelle più piccole e inevitabilmente più leggere. Ed è così che si arriva al paradosso di criticare i Suv e incentivarli *ab origine*. Una stortura che ha già determinato una significativa contrazione dell'offerta di *city car*, le super-utilitarie che popolano il segmento A. Ad aumentare invece sono i nuovi modelli elettrici (Bev) offerti, in tutti i segmenti, anche se non sempre sono sufficienti a rimpiazzare l'assortimento di vetture non elettriche. Con le regole attualmente in vigore, in particolare il regolamento 2023/851, il numero di automobili elettriche e di ibride plug-in offerte nell'Unione è destinato ad aumentare, anche se dovesse perdurare la non entusiastica risposta del mercato. Continuerà quindi la tendenza vista negli ultimi anni che ha visto, determinata appunto innanzi tutto dalle norme⁷.

⁵ Già impegnati in quest'ambito vi sono, ad esempio, Toyota, maggior produttore mondiale di automobili e autoveicoli, e Bosch, maggior produttore di componenti per autovetture.

⁶ Nel computo delle emissioni medie di biossido di carbonio ogni nuova autovettura con emissioni specifiche di CO₂ inferiori a 50 g CO₂/km è stata conteggiata come 2 autovetture nel 2020, 1,67 autovetture nel 2021, 1,33 autovetture nel 2022, 1 autovettura dal 2023, ultimo anno di applicazione del coefficiente moltiplicativo.

⁷ A. Sileo e M. Bonacina "The automotive industry: when regulated supply fails to meet demand. The case of Italy", Nota di Lavoro in uscita, Fondazione Eni Enrico Mattei.

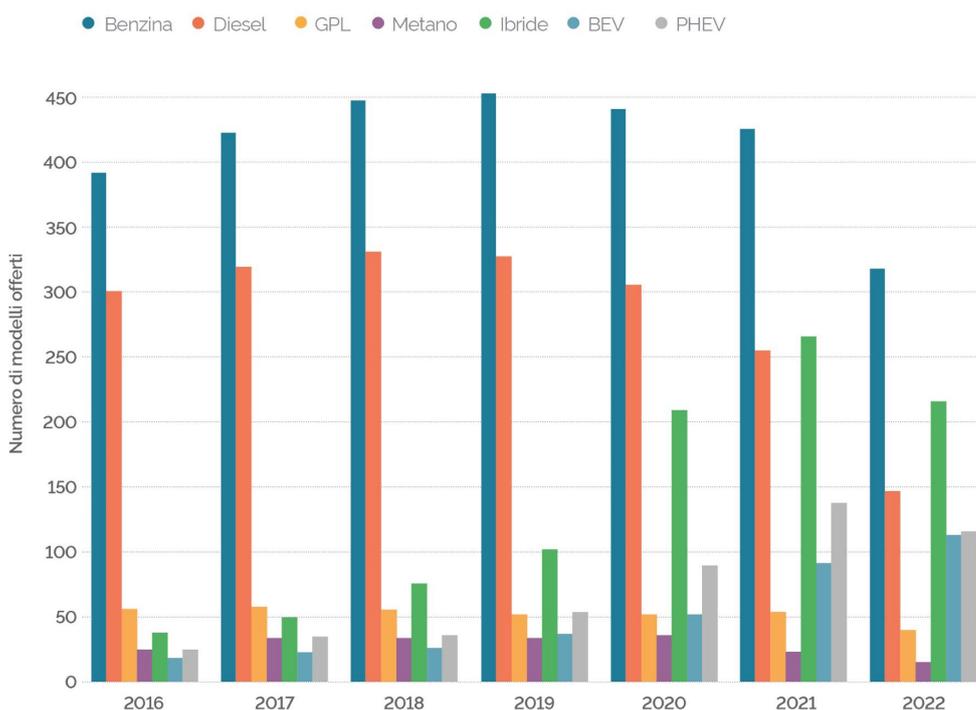
Un'offerta nuova plasmata dalle regole UE

Le norme comunitarie hanno, infatti, inciso significativamente sulle strategie d'offerta delle case costruttrici. I dati che seguono si riferiscono all'Italia, tuttavia tendenze analoghe sono riscontrabili anche negli altri paesi dell'UE.

Dopo il 2018, in concomitanza con i nuovi e più mordenti impegni imposti dalle regole europee, c'è stato un significativo mutamento dell'offerta sul piano delle alimentazioni: meno modelli benzina e diesel e più modelli variamente elettrificati. In effetti, dal 2018, a fronte di una contrazione media annua del 6% nella quota di modelli a benzina e diesel proposti sul territorio nazionale, si è osservato un aumento medio annuo del 6% nella quota delle auto a vari livelli elettrificate.

L'offerta, di fronte ad una scelta pressoché obbligata, è cambiata: i modelli proposti di auto ibride (Hev), ibride *plug-in* (Phev) ed elettriche pure (Bev) sono passati dal 10% del biennio 2016-17 al 43% del biennio 2021-22 (Figura 5.1)

FIG. 5.1 – NUMERO DI MODELLI DI AUTOMOBILI OFFERTI IN ITALIA E NELL'UE
SUDDIVISO PER ALIMENTAZIONE (VALORI ASSOLUTI): 2016-22



ISPI

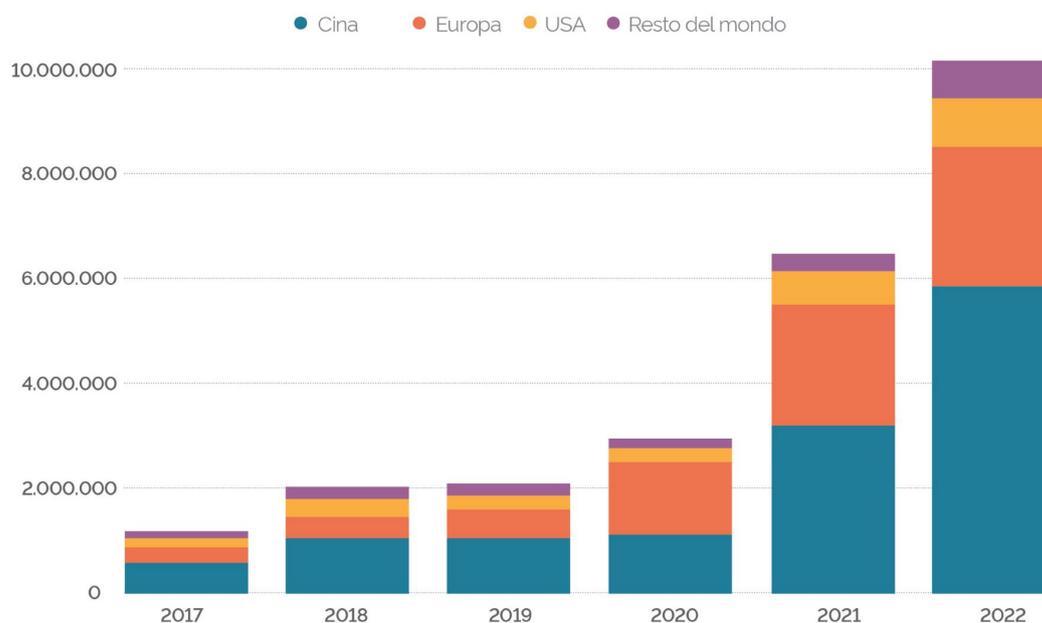
Fonte: elaborazioni su dati di listino

La dinamica vista fino a oggi è frutto degli obiettivi di riduzione fissati con i regolamenti del 2009 e del 2019 che, come abbiamo visto, sono stati ulteriormente incrementati con il regolamento del 2023.

Un mercato e una filiera produttiva in cui l'Europa non è leader

Sospinta da normative e incentivi, la domanda di auto a batteria (elettriche e ibride plug-in) è globalmente aumentata a un tasso medio annuo prossimo al 130 %, con una crescita piuttosto eterogenea: +60 % negli Stati Uniti, +130 % in Europa, +160 % in Cina. Nel giro di pochi anni, le differenze – che riflettono anche il diverso sostegno politico allo sviluppo di una mobilità privata a batteria e le diverse condizioni di partenza⁸ – hanno prodotto enormi discrepanze nella distribuzione geografica della domanda, dell'offerta e degli investimenti necessari ad adeguare la produzione alle nuove richieste.

FIG. 5.2 – IMMATRICOLAZIONI DI AUTOMOBILI ELETTRICHE E IBRIDE PLUG-IN



ISPI

Fonte: elaborazioni su dati Acea, IHS Markit, S&P Global Mobility, Iea (2023)

⁸ Il mercato cinese, a differenza di quelli europei e americani, ma anche di quello giapponese, non è di mera sostituzione.

Nel 2022 per ogni dieci auto elettriche e plug-in prodotte, sei sono state acquistate in Cina, due in Europa, una negli Stati Uniti. Nello stesso anno, il 60% della produzione di auto è avvenuta nell'area asiatica (Cina, Giappone e Corea), il 20% in Europa, il 15% in Nord America (dati Acea, 2023). Sotto lo stimolo eterogeneo della domanda, e ancor di più delle norme, sono poi cresciuti gli investimenti privati negli input essenziali per la produzione di auto elettriche e ibride plug-in, primo fra tutti le batterie. Per inciso, anche le auto ibride non ricaricabili, molto apprezzate in Italia e non solo, adottano sempre più batterie a litio, le stesse delle elettriche, benché più piccole.

Se all'inizio gli investimenti in fabbriche di batterie rappresentavano un'urgenza produttiva – senza quell'input essenziale non ci sarebbe stato alcun output – con il tempo hanno assunto anche una valenza strategica: nel caso delle auto elettriche, almeno un terzo del valore aggiunto è rappresentato dalle batterie.

L'Europa è dunque il secondo mercato per immatricolazioni di auto a batteria, eppure, a differenza della Cina e di altri paesi produttori di automobili (Corea del Sud, Giappone e Stati Uniti) non ha investito in fabbriche di batterie e non ha neppure sviluppato un *know-how* dedicato⁹.

Tanto da diventare “terreno di conquista” per le aziende cinesi, leader mondiali in questo campo. Già dal 2017, a dominare gli investimenti *greenfield* delle aziende cinesi sono stati gli investimenti in impianti di produzione di batterie per veicoli elettrici. CALT ha investito 7,6 miliardi di euro in Ungheria nel 2022 e 2 miliardi in Germania nel 2018, Geely, che dal 2010 possiede Volvo, 2,6 miliardi nel Regno Unito nel 2017, Envision 2 miliardi in Francia nel 2021, SVolt 2 miliardi in Germania nel 2020 e 450 nel Regno Unito nel 2021¹⁰.

La produzione di batterie in Europa offre evidentemente diversi vantaggi alle aziende cinesi, che possono aggirare i dazi doganali, abbattere le spese di trasporto e, forse più di tutto, proteggersi dalle tensioni politiche che possono ripercuotersi sul commercio, ci riferiamo segnatamente ai rischi che la crisi con Taiwan, già fin troppo grave, possa degenerare in conflitto aperto.

La svolta degli investimenti rientra anche in un più generale cambiamento nella direzione degli investimenti diretti esteri (Ide) cinesi legati alla mobilità elettrica. Dopo essersi assicurate il controllo delle materie prime con investimenti in Congo, Indonesia e Cile, le aziende cinesi si sono impegnate nell'installazione di capacità manifatturiera, in particolare di batterie, in prossimità o all'interno dei mercati finali.

Che ciò rappresenti o meno un beneficio per i consumatori finali e, più in generale, per le economie ospitanti è un altro discorso. È chiaro, tuttavia, che attraverso gli investimenti *greenfield* in Europa le aziende cinesi oltre a produrre autovetture – e sempre più numerosi sono i modelli non solo elettrici acquistabili – puntano a rafforzare il ruolo di fornitore fondamentale per i costruttori europei di autoveicoli.

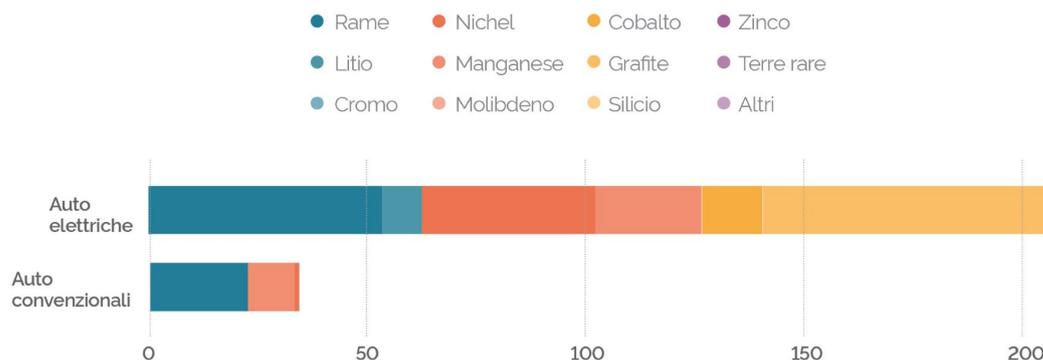
⁹ M. Bonacina, A. Sileo, “[Capitali cinesi per le batterie made in Europe](#)”, lavoce.info 6 giugno 2023.

¹⁰ Merics e Rhodium Group report “[EV battery investments cushion drop to decade low: Chinese FDI in Europe 2022 Update](#)”.

Il peso e i rischi energetici e ambientali legati alle auto elettriche

L'importanza delle materie nella produzione delle autovetture elettriche investimenti è ormai cosa nota e, come dire, appuntata nelle agende dei *policies maker*. Piuttosto noto è infatti il diverso peso dei minerali nella realizzazione di una auto elettrica e di una convenzionale, e dunque della necessità di provare a recuperare terreno nell'attività estrattiva.

