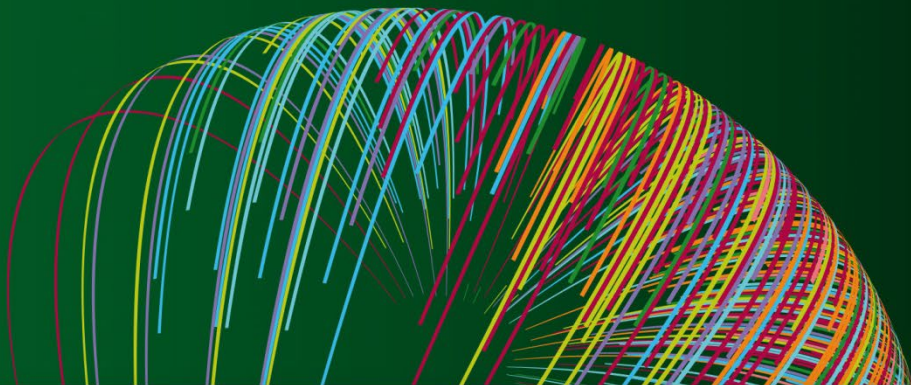


Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Giugno 2024

n. 10 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 10 (n.s.) – giugno 2024

Focus

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

AUTORI

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

Agata Gugliotta (RIE) – CAPITOLO 1

Fabio Indeo (Università degli Studi di Siena) – CAPITOLO 6

Aldo Liga (ISPI) – CAPITOLO 9

Lisa Orlandi (RIE) – CAPITOLO 2

Federica Prandin (Università di Helsinki) – CAPITOLO 7

Chiara Proietti Silvestri (RIE) – CAPITOLO 3

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 5

Marco Siddi (Università di Cagliari) – CAPITOLO 7

Antonio Sileo (Fondazione Eni Enrico Mattei e GREEN-Università Bocconi) – CAPITOLO 4

Paolo Sorbello (Vlast.kez) – CAPITOLO 8

Focus Sicurezza energetica

n. 10 (n.s.) – giugno 2024

Sommario

1. Carbone: cresce globalmente, ma si arresta in Europa e negli Usa.....	5
2. Il mercato petrolifero: l'equilibrio futuro dipenderà dai consumi.....	18
3. Le materie prime della transizione, “critiche” anche per la sicurezza energetica.....	28
4. La difficile diffusione delle vetture elettriche: quale contributo alla decarbonizzazione?	36
5. Stop ai nuovi terminal di gnl negli Usa: quali implicazioni per la sicurezza energetica europea.....	45
6. Il processo di metanizzazione in Sardegna tra sicurezza energetica nazionale e hub geografico d'importazione	55
7. La diplomazia nucleare della Federazione Russa	63
8. Le mancate transizioni energetiche in Kazakistan	68
9. L'energia in Libia: un motore in stallo	74

1. Carbone: cresce globalmente, ma si arresta in Europa e negli Usa

Agata Gugliotta

Dopo l'*annus horribilis* della pandemia (2020) in cui il carbone ha registrato un'ulteriore contrazione di domanda rispetto al calo già subito l'anno precedente, segnando un -4% su base annua (tasso mai così basso dalla Seconda Guerra Mondiale), che aveva indotto erroneamente a pensare a un picco storico di domanda ormai raggiunto e superato, a partire dal 2021 i consumi di carbone sono tornati a crescere (+5,8%), riportandosi su livelli superiori al 2019 e ai massimi dal 2014. La crescita non solo non è stata circoscritta e temporanea, come da più parti profetizzato, ma si è estesa anche nei due anni successivi: i prezzi record del gas e il contestuale minor apporto di fonti alternative ne hanno supportato la richiesta in tutte le principali aree di consumo nel 2022, mentre maggiori consumi di carbone di Paesi come Cina, India, Indonesia, Vietnam e Filippine (che insieme rappresentano il 70% del consumo globale) hanno sostenuto l'aumento nel 2023. E i primissimi dati del 2024 non sembrano ancora indicare una strutturale inversione di tendenza. Tuttavia, se complessivamente su base globale i consumi corrono, su base regionale si assiste ai primi rallentamenti, con le principali economie avanzate, *in primis* Stati Uniti ed Europa, che registrano un decremento a due cifre. L'articolo si propone di ripercorrere le principali dinamiche di domanda e offerta del carbone a livello mondiale, con un focus in particolare sull'utilizzo di questa fonte nella generazione elettrica dei principali Paesi europei e dell'Italia.