FIG. 5.3 – MINERALI UTILIZZATI NELLE AUTO ELETTRICHE E NELLE AUTO CONVENZIONALI



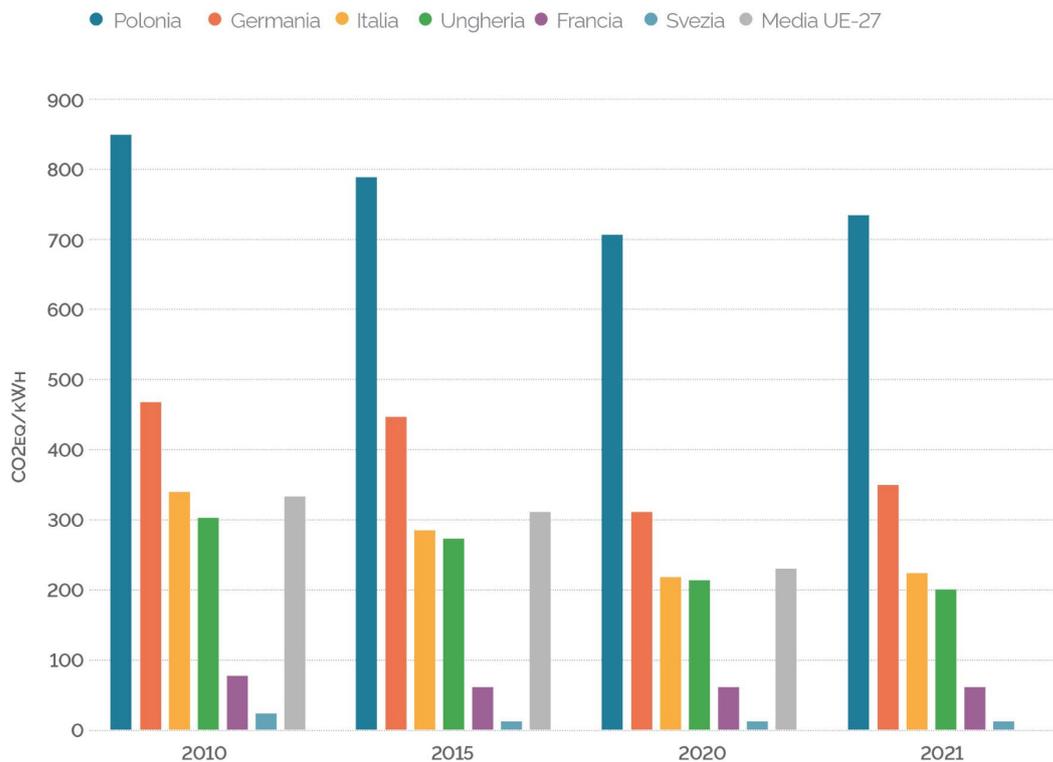
ISPI

Fonte: Iea, 2021

Anche l'energia elettrica, come del resto è lecito attendersi, ha una grande importanza per le autovetture e, più in generale, di tutti i veicoli elettrici. L'impatto ambientale e climatico dei mezzi elettrici, infatti, dipende da come viene prodotta l'energia utilizzata in fase di alimentazione e di produzione sia dei veicoli sia delle batterie¹¹. Dunque, sul piano ambientale il paese in cui vengono prodotte le batterie ha una certa importanza.

¹¹ E. Di Giulio "Auto elettrica sì, auto elettrica no?", Blog, *Rivista Energia*, 8 marzo 2023.

FIG. 5.4 – FATTORE DI EMISSIONE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN CO₂EQ/KWH



ISPI

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente (Eea), 2023

Oggi nell'UE il mix di generazione elettrica, benché certamente migliorerà già nel medio termine, resta molto eterogeneo. In alcuni paesi, a cominciare dalla Polonia, non a caso il maggior oppositore della totale elettrificazione, pare ancora davvero poco conveniente usare, e ancor più produrre, autoveicoli elettrici.

Il divario tra i fattori di emissione comporta una diversa competitività ambientale tra paesi. La Germania è meno appetibile dell'Ungheria che, a sua volta, è lontana dalla virtuosità di Francia e Svezia.

Nei prossimi anni nella competizione tra paesi europei per attrarre investimenti automobilistici crediamo sia facile prevedere una crescente attenzione ai costi (la produzione di autoveicoli elettrici è molto più energivora), ai consumi energetici e alle emissioni legate a questi ultimi. Del resto, è già previsto proprio nel regolamento 2023/851 (quello che avrebbe dovuto contenere il discusso bando alle auto endotermiche¹²) che le emissioni di CO₂

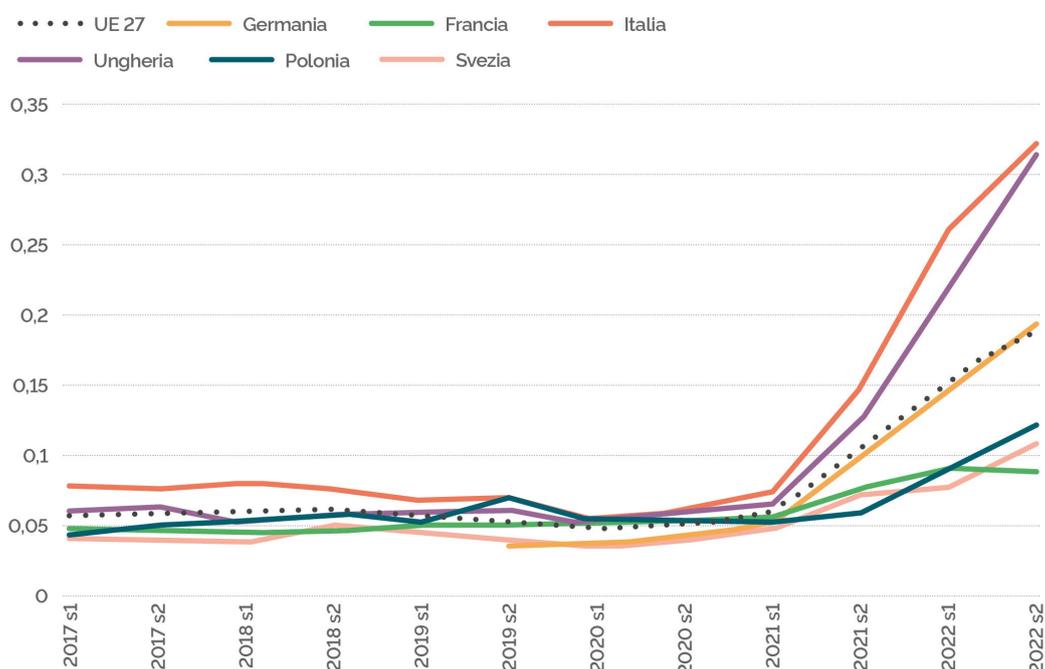
¹² A. Sileo, "Gli e-fuel come Bulldozer", *Staffetta Quotidiana*, 6 aprile 2023.

dovranno essere valutate durante l'intero ciclo di vita delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri.

A questo si aggiunge un altro fattore di crescente importanza: il prezzo dell'energia elettrica, che conta (ben) di più che per le auto convenzionali che per le elettriche, essendo più energivora la produzione di queste ultime.

Anche in questo caso le differenze tra paesi sono notevoli e vedono per alcuni, segnatamente Francia e Svezia, coinvolgere vantaggi ambientali con convenienza economica.

FIG. 5.5 – PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER CONSUMATORI CON CONSUMI MAGGIORI O UGUALI A 150.000 MWH/ANNO



Fonte: Eurostat, 2023

Quest'ultima si è molto ampliata con la crisi dei prezzi cominciata con la ripresa della domanda dopo il rallentamento forzoso a causa della pandemia di Covid-19, così da metà del 2021 e poi nel 2022 (dopo l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia) il prezzo salisse a livelli mai toccati prima ed andando incontro ad una nuova stagione di volatilità.

Entrambi i divari ambientale ed economico sono dunque destinati come minimo a guadagnare spazio nel dibattito dei prossimi anni, in attesa di un'auspicabile ma tutt'altro che facile riduzione.

6. Cause e prospettive del successo cinese nel mercato globale dell'auto elettrica

Filippo Fasulo, Guido Alberto Casanova

Nel contesto della transizione energetica in corso, l'adozione su larga scala dei veicoli elettrici è considerato un passaggio fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi ambientali¹. Per farlo è necessaria una trasformazione dell'industria automobilistica che crea apprensione in Europa per i possibili effetti su un comparto industriale di vitale importanza. Infatti, il 7% della forza lavoro della UE dipende direttamente o indirettamente dal settore automotive. In particolare, in Germania, che rappresenta il maggiore produttore di automobili in Europa, il settore costituisce circa il 20% della produzione, il 12% dell'occupazione e il 10% delle esportazioni di merci.

In aggiunta il settore dell'automotive è stato negli ultimi decenni la principale voce di interscambio con la Cina in grado di registrare un surplus, oltre a essere la prima voce in assoluto di export con un valore di 24,2 miliardi di euro nel 2022². Per questo, i legami tra Germania e Cina si caratterizzano da notevole solidità in ambito commerciale, tanto da incidere sulla revisione della strategia tedesca nei confronti della Cina nel senso di una maggiore cautela.

Tuttavia, lo scenario che prevede la Cina come principale mercato di sbocco per l'industria automobilistica mondiale sta rapidamente cambiando, sia per una sopraggiunta saturazione della domanda interna cinese sia per la transizione in Europa da veicoli a combustione interna a veicoli elettrici, per i quali la Cina detiene un notevole vantaggio tecnologico. Infatti, nel 2017 si è raggiunto un picco di oltre di quasi 29 milioni di veicoli venduti nel mercato interno cinese, concludendo la crescita che agli inizi degli anni 2000 partiva da un dato inferiore ai 2 milioni di veicoli venduti, e che nel 2008 non aveva ancora raggiunto quota 10 milioni. Attualmente, con circa 26 milioni di auto all'anno, la Repubblica popolare cinese (Rpc) è il primo mercato al mondo per numero di automobili vendute e per quest'anno Pechino si appresta a strappare il primato giapponese del maggior numero di veicoli esportati, con alcune stime che fissano a 4,4 milioni di unità l'export previsto per il 2023³.

Fino al 2019 le importazioni europee dalla Cina erano trascurabili, ma nel 2022 avevano già raggiunto il valore di 9 miliardi di euro⁴. In aggiunta, ad attirare l'attenzione sull'industria cinese dell'auto però è il suo potenziale innovativo, in particolare per quanto riguarda lo sviluppo dell'auto elettrica. L'elettrificazione dei trasporti è considerata un settore strategico da parte della dirigenza cinese, che ormai da anni dedica politiche specifiche per il sostegno

¹ O. Celasun, G. Sher, P. Topalova, e J. Zhou. *Cars and the Green Transition: Challenges and Opportunities for European Workers*, IMF Working Paper 23/116, International Monetary Fund, 2023.

² Acea, *EU passenger car exports, main destinations (by value)*, 22 maggio 2023.

³ D. Ren "China set to double EV shipments in 2023, snatching Japan's crown as largest exporter globally: analysts", *South China Morning Post*, 19 giugno 2023.

⁴ Eurostat, *International trade in cars*, aprile 2023.

e lo sviluppo di questo mercato. Ciononostante, nei prossimi anni gli sforzi governativi potrebbero addirittura intensificarsi.

Politiche industriali cinesi

L'attuale successo cinese nel settore dipende da un lungo percorso di sviluppo costruito attraverso aiuti statali che hanno sostenuto un'industria che già poteva beneficiare dell'accesso al maggior mercato mondiale dell'auto. Da oltre un decennio le autorità cinesi hanno individuato l'auto elettrica come un settore chiave per lo sviluppo economico della Rpc e le politiche pubbliche del governo sono state calibrate di conseguenza. A partire dal 2014, per i "veicoli a nuova energia" (Nev, comprendenti sia auto completamente elettriche sia ibride plug-in) Pechino ha rimosso l'imposta del 10% sulla vendita di automobili che normalmente si applica a tutti i nuovi veicoli appena comprati. Questa misura è stata recentemente rifinanziata dalle autorità cinesi con una spesa prevista di circa 72,3 miliardi di dollari⁵, andando progressivamente a privilegiare i veicoli elettrici nella fascia di prezzo più bassa in cui i produttori cinesi detengono un vantaggio rispetto alla concorrenza straniera (Tesla *in primis*, che guida il segmento premium del mercato)⁶.

A questi incentivi fiscali si sono poi aggiunte altre misure (anche a livello locale), tra cui un programma di aiuti che permetteva ai consumatori cinesi di ottenere fino a 60.000 yuan (circa 8.300 dollari) in caso di acquisto di un Nev. Sebbene quel programma di incentivi sia terminato l'anno scorso, le autorità del governo centrale stanno introducendo nuove misure per stimolare la diffusione delle auto elettriche (soprattutto nelle aree rurali)⁷.

Dal lato produttivo invece, le autorità hanno cercato di incentivare quanto più possibile il trasferimento delle tecnologie occidentali. Fino al 2018 tutti i marchi stranieri hanno dovuto stringere partenariati o *joint ventures* con case automobilistiche cinesi per poter produrre nel paese, con inevitabili ricadute in termini di disseminazione delle tecnologie sviluppate in Occidente o in Giappone.

Nonostante la concorrenza si sia guardata bene dal condividere coi partner cinesi le tecnologie più avanzate, l'enorme domanda di parti e componenti generata dalla delocalizzazione della produzione automobilistica in Cina ha consentito la concentrazione nel paese di un'estesa rete di fornitori del settore⁸. Il vantaggio competitivo offerto dalla creazione di questa rete in loco ha quindi avvantaggiato anche i produttori cinesi, che hanno potuto valersi della vicinanza a questo *cluster* dell'industria automobilistica per contenere i costi e velocizzare il processo di innovazione. Oggi, infatti, le aziende cinesi producono quasi tutte le parti, comprese quelle che importavano fino a circa un decennio fa, come l'acciaio ad alta resistenza e la fibra di vetro rinforzata.

⁵ L. Lew, "China Extends Tax Breaks for New Energy Vehicles Until 2027", Bloomberg, 20 giugno 2023.

⁶ Q. Li e L. Lee, "China unveils \$72 billion tax break for EVs, other green cars to spur demand", Reuters, 21 giugno 2023.

⁷ H. Jie e L. Lew, "China Introduces More Measures to Increase Car Consumption", Bloomberg, 21 luglio 2023.

⁸ F. Fasulo e A. Guidi, "Mercato a trazione cinese", Commentary, ISPI, febbraio 2023.

È questa rete di fornitori, assieme al sostegno statale per la nascente industria delle batterie, che ha permesso ai marchi cinesi di partire avvantaggiati nella corsa allo sviluppo e alla commercializzazione delle auto elettriche⁹. La stessa Tesla, il marchio statunitense di auto elettriche più diffuso in Occidente, produce più della metà dei propri veicoli in Cina e secondo i dati dell'azienda il tasso di localizzazione della propria catena di approvvigionamenti industriali è cinese al 95%¹⁰.

Ciò, tuttavia, non significa che l'industria cinese dell'auto elettrica sia emersa esclusivamente grazie alle politiche di Pechino, che anzi in alcuni casi ha favorito la concorrenza tra le case automobilistiche come stimolo all'efficientamento del settore. Nel 2018 infatti a Tesla è stato concesso di possedere autonomamente un proprio stabilimento produttivo a Shanghai, realizzato l'anno seguente per produrre auto elettriche destinate sia al mercato internazionale che a quello cinese. Dopo anni di aiuti e sussidi, l'industria dell'auto elettrica cinese stentava a decollare con vendite ancora piuttosto contenute nel mercato interno. L'arrivo di Tesla e la sua penetrazione commerciale in Cina ha quindi spronato le società automobilistiche cinesi. Lo stimolo concorrenziale immesso nel mercato cinese è stato¹¹ un elemento necessario per incentivare lo sviluppo del settore, scremando le aziende meno innovative e stimolando la crescita di alcune società di punta dell'industria automobilistica cinese¹².

Stato attuale del mercato in Cina

Il mercato dell'auto elettrica in Cina ha subito uno scossone tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 quando Tesla ha annunciato un taglio ai prezzi di listino dei propri veicoli sul mercato interno. Per quanto in rapida espansione, la crescita delle vendite di auto elettriche in Cina in quel periodo stava subendo un visibile rallentamento: nel primo quadrimestre di quest'anno (gennaio-aprile 2023) gli acquisti di Nev sono aumentati del 36%, in netto calo rispetto al dato per il primo quadrimestre del 2022 che registrava una crescita del 128%¹³.

La flessione della domanda si è poi accompagnata alla conclusione di un generoso programma di sussidi per gli acquirenti cinesi di auto elettriche. In queste condizioni il taglio dei prezzi immaginato da Tesla avrebbe dovuto permettere una ripresa delle vendite e un consolidamento della posizione di mercato del marchio statunitense. La decisione però ha scatenato una guerra dei prezzi tra le case produttrici di auto elettriche presenti nel mercato cinese, che hanno a loro volta abbassato i prezzi per competere con Tesla: in alcuni casi, durante la fase più intensa del ribassamento, i produttori cinesi hanno abbassato i prezzi anche del 40% su alcuni modelli.

La guerra dei prezzi potrebbe rivelarsi uno spartiacque per il mercato cinese dell'auto. In un mercato che fino a pochi mesi fa era considerato eccessivamente sovraffollato, la

⁹ J. Wong, "Your Next Electric Vehicle Could Be Made in China", *The Wall Street Journal*, 24 maggio 2023.

¹⁰ T. Hotta e T. Wakasugi, "Musk's China visit reveals dealmaking for Tesla's expansion", *Nikkei Asia*, 6 giugno 2023.

¹² L. Yuan, "In China, Tesla Is a Catfish, and Turns Auto Companies Into Sharks", *The New York Times*, 30 novembre 2021.

¹³ H. Xie, J. Zhao, L. Lew, e C. Zhang, "China Is Set to Extend EV Tax Incentives as Sales Growth Slows", *Bloomberg*, 2 giugno 2023.

concorrenza spietata introdotta col taglio dei prezzi dovrebbe mandare fuori mercato gli attori meno efficienti e concentrare maggiormente la produzione¹⁴. È quindi probabile che dall'attuale guerra dei prezzi il mercato cinese dell'auto elettrica ne esca con un manipolo di società ben consolidate nella loro posizione di leader del settore: già oggi i primi quattro produttori rappresentano circa 60% di tutte le auto vendute in Cina (tre anni fa la loro quota era del 44%), e nel prossimo futuro è probabile che questa cifra continui a salire.

Il dilemma tra profittabilità e quote di mercato dovrebbe spingere fuori mercato la gran parte delle startup di Nev che sono emerse in anni recenti. A soffrire però non sono solo le società più piccole, o quelle con meno sostegno finanziario. Anche case automobilistiche come WM Motor, sostenuta dal gigante digitale Baidu, stanno incontrando notevoli difficoltà per rimanere a galla.

Ricadute per il mercato mondiale dell'auto

Per molti produttori cinesi una via d'uscita da questa situazione di competizione serrata e bassi prezzi nel mercato domestico potrebbe essere quella di puntare sulle esportazioni¹⁵. Infatti, mentre il mercato cinese dell'auto elettrica si sta rapidamente saturando, a livello internazionale la penetrazione dei Nev è ancora piuttosto limitata. Si tratta di un buco di mercato che i produttori di automobili con sede in Cina (sia cinesi che straniere) puntano a colmare per riportare a regime le linee produttive attualmente solo parzialmente in funzione¹⁶ e far riprendere le vendite che la guerra dei prezzi in Cina ha paradossalmente frenato, visto che i consumatori hanno generalmente preferito aspettare nuovi ulteriori tagli di listino piuttosto che comprare al prezzo già scontato¹⁷.

Lo slancio verso l'export è però un fenomeno ormai già consolidato nel settore e la Cina si sta rapidamente affermando come paese leader a livello mondiale¹⁸. Nel 2021 la quota cinese di tutte le esportazioni di auto elettriche era del 25%, salita velocemente al 35% nel 2022 quando dal paese sono stati esportati 679.000 veicoli elettrici (+120% rispetto all'anno prima). Le previsioni per l'anno corrente stimano che l'export potrebbe raddoppiare rispetto all'anno scorso, arrivando a toccare 1,3 milioni di unità elettriche sul totale di 4,4 milioni di auto che verranno esportate¹⁹.

Sull'esportazione di auto elettriche dalla Cina bisogna fare però un distinguo, perché per il momento gran parte delle auto esportate sono prodotte in loco da marchi occidentali e non cinesi²⁰. Nel 2022 circa il 40% delle auto elettriche esportate dalla Cina erano Tesla (270.000

¹⁴ J. Hong, C. Zhang, L. Lew, S. Chen, e J. Pong, "China's Cutthroat EV Market Is Squeezing Out Smaller Players", Bloomberg, 26 giugno 2023.

¹⁵ G.A. Casanova, "Cina: le mani sull'auto", Commentary, ISPI, 9 giugno 2023.

¹⁶ P. Campbell, E. White, G. Li, e P. Nilsson, "The Chinese carmakers planning to shake up the European market", *Financial Times*, 29 giugno 2023.

¹⁷ D. Ren, "EV makers BYD, Li Auto set monthly sales records as price war in China's car industry shows signs of abating", *South China Morning Post*, 1 giugno 2023.

¹⁸ *The Chinese challenge to the European automotive industry*, Allianz, 9 maggio 2023

¹⁹ D. Ren "China set to double EV shipments in 2023, snatching Japan's crown as largest exporter globally: analysts"..., cit.

²⁰ S. Tabeta, "China surpasses Japan as world's top auto exporter", *Nikkei Asia*, 19 maggio 2023.

unità), mentre in seconda posizione per numero di veicoli si trova Dacia, azienda di proprietà della francese Renault. Molte case automobilistiche europee, infatti, producono alcuni modelli elettrici esclusivamente in Cina, come l'iX3 di BMW o la Spring versione elettrica della stessa Dacia, per venderli certamente nel mercato locale, ma soprattutto in quello internazionale²¹.

A fianco a queste esportazioni “strutturali” di auto elettriche, si registra però la rapida ascesa delle esportazioni da parte delle case automobilistiche cinesi²². L'anno scorso per esempio BYD, la stella nascente del settore, ha esportato circa 56.000 veicoli elettrici quadruplicando il risultato del 2021. Ma le proiezioni formulate per quest'anno sono ancora più ambiziose e fissano a 300.000 il numero di auto elettriche che la stella nascente del settore cinese esporterà nel 2023, praticamente sestuplicando il numero dell'anno scorso²³.

In questo contesto, l'Europa occupa una posizione chiave. Già oggi l'Europa è un mercato di riferimento per le esportazioni di auto cinesi: circa un quarto di tutte le auto esportate dalla Cina, incluse quelle a combustione interna, viene venduto in Europa. A maggior ragione il mercato europeo risulta interessante per i produttori di auto elettriche cinesi, che hanno già cominciato il proprio posizionamento all'interno del mercato comune. Grazie a modelli dai prezzi contenuti, le case automobilistiche cinesi godono di un vantaggio competitivo importante rispetto alla concorrenza specialmente in un momento in cui il potere d'acquisto delle famiglie ristagna. Basti pensare che il modello elettrico Dolphin (del costo di 17.000 dollari) sarà reso disponibile da BYD in Europa entro la fine dell'anno.

Al momento la penetrazione cinese in Europa è ancora piuttosto contenuta ma alcuni segnali dell'ondata in arrivo sono già visibili: la società tedesca di autonoleggio Sixt, ad esempio, ha già concordato l'acquisto di una flotta di 100.000 auto elettriche prodotte da BYD da acquistare entro il 2028. Grazie a un apparato produttivo già maturo e a una crescente attenzione alle possibilità dell'export, nei prossimi anni la Cina potrebbe sfruttare una finestra di mercato favorevole in cui la domanda di auto elettriche crescerà in Europa senza però che i produttori locali siano in grado di soddisfarla. Secondo le stime di Kpmg, le auto elettriche cinesi potrebbero rappresentare il 15% di tutte quelle vendute in Europa già nel 2025²⁴.

Per le ragioni sovraesposte, il primato cinese nella produzione di batterie elettriche è già da tempo nel mirino dei governi occidentali, tanto che l'amministrazione statunitense ha indicato l'aumento della capacità industriale nel settore già nel documento programmatico presentato dopo i primi 100 giorni²⁵ e poi successivamente messo in pratica tramite

²¹ T. Hancock, “The US Hasn't Noticed That China-Made Cars Are Taking Over the World”, Bloomberg, 26 gennaio 2023.

²² Z. Yan, C. Hall, K. Krolicki, e M. Potter, “As EV costs tumble in China, an export wave builds”, Reuters, 19 aprile 2023.

²³ E. White e P. Campbell, “China's carmakers outstrip foreign brands in its electric vehicle boom”, *Financial Times*, 17 gennaio 2023.

²⁴ Y. Xue, “Chinese electric cars to capture 15 per cent of European market by 2025 in leap forward for exports: KPMG economist”, *South China Morning Post*, 13 giugno 2023.

²⁵ *Building Resilient Supply Chains, Revitalizing American Manufacturing, And Fostering Broad-Based Growth*, The White House Report, 100-day reviews, giugno 2021.

L'approvazione dell'*Inflation Reduction Act*²⁶. Allo stesso modo, la Commissione europea ha promosso diverse iniziative per rafforzare la produzione interna di batterie elettriche, anche in partnership con produttori cinesi.

Tuttavia, nel primo semestre del 2023 sono emerse discussioni più specifiche sulla limitazione delle importazioni di autoveicoli dalla Cina. In particolare, si sono sviluppate posizioni differenti tra Francia e Germania in merito all'utilizzo di meccanismi per frenare la crescita dell'export cinese verso la UE di veicoli elettrici. Tra le decisioni ipotizzate ci sono misure *anti-dumping* e tariffe anti-sussidi, ipotesi che sembrano riscuotere il favore del Commissario al mercato Interno Thierry Breton²⁷. I fautori di queste misure riportano come i dazi sulle esportazioni di auto tra Usa, Cina e Europa siano sfavorevoli a Bruxelles. Infatti, l'export cinese è soggetto a un dazio del 27,5% in caso di export verso gli Stati Uniti e del 10% verso la Ue. Di contro, le auto europee importate in Cina sono soggette a dazi in una forbice tra il 15% e il 25%²⁸. Tali misure sono sostenute dalla Francia soprattutto perché si ritiene che le proprie aziende nazionali (Renault e Stellantis) siano quelle a maggior rischio di perdita di quote di mercato, nel settore delle auto di fascia media o bassa. Nel caso tedesco, invece, non solo si ritiene che le nicchie di mercato siano diverse, con le auto tedesche che si collocano in una fascia più alta della concorrenza cinese, ma si registra anche una importazione in Europa di brand tedeschi prodotti in Cina. Inoltre, le aziende francesi hanno una presenza nel mercato cinese inferiore a quello delle auto tedesche, che porta le grandi aziende con sede in Germania a temere maggiormente una eventuale reazione cinese che potrebbe respingere l'accesso al mercato²⁹.

Conclusioni

Il vantaggio competitivo accumulato dalla Cina nello sviluppo dell'auto elettrica è il risultato di un insieme di fattori. Un ruolo importante lo hanno avuto le aziende del settore automotive, sia cinesi che straniere, ma pur sempre all'interno di un quadro di incentivi e regolamenti disposti dalle autorità statali proprio per favorire la nascita di un mercato dei Nev.

Il contributo strutturale della politica industriale cinese in termini di incentivi alla domanda, di sostegno alla produzione, e di regolamentazione ed efficientamento del mercato ha consentito alla Cina di diventare una base manifatturiera globale in grado di servire sia in mercato interno che quello internazionale. L'attuale fase di acuta competizione sui prezzi all'interno della Cina, il cui mercato pur in espansione registra ritmi di crescita decrescenti, fornisce un potente stimolo verso le esportazioni: l'Europa, che già oggi è uno dei mercati di

²⁶ *Building a Clean Energy Economy: A Guidebook To The Inflation Reduction Act's Investments In Clean Energy and Climate Action*, WhiteHouse.gov, gennaio 2023.

²⁷ B. Moens, J.H. Vela, J. Posaner, H. Von Der Burchard, G. Leali, e C. Gijs, "[France presses EU to threaten trade war against China](#)", *Politico.com*, 15 giugno 2023.

²⁸ K. Poplawski, "[The Franco-German dispute over China's electric vehicle expansion in the EU](#)", Centre For Easter Studies (OSW), 22 giugno 2023.

²⁹ J. Posaner e W. Preussen, "[Why Berlin will slam the brakes on France's car war with China](#)", *Politico.com*, 19 giugno 2023.

riferimento per le esportazioni di auto dalla Cina, è quindi un naturale obiettivo per i produttori di auto elettriche con sede nella Rpc.

Questo afflusso rischia però di avere un effetto destabilizzante sull'industria automobilistica europea, uno dei settori manifatturieri più importanti a livello economico, commerciale e occupazionale per l'UE. Tanto più che i produttori europei non sono ancora in grado di sostenere la concorrenza delle auto elettriche prodotte in Cina.

All'Europa serve dotarsi di una strategia per evitare che la concorrenza cinese possa indebolire il comparto automobilistico su scala continentale. I diversi interessi industriali-commerciali in gioco e la diversa esposizione alla concorrenza delle auto cinesi però rendono necessario l'approfondimento di un dibattito interno all'UE per la costruzione di una politica comune per proteggere uno dei settori di punta europei.

7. India: la scommessa della transizione verde

Alessandro Gili, Francesco D'Ambrosio Lettieri

Una scommessa di potenza e sul futuro è quella che l'India ha intrapreso negli ultimi anni. Obiettivi ambiziosi per un Paese che è da poco diventato il più popoloso al mondo, ma che sconta ancora importanti ritardi infrastrutturali e necessita di sottrarre alla povertà porzioni ancora ampie della sua popolazione. Proprio nel 2023, l'India ha superato la Cina come prima potenza demografica, raggiungendo 1,4 miliardi di abitanti. Coniugare crescita demografica, sviluppo economico e decarbonizzazione sembra un trilemma inconciliabile, ma in realtà non impossibile, a patto che nel piatto vengano messi importanti finanziamenti in un arco temporale relativamente limitato, e con un aiuto delle nuove tecnologie. L'obiettivo, d'altronde, è innegabilmente ambizioso: rendere l'India un'economia da 5000 miliardi di dollari entro il 2030, raggiungere la neutralità climatica entro il 2070 e acquisire una posizione internazionale di polo manifatturiero globale nell'ambito del *clean tech*. Per portare a termine questi lungimiranti obiettivi l'India ha messo in atto molteplici iniziative di decarbonizzazione dell'economia e dell'industria e si è resa proattiva nel sovvenzionare progetti utili alla produzione nazionale di energia solare ed eolica. Resta di fondamentale importanza comprendere quale spazio fiscale il paese sarà capace di dedicare alla rivoluzione energetica del paese e se sarà abbastanza per portare a termine l'ambita transizione verde.