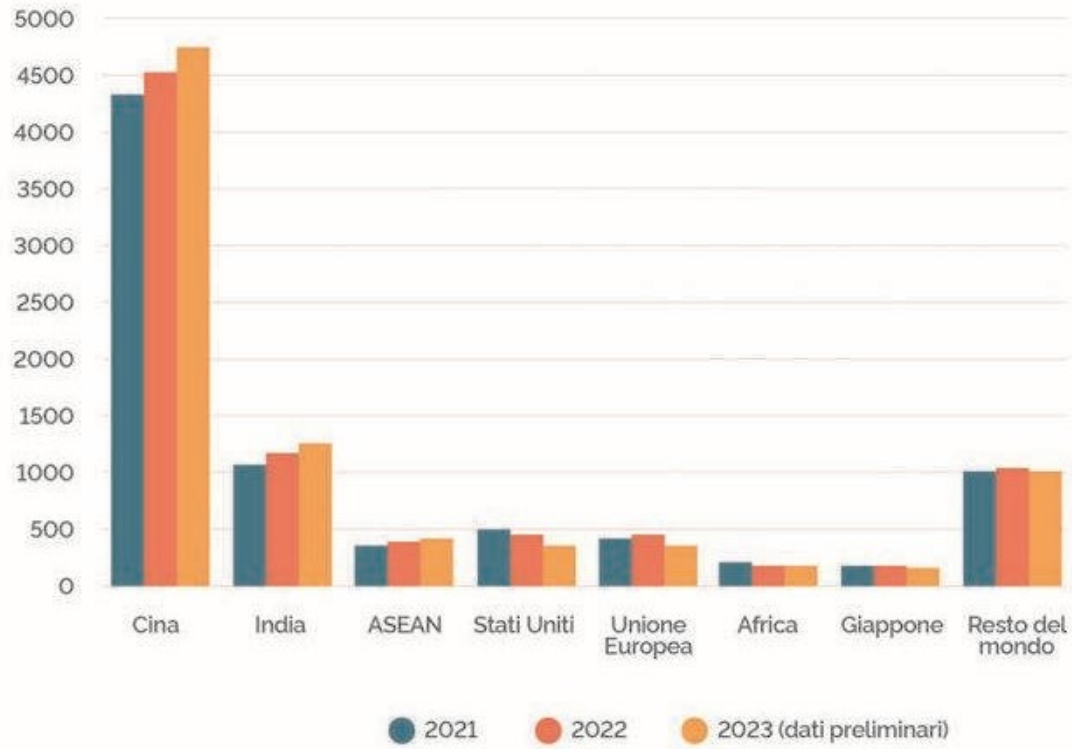
Domanda di carbone: in crescita di alcuni Paesi...

Nel 2023, secondo i dati preliminari rilasciati¹ dall'Agenzia per l'Energia di Parigi, la domanda di carbone si attesta a 8.550 milioni di tonnellate (Mt), in aumento dell'1,4% su base annua e più elevata rispetto ai livelli già record del 2022. A fare da traino è stata la maggiore richiesta di Paesi come Cina, Filippine, India, Indonesia e Vietnam (che insieme rappresentano il 70% del consumo globale), che ha controbilanciato il calo dei consumi nelle principali economie avanzate, soprattutto di Stati Uniti ed Europa. Nei primi due mesi del 2024² (unici dati a disposizione), a livello globale, il carbone continua a coprire una share nella produzione elettrica del 37%, in linea con il trend degli ultimi anni, anche se i principali istituti di previsione indicano una flessione su base annua.

¹ International Energy Agency (IEA), *Coal 23 Analysis and forecast to 2026*, dicembre 2023.

² Ember, *Electricity Data Explorer*.