L'energia indiana in numeri

L'India è il terzo maggiore consumatore di energia, con un consumo annuo di circa 930 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio¹. Per raggiungere i suoi obiettivi *net zero* entro il 2070 e diminuire l'intensità carbonica del 45% entro il 2030² sarà necessario bilanciare la crescita inevitabile della domanda di energia che, date le stime riportate da Foreign Affairs, raddoppierà entro il 2050, con maggiore efficienza nei consumi e con maggiore produzione rinnovabile³. Nessun paese ha mai raggiunto risultati significativi in termini di sviluppo senza un adeguato supporto energetico. Dalla luce nelle scuole all'acqua corrente negli ospedali, l'India non può e non intende ancora permettersi di porre freni alla crescita del suo fabbisogno energetico. L'unica soluzione sostenibilmente praticabile rimane quella delle fonti rinnovabili e, forse, del nucleare di nuova generazione.

Tuttavia, a oggi, il sistema energetico indiano è strettamente dipendente da fonti di energia non rinnovabile. Il carbone rappresenta il 57% del mix energetico indiano, con a seguire il petrolio (27%) e il gas naturale (6%). L'energia solare, idroelettrica e nucleare insieme

¹ Enerdata, *World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2023*.

² F. Birol e A. Kant, *India's clean energy transition is rapidly underway, benefiting the entire world*, International Energy Agency (Iea), 10 gennaio 2022.

³ A. Ghosh, "Can India Become a Green Superpower?", *Foreign Affairs*, luglio/agosto 2023.

arrivano ad appena il 10%, con 157 GW installati (48,5 GW di solare, 50 GW di eolico, 51 GW di idroelettrico). Solo 7 GW sono invece generati attraverso il nucleare.

La transizione, in realtà, seppure partendo da una capacità di generazione molto limitata, procede a ritmi sostenuti: nel recente periodo l'aumento della capacità installata di energia rinnovabile è risultato pari a una media del 17% di aumento annuo. L'economia *green* rappresenta un'occasione cruciale di sviluppo economico per l'India: l'International Energy Agency (Iea) stima che lo sviluppo di tecnologie *low-carbon* possa creare un mercato pari a 80 miliardi di dollari annui, con importanti ricadute occupazionali⁴. Gli investimenti necessari, sempre secondo la Iea, sono tuttavia ingenti: per raggiungere l'obiettivo di neutralità carbonica al 2070 sono necessari 160 miliardi di euro all'anno da qui al 2030. Un importo molto differente da quello che l'India sino a oggi ha messo in cantiere annualmente, pari a una media di soli 13-14 miliardi di dollari annui.

Interessante a questo proposito l'intento di aumentare la capacità installata di solare del 50% entro il 2030 (con ulteriori 500 Gigawatt (GW) installati di energia verde)⁵. Intento ambizioso, considerato che l'India ha incrementato la produzione di energia solare dal 2010 di 67 GW di capacità⁶. Per quanto riguarda l'energia eolica, inoltre, il *National Action Plan on Climate Change* (NAPCC) del 2008⁷, partendo da una situazione di sostanziale assenza di rinnovabili, ha portato la capacità nazionale ai 42,5 GW attuali. Da prendere in considerazione anche il piano governativo Saubhagya che ha garantito la produzione autonoma di energia rinnovabile, riuscendo a connettere 28 milioni di abitazioni in soli 18 mesi, nonché portando i tassi di elettrificazione per abitazione al 98%⁸. Infine, l'Atto di conservazione energetica del 2022 sta costituendo un'importante spinta verso la decarbonizzazione⁹. In particolare, tramite l'ultimo emendamento del Parlamento indiano sull'atto, sono state impostate le premesse per un sistema di scambio di crediti di carbonio che imporrà restrizioni legali alle emissioni di CO₂ da parte delle aziende, al tempo stesso prezzando le quantità oltre i limiti consentiti. La costituzione di un mercato per lo scambio sui diritti di emissione costituisce un tassello fondamentale della spinta alla decarbonizzazione, come dimostra il caso europeo con il sistema Ets.

La questione industriale

La partita indiana nel quadro della transizione energetica si inserisce nella più ampia competizione geopolitica per la leadership nel settore del *clean tech*. New Delhi intende infatti assumere un ruolo di primo piano nello sviluppo delle tecnologie e dell'industria della transizione energetica, così come costruire una filiera manifatturiera per tutto ciò che riguarda il trasporto elettrico e verde.

⁴ Birol e Kant (2022).

⁵ Y. Praiwan, "PTT's power generation arm GPSC to build solar farm in India", *Bangkok Post*, 10 aprile 2023.

⁶ Ghosh (2023).

⁷ Press Information Bureau (Research Unit), Ministry of Information and Broadcasting Government of India, *National Action Plan on Climate Change (NAPCC)*, 1 dicembre 2021.

⁸ Indian Ministry of Power, *Household Electrification Level*.

⁹ Climate Change Laws of the World, *Energy Conservation Act*, 2001.

Nel corso del 2022, nel paese, sono stati venduti un milione di veicoli elettrici, con un tasso di crescita del 300% rispetto all'anno precedente e questi ultimi che hanno raggiunto una quota del 4,7% del totale delle vendite di auto nel paese¹⁰. L'India rappresenta il terzo mercato al mondo per la vendita di veicoli elettrici, e le più recenti analisi indicano una crescita media annua prevista del 40% tra il 2023 e il 2030, con una vendita di 10 milioni di veicoli elettrici annui entro la fine del decennio. Ciò equivarrebbe alla creazione di un mercato con un valore di circa 206 miliardi di dollari. Si prevede, inoltre, che l'industria dei veicoli elettrici creerà fino a 50 milioni di posti di lavoro diretti o indiretti nel paese nei prossimi sette anni. Tuttavia, per rendere ciò possibile e raggiungere l'obiettivo del 30% di mobilità attraverso veicoli elettrici entro il 2030, serviranno investimenti considerevoli, in particolare per quanto riguarda tutta l'infrastruttura di ricarica necessaria a supportare il nuovo tipo di mobilità. Le infrastrutture di supporto potrebbero richiedere infatti investimenti fino a 180 miliardi di dollari: molti di tali fondi dovranno provenire dal settore privato e dagli investitori internazionali, che stanno iniziando a credere nell'impegno del governo indiano sulla strada della decarbonizzazione, in particolare per un settore, come quello dei trasporti indiano, che rappresenta il 18% dei consumi totali di energia del paese.

La crescita delle vendite dei veicoli elettrici, secondo il governo indiano, dovrà essere accompagnata da una corrispondente capacità industriale interna. Il programma Make in India prevede infatti una produzione nazionale in grado di coprire la totalità della domanda di veicoli elettrici nel paese¹¹. I produttori nazionali, intanto, si stanno attrezzando: le case automobilistiche indiane Tata Motors e Mahindra & Mahindra sono in procinto di lanciare modelli di veicoli elettrici in grado di competere con la rivale cinese BYD, che domina in modo preponderante il mercato asiatico. Inoltre, nel tentativo di sviluppare l'industria nazionale dei veicoli elettrici, il Governo Modi ha innalzato i dazi alle importazioni su tutti i veicoli elettrici con un prezzo finale inferiore ai 40.000 dollari dal 60% al 70%¹². Nella stessa direzione, aumenteranno anche i costi della componentistica importata, con dazi che passeranno dal 30% al 35%.

In un contesto di riconfigurazione delle catene globali del valore, inoltre, molte aziende – e non solo quelle operanti in settori critici e dell'alta tecnologia – stanno ripensando le proprie strategie, soprattutto nel continente asiatico. Le imprese, in particolare, stanno investendo nella riduzione della propria dipendenza dalla produzione in Cina, guardando a fenomeni quali il *re-shoring*, il *near-shoring*, e *friend-shoring*. In questo quadro, l'India possiede le caratteristiche per attrarre gli investitori: un vasto mercato, una economia in rapida crescita, un'ampia, giovane e conveniente forza lavoro, così come riforme economiche, fiscali e del sistema regolatorio che stanno rendendo il paese appetibile per potenziali investitori. Vi sono ancora sfide importanti da risolvere, quali un basso tasso di partecipazione nel mercato del lavoro e ridotti livelli di educazione superiore e tecnica, ma i miglioramenti anche in questi campi sono progressivi e costanti. Il Governo indiano, al fine di trasformare il Paese in un polo manifatturiero globale ha introdotto lo schema *Production Linked Incentive* (PLI), che

¹⁰ M. Krishnan, "India: How electric vehicles are driving a green transition", *Deutsche Welle*, 17 marzo 2023.

¹¹ Government of India, Make in India.

¹² S. Patel e A. Shah, "India raises tax on imported cars, motorbikes, including EVs", *Reuters*, 1 febbraio 2023.

prevede un supporto governativo pari a 25 miliardi di dollari per lo sviluppo di 14 settori strategici quali veicoli e componenti auto, acciaio, batterie avanzate, pannelli solari, cellulari e componenti elettronici¹³. Come risultato, l'India rappresenta la settima destinazione mondiale per investimenti diretti esteri, con flussi in entrata per circa 55 miliardi di dollari nel 2022¹⁴.

In questo scenario in rapida evoluzione, il governo indiano ha annunciato, a fine giugno, un nuovo piano per la produzione nazionale di batterie per immagazzinare l'energia elettrica, con l'obiettivo ultimo di accelerare la transizione dei consumi dal carbone a fonti rinnovabili¹⁵. Il piano, previsto all'interno dello schema Pli, prevede sussidi per 2,6 miliardi di dollari da qui al 2030 al fine di creare una capacità manifatturiera di batterie pari a 50 GWh. L'obiettivo dichiarato è quello di arrivare entro la fine del decennio al 90% di domanda di batterie coperta dalla produzione interna, anche e soprattutto per diminuire una dipendenza critica dalla Repubblica popolare cinese, che anche in questo settore domina il mercato.

A completare il quadro della catena del valore nell'ambito del settore delle batterie, dei veicoli elettrici e del *clean tech* in generale, si inserisce la decisione del gabinetto indiano di rimuovere il divieto per i privati all'estrazione di litio e altri cinque minerali critici all'interno del paese. Attorno a febbraio nell'area di Salal Haimana, nel distretto di Reasi, nello stato del Jammu e Kashmir, è stato scoperto un giacimento di litio di alta qualità pari a 5,9 milioni di tonnellate. A maggio, inoltre, un ulteriore giacimento è stato individuato nella regione del Rajasthan¹⁶. Attraverso tali scoperte, l'India si posizionerebbe al quinto posto al mondo per riserve di litio, davanti alla Cina. L'aumento della produzione di litio nel paese permetterà, in seguito all'aumento delle capacità di raffinazione, di costruire una filiera interna per la produzione di batterie al litio e quindi anche per la produzione domestica di veicoli elettrici, riducendo probabilmente al tempo stesso i costi di produzione e rendendo i veicoli elettrici indiani più competitivi sul mercato interno e internazionale.

Il ruolo dell'idrogeno

Nel quadro dell'importante partita per la decarbonizzazione dell'economia indiana, un ruolo cruciale, nelle intenzioni del Governo, sarà svolto dall'idrogeno. A gennaio 2023 New Delhi ha annunciato la *National Green Hydrogen Mission*, un piano da 2,3 miliardi di dollari per rendere l'India un hub globale per la produzione, uso ed export di idrogeno verde e suoi derivati¹⁷. Il piano mira a promuovere una decarbonizzazione, in primo luogo, dei trasporti terrestri pesanti, marittimi e dell'aviazione, nonché delle industrie energivore quali l'acciaio e il cemento.

¹³ Invest India, [Production Linked Incentive \(PLI\) Schemes in India](#).

¹⁴ United Nations Conference on Trade and Development (Unctad), "[World Investment Report 2022](#)", 9 giugno 2022.

¹⁵ B. Parkin, "[India gears up for multibillion-dollar battery subsidies](#)", *Financial Times*, 28 giugno 2023.

¹⁶ N. Thaker, "[India has lifted the ban on lithium mining. Why?](#)", *Forbes India*, 13 luglio 2023.

¹⁷ Indian Ministry of New and Renewable Energy, [National Green Hydrogen Mission](#), gennaio 2023.

L'obiettivo è di produrre 5 milioni di tonnellate metriche di idrogeno verde entro il 2030, per la domanda interna, per l'*energy storage* e per l'export, sfruttando l'ipotesi di bassi costi di produzione interna rispetto ad altri competitor internazionali. Si stima che la filiera dell'idrogeno indiana potrà generare investimenti fino a 100 miliardi di dollari, abbattere le emissioni per 50 milioni di tonnellate all'anno e generare fino a 600.000 nuovi posti di lavoro.

Per raggiungere tali obiettivi di produzione, tuttavia, sarà necessario aumentare la capacità industriale nella produzione di elettrolizzatori, creando una filiera industriale nazionale *ad hoc*. In secondo luogo, per la produzione di idrogeno verde saranno necessari ulteriori 125 GW di capacità rinnovabile, in un contesto già complesso per il raggiungimento dei target rinnovabili. Ulteriori problemi sussistono relativamente alle disponibilità idriche del paese: l'India è tra gli Stati che soffrono di maggiore stress idrico al mondo, e la produzione di idrogeno verde ne richiede invece ingenti quantità.

Infine, rimane il problema infrastrutturale. Il piano per la creazione di nuove *Hydrogen Highways*, per l'ammodernamento delle *pipelines*, dei porti e delle infrastrutture ferroviarie sarà cruciale per il trasporto e l'esportazione dell'idrogeno verde. Per quanto riguarda l'export, centrale sarà la produzione di *green ammonia* destinata al resto del mondo dai maggiori porti del paese. Entro il 2025 sarà ad esempio predisposto il primo porto per lo stoccaggio e il trasporto di *green ammonia* verso i mercati internazionali. Entro il 2035, invece tutti i principali porti del paese saranno configurati in tal senso.

L'idrogeno sarà centrale nella strategia di decarbonizzazione del settore industriale in particolare delle industrie pesanti dell'acciaio, cemento, fertilizzanti e chimiche. Da sole, queste industrie coprono un quinto delle emissioni di gas serra del paese. L'utilizzo dell'idrogeno verde su larga scala, e con costi di produzione costantemente in discesa, potrebbe rilanciare la competitività di tutto il settore industriale indiano, garantendo al tempo stesso anche la sua sostenibilità.

Le criticità esistenti e le partnership necessarie

Il governo centrale indiano è tuttavia ben lungi dall'essere l'unico attore governativo dell'India in ambito di politiche energetiche. Al contrario, l'India è caratterizzata da un complesso sistema di interdipendenza decisionale tra i diversi stati e tra questi e le imprese pubbliche, ciascuno con le proprie priorità e piani d'azione riguardo il contrasto al cambiamento climatico tramite la produzione energetica. Questa difficoltà è peraltro incrementata dalla mancanza di infrastrutture capaci di trasportare energia verde in maniera omogenea attraverso il paese, in particolare tra aree urbane (dove l'energia è consumata) e aree rurali (dove essa viene prodotta). Utile all'armonizzazione delle politiche energetiche, nonché alla creazione e al potenziamento della rete, sarà la creazione di corridoi di energia verde, da novembre 2022 già installati per oltre 8,690 km tramite linee di trasmissione e 19,854 sub stazioni¹⁸.

¹⁸ International Energy Agency (Iea), "[Green Energy Corridor- Intra-State Transmission System Phase-II scheme](#)", 11 maggio 2023.

Risulta soprattutto necessario interrogarsi sugli ingenti costi degli investimenti indiani per il raggiungimento degli obiettivi net-zero, e ancor di più se l'India abbia di fatto abbastanza spazio fiscale per avanzare le sue ambiziose politiche. Al confronto dei piani nazionali e internazionali come i piani europei (*Fit for 55*, il *Net Zero Industry Act*, *RePower EU*) e l'*Inflation Reduction Act* statunitense, risulta chiaro come l'India non abbia le risorse fiscali adeguate a perseguire obiettivi di simile portata né dal punto di vista di infrastrutture di connettività energetica né tantomeno per quanto riguarda la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia verde: risulta quindi fondamentale il ruolo del settore privato e il supporto di banche multilaterali. Ne è un esempio evidente il progetto da 165 milioni di dollari lanciato dalla Banca Mondiale nel 2022 per l'installazione di pannelli fotovoltaici su edifici residenziali indiani¹⁹. Ancor di più, nel giugno 2023, la Banca Mondiale ha approvato un pacchetto di finanziamenti all'India per un valore di 1,5 miliardi di dollari, con l'obiettivo di accelerare lo sviluppo delle tecnologie *low carbon* nel paese²⁰. In particolare, il piano intende far crescere in modo esponenziale l'offerta di energia rinnovabile, sviluppare progetti di idrogeno verde e stimolare investimenti privati in progetti a bassa intensità carbonica.

Per raggiungere i propri obiettivi strategici l'India, quindi, dato il suo limitato spazio di manovra fiscale, dovrà puntare sui finanziamenti internazionali e rafforzare le partnership internazionali. Alcune importanti iniziative suggeriscono tuttavia, ancora una volta, che l'India stia puntando in questa direzione.

Sicuramente degno di nota è il coinvolgimento indiano nel piano di investimenti europei Global Gateway. Durante la *EU-India Global Gateway Conference* tenutasi a Shillong a inizio giugno²¹ è stata annunciata un'intensificazione dell'*EU-India Connectivity Partnership* (già in vigore dal 2021) tramite un supporto internazionale alla costruzione di infrastrutture sostenibili e al supporto nella produzione di energia rinnovabile. La Conferenza ha ribadito l'importanza della creazione di una catena del valore comune all'Indo-Pacifico incentrata sull'industria e le tecnologie della transizione energetica, nonché di una sempre maggiore connettività e integrazione con le iniziative e politiche europee. Nell'ambito di tale cooperazione sarà di fondamentale importanza il coinvolgimento del Team Europa per finanziare e facilitare, attraverso un'adeguata assistenza tecnica, la costruzione e attivazione di nuovi impianti negli stati a nord dell'India e nel vicinato dell'Himalaya, consentendo anche un ampliamento regionale a Bangladesh, Bhutan e Nepal²². Nell'ambito dell'iniziativa il primo passo riguarderà la mappatura di 120 progetti concreti di investimento.

¹⁹ The World Bank, “[World Bank Provides \\$165 Million to Support Renewable Energy in India’s Residential Sector](#)”, 28 giugno 2022.

²⁰ The World Bank, “[World Bank Approves \\$1.5 Billion in Financing to Support India’s Low-Carbon Transition](#)”, 29 giugno 2023.

²¹ Delegation of the European Union to India and Bhutan, [EU-India Global Gateway Conference](#), 31 maggio 2023.

²² Delegation of the European Union to India and Bhutan, [EU India to step up Global Gateway cooperation in North East India](#), 2 giugno 2023.

L'India inoltre intende connettere la sua rete elettrica con quella della Cambogia, Laos, Myanmar, Thailandia e Vietnam. Ma New Delhi guarda anche ad ovest, con possibilità di integrare le proprie infrastrutture energetiche con quelle del Medio Oriente e dell'Africa.

La presidenza indiana del G20 rappresenta un'occasione unica per il paese per porre in evidenza le istanze nazionali nello scenario internazionale e per coagulare consenso intorno ad un approccio condiviso sulla transizione energetica. A tal fine, il Working Group sulla Transizione Energetica del G20, riunitosi quest'anno in India, ha identificato sei aree tematiche di cooperazione internazionale, tra cui: colmare i gap tecnologici che impediscono la realizzazione della transizione energetica; ridurre i costi di finanziamento per la transizione; aumentare la sicurezza energetica attraverso catene globali del valore diversificate; aumentare l'efficiamento energetico per l'industria; sviluppare nuovi combustibili per il futuro (3F)²³. Infine, punto centrale ribadito da sempre dall'India nei diversi consessi internazionali, riguarda il fatto che vi debba essere un accesso universale all'energia pulita attraverso un percorso di transizione energetica che sia equo, economico e inclusivo.

Oltre a investire direttamente attraverso sussidi nel potenziamento dell'industria nazionale fotovoltaica, l'India ha poi istituito l'Alleanza Solare Internazionale che ad oggi, con 115 paesi firmatari, contribuisce ad aggregare la domanda di energia solare per offrire un mercato più ampio agli investitori istituzionali e incentivare gli operatori privati nello sviluppo di progetti nel settore fotovoltaico²⁴. Ad esempio, attraverso il progetto STAR C sono stati creati dei Centri per la condivisione di *know-how* e competenze all'interno dell'alleanza, con l'obiettivo di facilitare spillovers virtuosi in tutta la catena industriale²⁵. Un'iniziativa che permette di creare economie di scala – riducendo i costi della costruzione di nuove infrastrutture energetiche – e favorire la diffusione di competenze ad alto valore aggiunto nei Paesi in via di sviluppo dell'Asia-Pacifico e non solo. All'interno dell'Alleanza Solare Internazionale, infine, India e Regno Unito hanno dato nel 2021 all'iniziativa *Green Grids Initiative - One Sun One World One Grid* (GGI- OSOWON), che mira a collegare le diverse reti regionali attraverso una rete comune che dovrà essere utilizzata per trasferire l'energia rinnovabile tra luoghi di produzione in eccesso e luoghi di maggiore domanda e, quindi, realizzare il potenziale delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare dell'energia solare²⁶.

Nell'ambito dell'idrogeno, infine, l'India si sta aprendo a molteplici partnership internazionali. Il Quad, alleanza strategica tra Australia, India, Giappone e Stati Uniti, intende creare una filiera integrata dell'idrogeno verde per l'intera regione dell'Indo-Pacifico²⁷, abbattendo i costi di produzione e accelerando l'innovazione tecnologica²⁸. L'India sta inoltre

²³ G20, “[3rd Energy Transitions Working Group \(ETWG\) meeting](#)”, 15-17 maggio 2023.

²⁴ International Solar Alliance, “[Background](#)”.

²⁵ International Solar Alliance, “[Projects](#)”.

²⁶ International Solar Alliance, “[The OSOWOG Initiative](#)”.

²⁷ The White House, [Fact Sheet: Quad Leaders' Summit](#), Briefing Room 24 settembre 2021.

²⁸ R. Ranjan Kala, “[Quad eyes India as manufacturing hub for green hydrogen](#)”, *The Hindu BusinessLine*, 28 giugno 2022.

procedendo a singole partnership con l’Australia²⁹, il Giappone³⁰, ma anche e soprattutto guardando a ovest, con importanti accordi conclusi con Paesi del Golfo come l’Oman³¹ e gli Emirati Arabi Uniti³². Più ad ovest, nel Mediterraneo, il gruppo Indiano Adani si è impegnato a costruire impianti di energia rinnovabile solare ed eolica con una potenza installata fino a 10 GW, per destinarne una parte considerevole alla produzione di idrogeno verde³³. Infine, l’India è in trattativa per fornire all’Unione Europea 10 milioni di tonnellate all’anno di idrogeno verde mentre Singapore potrebbe riceverne fino a 1,5³⁴.

Per l’India, quindi, è l’ora delle sfide: l’aspirazione a diventare una grande Potenza politica ed economica – che New Delhi sembra voler perseguire – comporta obiettivi molteplici: aumentare il livello di sviluppo con un incremento sostanziale del reddito pro capite, rafforzare la dotazione industriale e infrastrutturale, ma anche migliorare il livello del benessere dei propri cittadini. La scelta delle alleanze è un altro fattore cruciale: le scelte di collaborazione con il Quad e l’Unione Europea, attraverso il Global Gateway, sembrano indicare una scelta di campo, ma New Delhi non sembra intenzionata a precludersi altre possibilità di cooperazione. La sfida industriale del *clean tech* e della transizione energetica è un tassello fondamentale e imprescindibile dello sviluppo economico e del benessere complessivo, nonché per il riconoscimento di status a cui l’India aspira. Come dimostra la presidenza indiana del G20, infatti, essere una Grande Potenza implica anche l’assunzione di responsabilità globali nello scacchiere internazionale. E gli obiettivi indiani verso la transizione e verso la neutralità climatica al 2070 sono un passo nella giusta direzione, e non implicano necessariamente un freno allo sviluppo, ma potranno al contrario generare nuove opportunità di crescita e leadership industriale.

²⁹ Australian Department of Climate Change, Energy the Environment and Water, “[Australia-India Green Hydrogen Taskforce](#)”.

³⁰ A. Nishino, “[Japan and India to discuss joint chip, hydrogen development](#)”, *Nikkei Asia*, 17 giugno 2023.

³¹ “[Oman signs land deal for green hydrogen project with India’s ACME report says](#)”, *Reuters*, 23 agosto 2021.

³² S. Kumar, “[India eyes UAE cooperation in developing green hydrogen industry](#)”, *Arab News*, 17 gennaio 2023.

³³ S. Anouar, “[India’s Adani Group Plans to Export Green Hydrogen to Europe from Morocco](#)”, *Morocco World News*, 21 ottobre 2022.

³⁴ S. Chaganti Singh, “[India in talks to supply green hydrogen to EU, Singapore](#)”, *Reuters*, 5 luglio 2023.

8. L'Asia centrale e l'istituzionalizzazione della governance ambientale: aspetti globali, regionali, e locali

Filippo Costa Buranelli

Alla recente *Conference of the Parties (COP)* sul cambiamento climatico, tenutasi a Glasgow alla fine del 2021, in una rara dimostrazione di multilateralismo e unità regionale le repubbliche dell'Asia centrale (Kazakistan, Kirghizistan, Tagikistan, Turkmenistan e Uzbekistan) hanno condiviso proposte per la lotta al cambiamento climatico e persino lo stesso padiglione con lo slogan “5 paesi, 1 regione, 1 voto”¹.

Questa unità, pur inusuale per le continue tensioni di fondo che fratturano la regione, in particolare per quanto riguarda le controversie sui confini e i problemi legati alla gestione dell'acqua, è forse meno sorprendente data l'importanza dell'ambiente, sia storicamente che socialmente, per l'Asia centrale. Del resto, il nesso tra ambiente, sviluppo e sicurezza è un fattore fondamentale che influenza il panorama regionale delle repubbliche dell'Asia centrale. A questo proposito, vale la pena ricordare che, non senza difficoltà, i cinque stati sono riusciti a creare l'unica zona libera da armi nucleari dell'emisfero settentrionale, in una regione circondata da grandi potenze nucleari, proprio grazie al modo in cui quali sicurezza ambientale e umana sono state lanciate sia a livello interstatale che trasversalmente alla società civile dell'area.

Partendo da questo presupposto, questo scritto fornisce le prime risposte alla seguente domanda: l'ambientalismo è stato istituzionalizzato in Asia centrale? “Ambientalismo” in questo contesto è definito come un insieme di principi, discorsi, comportamenti e norme volti a proteggere il pianeta e l'umanità dagli effetti del cambiamento climatico e a promuovere uno stile di vita rispettoso dell'ambiente.

Per capire se, e in che misura, l'ambientalismo si è affermato come istituzione in Asia centrale, l'ambito della ricerca è circoscritto ai seguenti due parametri. In primo luogo, in termini di area geografica, questo capitolo considererà “Asia centrale” le cinque repubbliche post-sovietiche di Kazakistan, Kirghizistan, Tagikistan, Turkmenistan e Uzbekistan, sebbene vi sia la consapevolezza che, in termini di degrado ambientale e cambiamento climatico, i confini sono in qualche modo privi di significato.

In secondo luogo, per valutare il grado di istituzionalizzazione, l'analisi prenderà in considerazione i discorsi e le pratiche dei governi centrasiatrici a livello internazionale, regionale e nazionale. Questo perché se l'istituzionalizzazione in esame si manifesta solo nei forum internazionali, senza processi sostenuti all'interno della regione stessa, ciò equivarrebbe probabilmente a una mera mimica istituzionale, vale a dire a una dimostrazione di “virtuosismo” simbolico senza necessariamente attuare ciò che viene predicato a livello internazionale all'interno della regione di appartenenza².

¹ ECIFAS-TJ, “[Pavilion of Central Asia within the framework of COP-26](https://ecifas-tj.org/)”, ecifas-tj.org.

² R. Falkner, *Environmentalism and Global International Society*, Cambridge, Cambridge University Press, 2021.