FIG. 1.1 - CONSUMI TOTALI DI CARBONE PER AREA



Fonte: elaborazione RIE su dati AIE Coal 23 Analysis and forecast to 2026

Da un punto di vista regionale, è la Cina a confermarsi di gran lunga il più importante consumatore di carbone al mondo: con 4.500 Mt circa, in crescita del 4,9% sull'anno precedente, assorbe oltre metà della richiesta globale. L'aumento trova giustificazione nella maggiore richiesta del settore della generazione elettrica, stimabile in un +7% e nella ripresa del Pil, che secondo le prime stime preliminari è cresciuto del 5,9% rispetto al 2,2% del 2022, che fu caratterizzato da periodiche chiusure forzate delle attività industriali per contenere la diffusione di Covid-19. Inoltre, la maggiore richiesta muove dalle frequenti ondate di calore che si sono abbattute in diverse province del Paese (Pechino ha registrato le più alte temperature di sempre) e dal contestuale periodo di siccità che ha compromesso, soprattutto nel primo semestre dell'anno, la produzione idroelettrica.

Anche nei settori diversi da quello termoelettrico, che assorbono circa il 40% degli usi complessivi di questa fonte, si registra una crescita dei consumi, anche se più contenuta rispetto a quella riscontrata per la generazione elettrica, sulla scia di una maggiore produzione delle industrie energivore, come acciaio e cemento, ma anche di altri settori come il tessile, l'agroalimentare, la carta e il residenziale.

I primi dati del 2024, benché disponibili fino ad aprile e circoscritti solo alla generazione elettrica, ci restituiscono consumi in crescita: +6% rispetto al pari periodo 2023, sulla scia della maggiore richiesta di elettricità del settore industriale ma anche dei servizi.

Se la Cina è il Paese in cui si consuma più carbone, l'India è quello in cui la domanda cresce di più³. Dopo il +14% del 2021 e +9% del 2022, l'anno scorso la richiesta di questo fossile è aumentata di un ulteriore 8,4%, per un volume nell'intorno a 1.260 Mt. Ancora una volta l'incremento maggiore è riscontrabile nella generazione elettrica, +9% sul 2022, che risente positivamente da un lato, della ripresa economica e di maggiori consumi elettrici (+7%), dall'altro, di un maggior output carbonifero nazionale che, soddisfacendo gran parte della domanda, ha ridotto l'esposizione sul mercato internazionale nonché la necessità di ricorrere alle più costose importazioni. Un contesto macroeconomico complessivamente di crescita e una conseguente maggiore produzione industriale ha favorito anche un incremento della richiesta negli usi finali diversi dal termoelettrico, soprattutto per la produzione del cemento e del ferro. Così come la Cina, anche in India, i consumi di carbone nel mix di generazione elettrica aumentano: +10% nel primo trimestre 2024 vs il corrispettivo periodo del 2023 e un'incidenza del 79% sull'elettricità prodotta, sulla scia di una politica governativa più preoccupata a preservare la sicurezza energetica del Paese che a ridurre le emissioni di inquinanti.

Nello stesso mood di crescita si collocano anche i Paesi del blocco Asean (Associazione delle Nazioni del Sud-est asiatico), che, come area, segna complessivamente un +7,5% in risposta a un maggior fabbisogno elettrico. A rappresentare gran parte dell'aumento è l'Indonesia che chiude il 2023 con +11% e con previsioni di crescita anche per i prossimi due-tre anni, specie per supportare la lavorazione del nickel, minerale fortemente richiesto dal mercato internazionale, che, in alcune fasi di processo, utilizza carbone.

Anche i consumi russi dovrebbero risultare in aumento, ma la poca trasparenza nella trasmissione dei dati rende difficile una quantificazione puntuale.

... in calo in altri

In maniera speculare ai Paesi asiatici, la richiesta di carbone in altri mercati si riduce, anche se a diverse velocità di decrescita a seconda delle specificità regionali. Nel continente africano, nel 2023, i consumi si contraggono appena del 2% a causa delle criticità alle infrastrutture di generazione elettrica del Sud Africa (che da solo assorbe oltre l'80% del consumo di questa fonte dell'intero continente), mentre in Giappone la variazione negativa sale all'8%, in ragione del maggior apporto delle centrali nucleari per cui è stata approvata, tra l'altro, l'estensione dell'operatività oltre i 60 anni.