Il livello internazionale

A livello internazionale è facile verificare l'istituzionalizzazione dell'ambientalismo nelle repubbliche dell'Asia centrale. Per cominciare, tutte e cinque le repubbliche regionali hanno firmato e ratificato l'Accordo di Parigi, entrato in vigore nel 2016. Inoltre, sono state tutte sottoposte almeno una volta all'*Environmental Performance Review*, che è un importante meccanismo volontario di *peer review* per supportare i Paesi membri della Commissione economica per l'Europa presso l'Organizzazione delle nazioni unite (Onu) per migliorare la loro gestione e le loro prestazioni ambientali. In termini di altri impegni dal punto di vista del diritto internazionale, il quadro è un po' più variegato. Infatti, il numero di accordi ambientali in vigore, comprensivi di documenti sia multilaterali che bilaterali, vincolanti e non vincolanti, è il seguente: 323 per il Kazakistan; 195 per il Kirghizistan; 160 per il Tagikistan; 186 per il Turkmenistan; e 155 per l'Uzbekistan.³

Anche se questi numeri variano, e possono farlo per una serie di motivi, come la rilevanza del trattato per un dato paese, o semplicemente il fatto che in Asia centrale ancora non tutti gli stati possiedono la stessa capacità di affrontare simili questioni ambientali problemi, essi denotano un impegno a livello internazionale a incorporare la pertinente legislazione ambientale internazionale all'interno dei rispettivi ordinamenti legislativi nazionali. Inoltre, la dimensione internazionale della legittimità dell'ambientalismo come standard di condotta e come pratica costitutiva e regolatrice della politica internazionale del dopoguerra fredda è visibile nel numero di dichiarazioni rese dai leader dell'Asia centrale di tutte le repubbliche a partire dal 1991. Sebbene per motivi di spazio non sia possibile riportare tutti gli interventi di questo capitolo, possono bastare tre esempi.

In primo luogo, già alla quarantanovesima sessione plenaria dell'Assemblea generale delle Nazioni Unite nel 1994, il ministro degli Esteri uzbeko Abdulaziz Kamilov affermò che

Siamo grati alle Nazioni Unite e alle agenzie specializzate che si occupano del controllo ambientale e della prevenzione dei disastri ecologici globali. Siamo pronti a fornire tutta l'assistenza possibile in questo nobile compito⁴.

In secondo luogo, alla diciannovesima sessione speciale dell'Assemblea generale dell'Onu nel 1997, il primo presidente del Kazakistan Nursultan Nazarbayev proclamò che

È quindi molto importante aderire rigorosamente ai principi della Dichiarazione di Rio, assicurando che la crescita economica avvenga solo in relazione ai processi di sviluppo sociale e di sicurezza ambientale⁵.

E in terzo luogo, e più recentemente, il presidente del Kirghizistan Sadyr Japarov ha sostenuto davanti all'Assemblea generale delle Nazioni Unite alla sua settantaseiesima sessione plenaria che

³ R. Mitchell, *International Environmental Agreements Database Project 2002-2022 (Version 2020.1)*.

⁴ A. Kamilov, Speech at the 49th Plenary Session of the UN General Assembly, A/49/PV.17, 1994.

⁵ N. Nazarbayev, Speech at the 19th Special Session of the UN General Assembly, A/S-19/PV.1, 1997

Per tre decenni, il Kirghizistan è stato un attivo promotore degli interessi degli stati di montagna senza sbocco sul mare nell'arena internazionale al fine di affrontare i problemi dello sviluppo sostenibile e l'impatto del cambiamento climatico⁶.

Un'analisi di questi discorsi fa luce sul fatto che non solo le repubbliche dell'Asia centrale hanno legittimato l'ambientalismo come istituzione della società internazionale, ma hanno anche insistito sul ruolo dell'Onu nell'aprire la strada per affrontare le disuguaglianze, i pericoli e l'insicurezza derivante dai cambiamenti climatici e dal degrado ambientale. Del resto, non è solo l'Onu a cui ci si rivolge, ma anche e soprattutto il complesso cosmo di istituzioni, agenzie, donatori e comunità epistemiche che giocano un ruolo nel mantenere i riflettori mediatici (oltre che graditi investimenti e programmi) puntati sui problemi ambientali della regione.

A livello internazionale, gli stati dell'Asia centrale hanno avviato negli anni diverse iniziative volte ad attirare l'attenzione della comunità internazionale sulle problematiche ambientali della regione, come il "Decennio internazionale per l'azione ambientale: l'acqua per lo sviluppo sostenibile, 2018-2028", avviato dal Tagikistan. Queste iniziative, sebbene simboliche, hanno avuto l'effetto di legittimare, sostenere e valorizzare un "discorso verde" focalizzato sull'Asia centrale, che posiziona saldamente la regione all'interno del processo di istituzionalizzazione della governance ambientale globale.

Il livello regionale

A livello regionale l'istituzionalizzazione dell'ambientalismo è iniziata già nel 1992 ed è proseguita per tutti gli anni Novanta con, prima, un accordo interministeriale tra le nuove repubbliche indipendenti (1992), poi l'accordo sul bacino del lago d'Aral, siglato a Qyzylorda, che ha dato vita al Fondo internazionale per il lago d'Aral (Ifas), poi con la Dichiarazione di Nukus e un successivo accordo ministeriale sulla razionalizzazione dell'uso delle risorse idriche nel 1998. Dopo quella prima fase di istituzionalizzazione, però, l'inizio e la metà degli anni 2000 non hanno prodotto molti risultati in termini di cooperazione ambientale.

Più di recente, tuttavia, le cose sono migliorate. Sotto l'egida dell'Unione economica eurasiatica (Eaeu), ad esempio, sono in corso negoziati a livello di presidenti e capi di governo dell'Asia centrale per determinare e approvare i bilanci idrico, energetico e alimentare (vale a dire l'equilibrio sostenibile degli scambi di energia, acqua e cibo tra Stati membri) alla luce del cambiamento climatico⁷. Ifas a parte, però, esistono pochissimi meccanismi autoctoni istituzionalizzati per la protezione dell'ambiente e per mitigare gli effetti del cambiamento climatico. C'è un riferimento al 'riconoscimento dell'importanza di consolidare gli sforzi' nella sfera del cambiamento climatico (paragrafo 17) all'interno della Dichiarazione congiunta dei presidenti dell'Asia centrale del 2021⁸, e c'è anche la *Green Bridge Initiative*, lanciata dal

⁶ B. Osmonalieva, "Sadyr Japarov tells UN General Assembly about unscrupulous investors", 24kg, 22 settembre 2021

⁷ J. Masalieva, "Central Asian countries intend to determine water and energy balance", 24kg, 15 febbraio 2021.

⁸ Akorda, "Международное сообщество Совместное Заявление по итогам Консультативной встречи Глав государств Центральной Азии" ("Joint Statement following the Consultative Meeting of the Heads of State of Central Asia"), 6 agosto 2021.

Kazakistan nel 2010, che ora è entrato nella fase di sviluppo del programma 2021-24. Quest'ultimo, tuttavia, funge da ulteriore piattaforma per condurre il dialogo e le attività multi-stakeholder nella regione, invece di creare un meccanismo per monitorare efficacemente i progressi della regione verso il raggiungimento degli obiettivi dichiarati e degli obiettivi ambientali⁹.

Tuttavia, l'istituzione dell'ambientalismo in Asia centrale è tenuta in vita da donatori, organizzazioni e consorzi internazionali. Ad esempio, l'Asia centrale ha la propria Conferenza sui cambiamenti climatici (Cacc), che si tiene ormai da quattro anni. Cacc, tuttavia, è una continuazione dell'iniziativa della Banca mondiale sulla conoscenza dei cambiamenti climatici e lo scambio di informazioni regionali in Asia centrale, lanciata nel 2013, ed è sostenuta congiuntamente dal Centro ambientale regionale per l'Asia centrale (Recca-Carec) e dalla Banca Mondiale stessa. Anzi, è proprio Carec, in collaborazione con la Commissione interstatale per lo sviluppo sostenibile (Icsd), fondata dai cinque capi di stato dell'Asia centrale dopo l'incontro di Qyzylorda nel 1993, a fornire il miglior esempio di “doppio binario” istituzionalizzazione dell'ambientalismo tra il livello internazionale e quello regionale. La dichiarazione regionale *Voice of Central Asia*, adottata all'unanimità da tutti gli stati dell'Asia centrale e presentata alla Cop di Glasgow, è stata sviluppata con il supporto del Recca-Carec in coordinamento con l'Icsd, che ha anche sostenuto l'istituzione del Centro regionale per la trasparenza dell'azione per il clima in Asia centrale¹⁰.

È nei quadri macroregionali che bisognerebbe dunque cercare tracce dell'istituzionalizzazione dell'ambientalismo. Forse non a caso, è la Eaeu che, nel suo trattato, contiene la maggior parte dei riferimenti fatti alla necessità di preservare l'ambiente, segnalando così una crescente consapevolezza dalla metà degli anni duemila in poi della necessità di tener conto della progressiva importanza dell'ambientalismo come norma (il trattato fondativo dell'organizzazione contiene il termine di ricerca “ambient*” trentadue volte, di cui solo sette si riferiscono all'ambiente inteso come “impresa” o “area economica di investimento”)¹¹. Per quanto riguarda altre iniziative guidate dalla Russia, il trattato della Comunità degli stati indipendenti (Csi) identifica “l'ambiente” come un'area di cooperazione all'articolo 4 e all'articolo 19, mentre nulla è menzionato nel documento fondativo dell'Organizzazione del trattato di sicurezza collettiva.

Quasi specularmente all'iniziativa Carec, è il regionalismo ambientale promosso dalla Cina attraverso l'Organizzazione per la cooperazione di Shanghai (Sco), che affronta il cambiamento climatico e la tutela dell'ambiente “incoraggiando un'efficiente cooperazione regionale in settori come [...] la protezione dell'ambiente” (articolo 1). Il quadro della Sco sembra essere il processo più sviluppato e strutturato per affrontare gli effetti del cambiamento climatico nella regione all'interno del suo Programma di cooperazione commerciale ed economica multilaterale, sostenuto da numerosi investimenti cinesi, e, cosa

⁹ Z. Shayakhmetova, “Kazakhstan and Tajikistan to Cooperate as Part of Green Bridge Partnership Program to Promote Climate Policies in Central Asian Region”, *The Astana Times*, 4 novembre 2021.

¹⁰ Carececo, “Kyrgyzstan President Visits the Central Asian Pavilion at UNFCCC COP26 in Glasgow”, careco.org, 1 novembre 2021.

¹¹ Trattato Eaeu, 2015, https://www.wto.org/english/thewto_e/acc_e/kaz_e/wtacckaz85_leg_1.pdf

più importante, nella Strategia di sviluppo della Sco 2015-25, che stabilisce un collegamento esplicito tra crescita economica e tutela dell'ambiente¹².

Il livello locale

L'ultimo passo nel discutere l'istituzionalizzazione dell'ambientalismo in Asia centrale è quello di guardare al livello locale, per vedere se i principi enunciati e affermati a livello internazionale e regionale trovano un'applicazione concreta o almeno ambiziosa (legale e pratica) all'interno dell'ambito domestico della regione.

Qui l'analisi prende in considerazione i seguenti parametri: 1) la presenza di un Ministero dell'Ambiente/Ecologia/Clima; 2) l'inserimento di riferimenti alla tutela dell'ambiente nelle costituzioni nazionali; 3) se esistono documenti/programmi nazionali che affrontano il cambiamento climatico e l'attuale crisi ambientale; 4) se i riferimenti all'ambiente sono inclusi nei documenti di politica estera; e 5) le prestazioni climatiche di ogni stato secondo i dati forniti dall'*Environmental Performance Index* (Epi). Questo indice utilizza trentadue indicatori di performance in undici categorie di problemi legati all'ambiente, classificando 180 paesi in base alla loro salute ambientale e alla vitalità dell'ecosistema (valore massimo 82,5; valore minimo 22,6)¹³. I risultati dell'analisi sono riassunti nella tabella sottostante.

TAB. 9.1 – L'ISTITUZIONALIZZAZIONE DELL'AMBIENTALISMO A LIVELLO LOCALE
IN ASIA CENTRALE

¹² Trattato Sco, 2002, <https://treaties.un.org/Pages/showDetails.aspx?objid=08000002803594e2>.

¹³ Epi - Environmental Performance Index, <https://epi.yale.edu/>

Parametri	KZ	KG	TJ	TK	UZ
Ministero per l'Ambiente (o simile)	Ministero dell'Ecologia, della Geologia e delle Risorse Naturali della Repubblica del Kazakistan	Ministero delle risorse naturali, dell'ambiente e della supervisione tecnica	Comitato per la protezione dell'ambiente sotto il governo della Repubblica del Tagikistan	Ministero dell'agricoltura e della protezione dell'ambiente	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Articoli in Costituzione	31, 38, 61	12, 48,	38	15, 53	50, 54, 55, 100
Strategia Programma statale per l'ambiente	Concetto sulla transizione verso un'economia verde fino entro il 2050	Strategia nazionale di sviluppo 2018-2040	Strategia nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici fino al 2030	Piano Nazionale di Adattamento (2021) Strategia nazionale sui cambiamenti climatici del Turkmenistan (2012)	Concetto di protezione ambientale fino al 2030 Strategia per la transizione della repubblica verso un'economia "verde" per il periodo 2019-2030
Politica estera	Clausole 3.16; 3.19; 4.16 del decreto "Sul concetto di politica estera della Repubblica del Kazakistan per il 2020-2030"	Capitolo 4 del Concetto della Politica Estera del Kirghizistan (2019)	Capitoli 2 e 3 del Concetto della Politica Estera della Repubblica del Tagikistan (2015)	Politica Estera del Turkmenistan e Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (2019)	N.D.
Epi (risultati del 2022)	40,9	35,7	37,1	37	38,2



Fonte: analisi dell'autore

Quanto sopra rivela, in primo luogo, che tutti gli stati dell'Asia centrale stanno lavorando alla creazione di un'infrastruttura di agenzie, documenti e organismi incaricati di affrontare non solo gli aspetti politici ed economici, ma anche metodologici ed epistemologici dell'ambientalismo (quello vale a dire, c'è una spinta per la formazione di comunità epistemiche in Asia centrale incaricate di studiare il cambiamento climatico e il suo impatto sulla regione).

In secondo luogo, tutti gli stati dell'Asia centrale erano già consapevoli dell'importanza della protezione dell'ambiente all'inizio degli anni Novanta come dimostrato dall'inserimento delle priorità ambientali nelle loro costituzioni. Questo è davvero un parallelo interessante con la dimensione internazionale, che ha dimostrato che anche all'inizio dell'indipendenza, i rappresentanti delle repubbliche centrasiatriche si rivolgevano ai forum internazionali per "sensibilizzare" la comunità internazionale sulle questioni verdi e sulla necessità di un aiuto

finanziario e tecnico. Collegato a questo, c'è la presenza quasi uniforme di “principi verdi” nei documenti di politica estera degli stati dell'Asia centrale, con l'eccezione dell'Uzbekistan. Ciò dimostra che la norma dell'ambientalismo ha effettivamente acquisito lo status di istituzione della società internazionale, poiché il legame tra lo stato come attore e la tutela dell'ambiente come principio viene quindi enfatizzato nei rapporti con altri membri della comunità internazionale.

In terzo luogo, ogni paese dell'Asia centrale ha ora un organismo dedicato per affrontare le questioni ambientali, anche se questi variano in termini di capacità, budget e dipendenza dal potere politico e dalla più ampia rete di interessi all'interno dei paesi. Ad esempio, il ministro dell'Ecologia del Kazakistan, Brekeshev Serikkali Amangaliuly, ha precedentemente lavorato nel settore del petrolio e del gas, il che non dovrebbe sminuire il suo impegno per la diversificazione e l'ecologizzazione dell'economia, ma piuttosto mostra come sia difficile per questi paesi creare una nuova classe di cittadini e dipendenti pubblici attenti all'ambiente, dato il *background* lavorativo fortemente basato sui combustibili fossili.

Risultati, raccomandazioni e conclusioni

Questo scritto ha voluto fornire una risposta alla domanda “l'ambientalismo è stato istituzionalizzato in Asia centrale?”. Alla luce dell'analisi in tre parti offerta sopra (livello di analisi internazionale, regionale e nazionale) la risposta è “sì”, anche se certamente, come molto in politica e nelle relazioni internazionali, questo “sì” nasconde diverse tensioni, sfumature e contraddizioni.

La prima importante scoperta di questa analisi è che la tutela dell'ambiente in Asia centrale si sta istituzionalizzando, parallelamente a un processo di adattamento all'ordine liberale occidentale e alla sua architettura normativa e finanziaria. Dato che le condizioni della post-indipendenza in Asia centrale non erano ideali per l'ambientalismo, è comprensibile che il ritmo e la profondità dell'istituzionalizzazione dell'ambientalismo siano più pronunciati a livello discorsivo, rispetto a quello politico e pratico. Tuttavia, ciò che dovrebbe essere visto come un segno di conformità positiva con i discorsi, le norme e le pratiche ambientali è che le difficoltà nell'adattare l'agenda ambientale non sono una questione di ideologia, ma piuttosto una questione di capacità. Ciò che conta è la mancanza di fondi e infrastrutture, nonché un piano chiaro per elaborare pagamenti unici e compensazioni per i cambiamenti politici per affrontare i cambiamenti climatici e le crisi ambientali.

La seconda importante scoperta è che gli stati dell'Asia centrale, quando cooperano su questioni ambientali, sembrano agire come una regione coerente a livello internazionale, ma in modo meno coerente all'interno della regione stessa. Ciò può essere spiegato dalle diverse strategie e tattiche adottate dai vari paesi, nonché dalle diverse esigenze e delle diverse preferenze istituzionali.

Alla luce di ciò, si possono offrire due raccomandazioni ai decisori politici e alle parti interessate. Il primo è che l'impegno, il dialogo, il sostegno e l'aiuto all'Asia centrale continuino in termini tecnologici, scientifici, epistemici, infrastrutturali e finanziari. L'analisi di cui sopra dimostra chiaramente che esiste consapevolezza, volontà e necessità di

abbracciare l'ambientalismo e l'azione relativa al cambiamento climatico. La seconda raccomandazione è che tale sostegno potrebbe non trovare necessariamente la migliore applicazione se inquadrato su linee esclusivamente regionali. Mentre un approccio a livello regionale è importante per sottolineare la natura transnazionale del cambiamento climatico e del degrado ambientale, le diverse sfide, risorse, capitale umano nella regione portano a marcate differenze nella complessità della progettazione delle politiche, della fattibilità del progetto e delle priorità sociali.

9. Tra gas naturale e rinnovabili: il ruolo del Mozambico nello scenario energetico contemporaneo

Fabio Indeo

L'annunciata ripartenza del progetto “Mozambique LNG” (prevista per luglio 2023) consolida ulteriormente le ambizioni energetiche di questa nazione dell’Africa orientale, destinata a ritagliarsi un ruolo di rilievo nello scenario energetico globale in qualità di rilevante *supplier* di gas naturale. Da novembre 2022 infatti, il Mozambico ha cominciato a esportare sui mercati volumi di gas naturale liquefatto (grazie al progetto “Coral South FLNG” in collaborazione con la compagnia energetica italiana Eni), proponendosi come partner per la strategia europea di diversificazione delle importazioni di gas naturale, accentuatasi a seguito del conflitto russo-ucraino e dalla necessità di implementare il *phase out* dalle importazioni di idrocarburi provenienti da Mosca. Le enormi prospettive legate allo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili (soprattutto solare, idroelettrico e idrogeno) consentiranno inoltre di soddisfare i bisogni derivanti dalla crescente domanda interna e dell’auspicato progetto di elettrificazione della nazione, attraverso l’utilizzo di energia pulita.

Prospettive di sviluppo del gas naturale liquefatto e l’incognita della stabilità

La combinazione tra la disponibilità di ingenti riserve di gas naturale e la strategica posizione geografica sull’Oceano Indiano – che permette di implementare sia un corridoio d’esportazione verso nord attraverso il canale di Suez raggiungendo i mercati europei e sia un corridoio verso est, raggiungendo i mercati indiani, cinesi e dell’Asia orientale – giustificano le enormi aspettative sul potenziale di sviluppo del settore energetico mozambicano.

Tra le nazioni africane, il Mozambico detiene le terze maggiori riserve di gas naturale (stimate in 2.800 miliardi di metri cubi, Gmc) dopo Nigeria (5.400 Gmc) e Algeria (4.300 Gmc), stime che legittimano l’ambizione di imporsi come un esportatore di gas naturale liquefatto a livello globale: infatti, la nazione africana detiene riserve pari a quelle dell’Azerbaijan (considerato uno dei partner energetici maggiormente affidabili per la UE) e superiori a quelle di Egitto (2.400 Gmc), Norvegia (1.500 Gmc), Australia (2.400 Gmc).¹

Allo stesso tempo, è necessario sottolineare che la rilevanza strategica delle nazioni citate è legata alla combinazione tra le riserve stimate e la vicinanza geografica al mercato energetico della UE (Egitto e Algeria sono sulla sponda sud del Mediterraneo, mentre la Norvegia pur non essendo membro della UE fa comunque parte dell’Europa continentale), mentre nel caso dell’Australia la stabilità politica ed il potenziale economico contribuiscono a rafforzare il ruolo di *supplier* affidabile sul mercato energetico globale.

¹ C. Nakle, “East Africa’s natural gas outlook”, *GIS Report*, 1 settembre 2022.

Il successo delle attività di esplorazione sul bacino *offshore* di Rovuma e la condizione di stabilità politica raggiunta a partire dal 1992 con la fine della guerra civile, hanno di fatto attirato numerose compagnie energetiche internazionali che hanno mostrato un crescente interesse per sviluppare il potenziale gassifero della nazione africana: la compagnia sudafricana Sasol fu la prima a ottenere diritti nel blocco Pande/Temane (Mozambico meridionale), la cui produzione alimenta l'unico gasdotto terrestre esistente – *Petroleum International Gas Pipeline* – che trasporta gas naturale verso il Sudafrica e soddisfa anche la domanda nazionale.

Attualmente la compagnia francese Total Energy – che ha rilevato nel 2019 le quote della Andarko (compagnia basata negli Stati Uniti) e l'italiana Eni sono i principali operatori nel bacino *offshore* di Rovuma, che è stato suddiviso dal governo mozambicano in sei aree per le quali sono state concesse licenze di esplorazione². L'Andarko scoprì interessanti depositi di gas nell'area 1 – i complessi di Prosperidade e Golfinho/Atum – con riserve di gas recuperabili che la compagnia stima siano superiori ai 2.000 Gmc. Attualmente TotalEnergies è la compagnia leader del consorzio dedito allo sfruttamento delle riserve dell'Area 1, con il 26,5% delle quote, mentre gli altri partners coinvolti sono la mozambicana Empresa Nacional de Hidrocarbonetos – Enh – (15%), la giapponese Mitsui (20%), la thailandese PTTEP (8.5%) e le compagnie indiane ONGC Videsh (16%), Bharat PetroResources (10%) e Oil India (4%).

“Mozambique LNG” rappresenta il progetto di punta promosso dal consorzio (alla cui realizzazione collabora anche la compagnia italiana Saipem), con l'obiettivo di trasportare la produzione di gas estratta nei vari pozzi trivellati a 40 km dalla costa – Windjammer, Barquentine, Lagosta, Camarao, Atum – in un terminal di liquefazione *onshore* (Afunji LNG Park), in costruzione nella provincia di Cabo Delgado, nel Mozambico settentrionale. Il terminal di Afunji avrà una capacità pari a 43 milioni di tonnellate all'anno tra i maggiori terminali gnl al mondo) e ha ottenuto nel 2019 la decisione finale d'investimento (valore 18 miliardi di euro): nei piani della Total sarebbe dovuto diventare operativo nel 2024³, ma i reiterati attacchi condotti dai terroristi islamici nella provincia di Cabo Delgado (questi attacchi cominciarono nel 2017 e hanno provocato quasi 5 mila morti e 1 milione di sfollati) spinsero la compagnia francese a interrompere le attività nell'aprile 2021 e rimpatriare il personale, di fatto congelando il progetto⁴.

Dopo due anni, il presidente del Mozambico si è espresso pubblicamente garantendo condizioni di sicurezza per la ripresa del progetto – in termini di stabilità e di ritorno degli sfollati – a seguito anche della visita del Ceo di TotalEnergies, Patrick Pouyanne, in Mozambico nel 2023⁵. A causa del ritardo accumulato, le prime esportazioni di gnl saranno

² US Energy Information Administration, [Mozambique: country profile](#), July 2020.

³ TotalEnergies, [Mozambique LNG](#).

⁴ M. Di Liddo, “Il terrorismo jihadista minaccia lo sviluppo del GNL in Mozambico”, *RIENERGIA*, 25 maggio 2021.

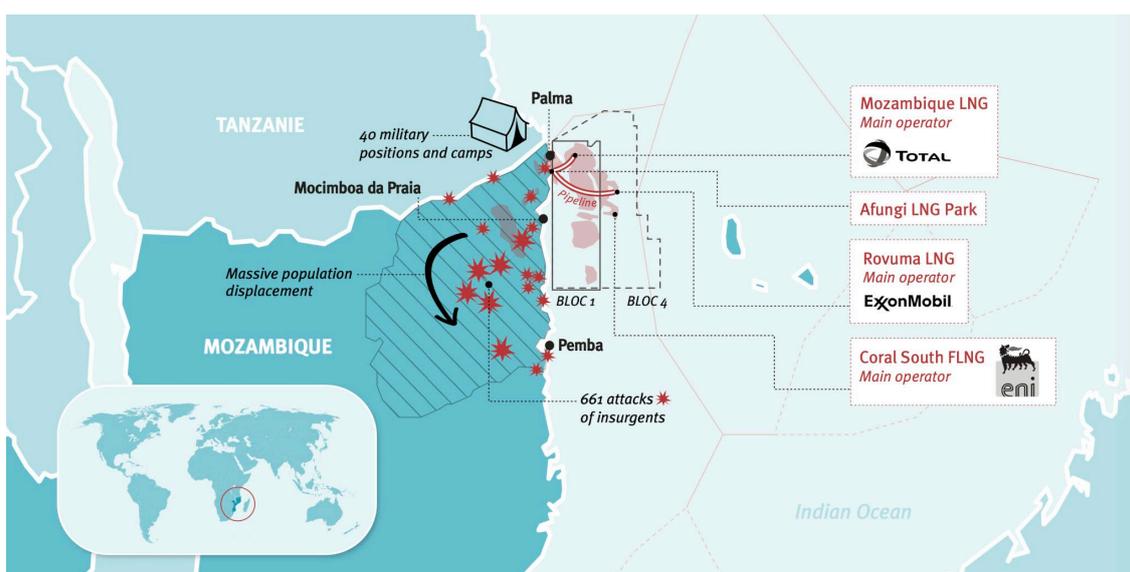
⁵ A. Cascais, “Is Mozambique ready to restart its LNG projects?”, *Deutsche Welle*, 5 maggio 2023.

realisticamente disponibili nel 2026: la compagnia britannica Centrica e la francese Electricité de France SA hanno siglato accordi per acquistare gran parte della produzione prevista⁶.

La compagnia energetica italiana Eni è presente in Mozambico sin dal 2006: tra il 2011 e il 2014 Eni ha intensificato le attività di esplorazione nell'Area 4 del bacino di Rovuma, scoprendo i promettenti giacimenti di Coral, Mamba e Agulha dove Eni stima vi siano riserve di gas naturale recuperabili pari a 2.400 Gmc. Dopo soli cinque anni dall'approvazione del progetto, nel novembre 2022 sono iniziate le prime esportazioni di gnl mozambicano sui mercati internazionali dal terminal di liquefazione galleggiante Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLng): questa infrastruttura possiede una capacità di 3,4 milioni di tonnellate all'anno (circa 5 Gmc) e produrrà gnl dalle riserve di Coral, pari a 450 Gmc⁷.

Eni ha quindi contribuito trasformare il Mozambico in paese esportatore di gas liquefatto sui mercati internazionali, unica compagnia energetica a poter rispettare i tempi in quanto operante esclusivamente *offshore* e quindi difficile obiettivo di destabilizzanti attentati terroristici.

FIG. 9.1 - CABO DELGADO, PROGETTI GNL E FOCOLAI D'INSTABILITÀ



Fonte: “Cabo Delgado, Mozambique: A Resource-Rich War Zone”, Global Oil & Gas Exit List.

L'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi, ha commentato l'avvio delle esportazioni dal progetto Coral:

Questo primo carico di Gnl dal progetto Coral South, e dal Mozambico, rappresenta un nuovo e importante passo nella strategia di Eni che fa leva sul gas come fonte in grado di contribuire significativamente alla sicurezza energetica europea, anche

⁶ M. Hill, “Total Revives \$20 Billion African Gas Dream as Jihadist Nightmare Fades”, Bloomberg, 7 giugno 2023.

⁷ Eni, *Le nostre attività in Mozambico*.

attraverso la crescente diversificazione delle forniture, supportando nel contempo una transizione energetica equa e sostenibile. Continueremo a lavorare con i nostri partner per assicurare una tempestiva valorizzazione delle vaste risorse di gas del Mozambico⁸.

Oltre alla Gran Bretagna, parte delle esportazioni provenienti da Coral è stata inviata al terminal croato posizionato sull'isola di Krk sul Mare Adriatico⁹: si tratta di un'infrastruttura molto importante nella strategia energetica europea, tassello cruciale nel corridoio Nord-Sud che dovrà mettere in collegamento i terminali gnl polacchi e lituani sul Mar Baltico con quelli posizionati sul Mar Adriatico (Krk) in modo da garantire regolari approvvigionamenti energetici alle nazioni dell'Europa centro-orientale attraverso interconnessioni sub-regionali. Considerato che le autorità croate hanno annunciato il progetto di raddoppiare la capacità dell'infrastruttura – raggiungendo i 6,1 Gmc – si comprende il valore e l'impatto che il gas mozambicano potrà avere per alimentare navi (e autoveicoli) che utilizzano gas come combustibile nel loro percorso attraverso l'Adriatico.

Oltre al progetto *offshore* “Coral South FLNG”, Eni guida anche il consorzio relativo al progetto “Rovuma LNG” (per un valore stimato 30 miliardi di dollari), che prevede la realizzazione di un impianto su terraferma per la lavorazione e l'esportazione del gas estratto da 24 pozzi sottomarini dell'area 4. Il consorzio internazionale Mozambique Rovuma Venture S.p.A. (Mrv) incaricato dello sviluppo dell'Area 4 è composto da Eni (25%), ExxonMobil (25%) e dalla compagnia cinese CNPC (20%), partecipanti attraverso la società Mozambique Rovuma Venture, mentre le restanti quote sono detenute dalla ENH (10%), dalla Kogas (10%) e dalla Galp (10%).

Secondo gli operatori, l'impianto potrà avere una capacità totale di 15 milioni di tonnellate di gas l'anno¹⁰ che poi potranno essere esportate soprattutto verso i mercati europei, orfani dei combustibili fossili forniti dalla Russia, ma non è da escludere una loro commercializzazione nei mercati cinesi (data la partecipazione maggioritaria della cinese CNPC) e coreani.¹¹

A maggio 2019 il Governo del Mozambico ha approvato il piano di sviluppo del progetto “Rovuma LNG” per la produzione, liquefazione e commercializzazione di gas naturale da tre giacimenti del complesso Mamba situati nell'Area 4, due dei quali a cavallo con l'Area 1 gestita dalla Total, che verranno sviluppati attraverso un piano indipendente ma coordinato con la compagnia francese¹².

⁸ Eni, “Il primo carico di GNL del Mozambico è partito dall'impianto Coral Sul FLNG al largo del bacino di Rovuma”, Eni Comunicati Stampa, 13 novembre 2022; C. Dominelli, “Eni: al via dal Mozambico il primo carico di Gnl verso l'Europa. Descalzi: ‘Nuovo e importante passo’”, *Il Sole24 Ore*, 13 novembre 2022.

⁹ Natural Gas Europe (Nge), “LNG Croatia receives first LNG cargo from Mozambique”, 25 gennaio 2023.

¹⁰ Eni, “Rovuma LNG: produciamo e lavoriamo il gas del Mozambico”.

¹¹ Eni ha ulteriormente consolidato la propria posizione all'interno della nazione africana, acquisendo nuovi diritti esplorativi nel corso degli ultimi cinque anni: ad ottobre 2018 Eni ha siglato un contratto che le conferisce diritti esclusivi di esplorazione e sviluppo del blocco *offshore* A5-A, nelle acque profonde del bacino settentrionale dello Zambesi. Eni, attraverso la sua controllata Eni Mozambico, è l'operatore del Consorzio per il Blocco A5-A con una quota di partecipazione del 34%: gli altri partner sono la sudafricana Sasol e la società di stato mozambicana ENH.

¹² Eni, “Rovuma LNG: produciamo e lavoriamo il gas del Mozambico”..., cit.

Indubbiamente, la ripresa dei lavori della Total per la realizzazione del terminal *onshore* di Afungi (progetto “Mozambique LNG”) fungeranno da volano per il completamento del progetto “Rovuma LNG”, aumentando il potenziale d’esportazione della nazione africana.

TAB. 9.1 - PROGETTI GNL IN MOZAMBICO

Progetto	FID	Inizio esportazioni	Capacità di esportazione (milioni di tonnellate) entro il 2030	Compagnie aderenti al consorzio
Coral Sul FLNG	2017	2022	3,7	Eni, ExxonMobil, ENH, Galp Energia, SA Korea Gas
Mozambique LNG (Area 1) T1-T	2019	2026	13	TotalEnergies, Mitsui & Co, ONGC, ENH, Bharat Petroleum Corp., PTTEP, Oil India
Rovuma LNG Phase 1	2024	2028	8	ExxonMobil, Eni, CNPC, ENH, Galp, KOGAS, MRV



Fonte: Nakle, “East Africa’s natural gas outlook”, *GIS Report*, 1 settembre 2022

L’impatto delle fonti di energia rinnovabile nel processo di transizione energetica

In termini di consumi e domanda energetica interna, il Mozambico risente del lento processo di elettrificazione, legato a diversi fattori tra i quali una rete di distribuzione energetica scarsamente sviluppata, carenza di infrastrutture e una bassa densità abitativa che rende l’accesso all’energia particolarmente costoso¹³.

Secondo le previsioni dell’International Energy Agency, la domanda energetica nel paese è destinata a quadruplicare entro il 2040¹⁴, ragion per cui per soddisfare i consumi interni sarà

¹³ L. Colantoni, L. Franza e G.S. Sarno, “Africa’s energy future: energy leapfrogging potential in four African countries”, IAI, 29 settembre 2021, pp. 39-41.

¹⁴ International Energy Agency (Iea), *Mozambique Energy Outlook*, 2019.

necessario utilizzare – in aggiunta alla tradizionale energia idroelettrica – una porzione della crescente produzione di gas ma soprattutto energia prodotta da fonti rinnovabili (Fer). La nazione dispone di un notevole potenziale in termini di energia rinnovabile: l'idroelettrico rappresenta l'87% del mix energetico utilizzato per produrre elettricità nel paese¹⁵, ma la produzione di energia solare appare un'opzione dalle ottime prospettive, legata alla presenza di elevati livelli di irradiazione che rendono economicamente sostenibile la creazione di centrali solari e la produzione di energia pulita.

Dal 2017 si registra una crescita esponenziale nella produzione di energia solare, passata da 1,5 gigawatt ad oltre 70 GW, ai quali vanno aggiunti i volumi prodotti con il recente avvio della centrale solare di Mecoro¹⁶. Nel 2019 la centrale solare di Mocuba è stata allacciata alla rete di distribuzione nazionale: Mocuba produce annualmente quasi 80 Gwh di elettricità, che corrispondono ai consumi di oltre 170 mila nuclei familiari, consentendo inoltre una riduzione delle emissioni di circa 79 mila tonnellate di CO₂¹⁷.

Le enormi possibilità di sviluppare con successo una crescente produzione di energia provenienti da fonti rinnovabili hanno progressivamente attirato investimenti ed interessi di banche e compagnie energetiche straniere: nel 2021, il Fondo di Sviluppo Europeo ha allocato 15 milioni di euro per supportare lo sviluppo delle rinnovabili in Mozambico, mentre nell'Ottobre 2022 la Banca di Sviluppo Africana ha approvato un finanziamento di 2,5 milioni di dollari destinato al governo di Maputo per lo sviluppo delle rinnovabili, in modo particolare il programma nazionale d'integrazione delle Fer, concepito per produrre energia elettrica "pulita" utilizzando fonti rinnovabili differenti, da destinare alla domanda interna e all'esportazione, trasformando potenzialmente il Mozambico in un *supplier* elettrico regionale. Questi fondi verranno utilizzati per lo studio di fattibilità economica, tecnica ed ambientale di un ambizioso progetto, ovvero la realizzazione di un impianto solare-fotovoltaico galleggiante nella centrale idroelettrica di Chicamba sul fiume Revue (distretto di Manica) nei pressi del confine internazionale tra Mozambico e Zimbabwe¹⁸.

Compagnie energetiche (soprattutto francesi e britanniche, come la BB Energy Trading) sono già attive nel paese, in consorzio con compagnie nazionali e del vicino Sudafrica come nello sviluppo del progetto volto a creare il parco solare di Chimuara nel Mozambico centrale, che dovrebbe produrre 100 MW di energia pulita che verrebbe poi immessa nella rete elettrica nazionale gestita dalla compagnia statale dell'energia elettrica Electricidade de Moçambique (Edm)¹⁹. La partnership tra la compagnia francese Neon (75% del consorzio) e la compagnia statale Edm ha consentito la realizzazione della centrale solare di Metoro – la più grande nel paese con una capacità di 41 megawatts e costituita da 125 mila pannelli solari prodotti in Cina – inaugurata nel 2022: secondo gli accordi dopo 25 anni di attività

¹⁵ International Renewable Energy Agency (Irena), *Mozambique, Energy Profile*, 2022.

¹⁶ Ibidem.

¹⁷ Norfund, "Mozambique's first large scale solar power plant".

¹⁸ African Development Bank, "Mozambique: The African Development Bank's Sustainable Energy Africa Fund for Africa provides \$2.5 million to increase penetration of renewable energy", 14 ottobre 2022; E. Bellini, "Mozambique's first floating solar project", *PV Magazine*, 5 gennaio 2022.

¹⁹ D. Whitehouse, "Mozambique: RESA aims to scale up solar power, plans southern Africa expansion", *The Africa Report*, 26 settembre 2022.

l'infrastruttura diventerà di proprietà della Edm²⁰. La centrale solare di Metoro si trova nella provincia settentrionale di Cabo Delgado, che si affaccia sul citato Bacino di Rovuma ricco di riserve *offshore* di gas naturale: questo implica che il protrarsi di una situazione di instabilità legata alla presenza di jihadisti in loco rappresenta una minaccia alla regolare produzione di energia elettrica e alla sicurezza delle infrastrutture.

A un'altra compagnia francese, la Total Energy (che come abbiamo visto in precedenza è attivamente impegnata nello sviluppo del gas naturale), è stato assegnato il progetto per un altro impianto solare, nei pressi della città di Dondo (nella provincia orientale di Sofala e a 30 km dallo strategico porto di Beira) che dovrebbe avere una capacità di produzione pari a 40 megawatts²¹.

Grazie ai diversi progetti in corso d'implementazione, il governo mozambicano intende garantire l'accesso all'energia elettrica (pulita) ai suoi 30 milioni di cittadini entro il 2030²².

Per quanto concerne l'idrogeno – considerato oramai una fonte energetica indispensabile per il successo della transizione energetica, con l'obiettivo di produrre energia pulita – il Mozambico può sfruttare due punti di forza: la potenziale disponibilità di idrogeno naturale (“bianco”) e l'abbondanza di fonti rinnovabili e gas naturale per produrre rispettivamente idrogeno “verde” e “grigio”.

La compagnia energetica portoghese CONVERGE! è capofila del primo progetto di ricerca internazionale (co-finanziato dalla UE attraverso il programma *Euro-African Renewable Energy Research and Innovation Partnership* – sull'esplorazione ed utilizzo dell'idrogeno naturale in Mozambico come nuova fonte energetica. Si tratta di una prospettiva interessante e innovativa in quanto focalizzata sull'idrogeno “bianco”, che trovandosi in natura riduce l'impatto derivante dall'utilizzo dell'acqua e di energia prodotta da fonti rinnovabili (nel processo di elettrolisi a base della produzione dell'idrogeno “verde”) e dal processo di trasformazione industriale per la produzione di idrogeno “grigio” dal *reforming* del gas naturale²³.

Un'altra appetibile opzione per produrre idrogeno verde sul settore idroelettrico: il progetto per la realizzazione di una nuova diga per la centrale idroelettrica di Mphanda Nkuwa sul fiume Zambesi potrebbe essere funzionale a questa prospettiva. La nuova centrale – il cui costo è stato stimato in 5 miliardi di dollari per sette anni di lavori – dovrebbe produrre 1.500 megawatt di energia pulita, che andrebbe ad aggiungersi agli oltre 2 mila megawatt prodotti dalla centrale idroelettrica di Cahora Bassa, permettendo così di raggiungere l'obiettivo della completa elettrificazione nazionale entro il 2030²⁴.

²⁰ “Mozambique commissions a 41MW Solar Power Plant, its largest, in gas rich province”, *African Oil+Gas Report*, 5 aprile 2022.

²¹ J. Mandali, “Mozambique: Total Energy, Won To Build A Solar Power Plant”, *Africa Energy Insights*, 2022.

²² Colantoni et al. (2022), p. 39.

²³ “Towards a next generation renewable energy source – a natural hydrogen solution for power supply in Africa”, HyAfrica, LEAP-RE.

²⁴ K.K. Klomegah, “Mozambique Readies For Developing Mphanda Nkuwa Hydroelectric Project”, *Modern Diplomacy*, 4 ottobre 2022; J. Hanlon, “Mphanda Nkuwa hydrogen; special report”, *Africa Press*, 2 luglio 2022.

Conclusioni

La disponibilità di riserve di gas naturale e di un potenziale notevole di energie rinnovabili giustifica e legittima le ambizioni del Mozambico di diventare un *supplier* energetico globale.

Tuttavia, il problema della stabilità nelle province settentrionali rimane un'incognita rilevante, capace di condizionare lo sviluppo di progetti e la sicurezza delle infrastrutture energetiche, sia i terminali gnl *onshore* e sia i progetti incentrati sulle rinnovabili come le centrali solari e quelle idroelettriche.

Dalla prospettiva della UE, il Mozambico rappresenta un partner energetico alternativo alla Russia, capace di convogliare nel breve-medio periodo importanti volumi di gas liquefatto per soddisfare la domanda europea. Allo stesso tempo, è opportuno sottolineare come il transito attraverso il *chokepoint* marittimo di Bab el Mandab (tra Yemen ed Gibuti-Eritrea) possa risultare potenzialmente pericoloso in termini di sicurezza energetica e regolarità degli approvvigionamenti, a causa dei frequenti attacchi terroristici alle infrastrutture energetiche degli Houthi sul Mar Rosso o per eventuali azioni dei pirati e di terroristi jihadisti legati ai somali al-Shabaab o ad al-Qaeda nella Penisola Arabica. Inoltre, un eventuale incidente nel congestionato canale di Suez (come avvenuto nel 2021) imporrebbe alle navi metaniere provenienti dal Mozambico un tragitto alternativo (circumnavigando l'Africa) con costi e tempi maggiori.

Il coinvolgimento delle compagnie energetiche asiatiche nelle varie *joint venture* per i progetti offshore mozambicani (la cinese CNPC, la sudcoreana Kogas, l'indiana ONGC, la giapponese Mitsui) lascia presupporre che questi mercati diventeranno i principali acquirenti del gas prodotto a Rovuma: Giappone, Cina e Corea del Sud sono le tre nazioni al mondo maggiori importatrici di gas naturale sotto forma liquida (unica modalità di approvvigionamento per Giappone e Sud Corea data la loro conformazione geografica di isola e penisola) e disposte a pagare dei prezzi concorrenzialmente elevati per assicurarsi gli approvvigionamenti di questo nuovo fornitore globale.

Inoltre, queste tre nazioni dell'Asia orientale e l'India dipendono fortemente dalle importazioni di Gnl provenienti dal Qatar, che devono attraversare lo stretto di Hormuz – un altro *chokepoint* particolarmente vulnerabile in una prospettiva geopolitica per le tensioni tra Iran e petromonarchie sunnite – mentre le esportazioni del Mozambico attraverso l'Oceano Indiano devono affrontare solamente il transito nel *chokepoint* energetico di Malacca (eccetto per l'India che importerebbe Gnl dal Mozambico senza dipendere dal transito in vulnerabili *chokepoints* energetici).

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

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: st_affari_esteri@camera.it

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

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