Il tasso di declino diventa invece più marcato andando verso Ovest, con gli Stati Uniti che segnano un -21% e l'Unione europea -23%.

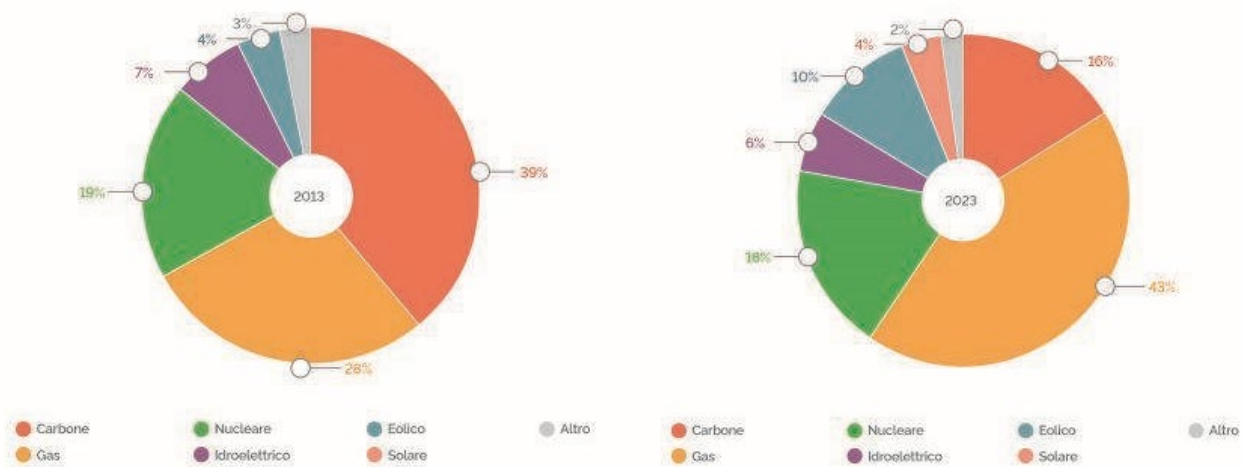
Partiamo dal Paese a stelle e strisce, dove il calo dello scorso anno si colloca in linea con il trend di decrescita progressivo e strutturale intrapreso dal settore a partire dal 2014. Da un

³ Considerando i consumatori più grandi in termini di volumi richiesti.

lato, politiche ambientali via via più stringenti e vincoli emissivi per le centrali sempre più severi e dall'altro maggior convenienza a switchare verso fonti alternative, rinnovabili e gas, quest'ultimo meno inquinante e con volumi prodotti internamente via via più elevati e competitivi sotto il profilo dei prezzi, giustificano questa tendenza. Fa eccezione solo il 2021 in cui i consumi hanno conosciuto un *rebounding* del 15%, in ragione della ripresa economica post-pandemia – che ha trainato con sé i consumi tanto dell'industria quanto del comparto elettrico – e dell'aumento dei prezzi del gas, ai massimi da decenni e su livelli pari al doppio rispetto al 2020.

Negli Usa negli ultimi 10 anni la quota di carbone nella generazione elettrica (settore che assorbe oltre il 90% della domanda complessiva di questa fonte), si è ridotta drasticamente passando da quasi il 40% del 2013 al 16% ca. nel 2023⁴, 4 punti percentuali in meno rispetto all'anno precedente. E i primi dati del 2024 confermano questo trend, visto che da gennaio ad aprile il carbone mediamente ha coperto solo il 14% del mix elettrico. Un minor apporto di questa fonte, a fronte di consumi elettrici sostanzialmente stabili o lievemente in crescita, è stata possibile grazie ad un maggior ricorso al gas naturale – che nel 2015 ha sottratto al carbone il primato di fonte principale nella produzione di elettricità – ed all'aumento delle energie rinnovabili, *in primis* eolico. La loro quota, nell'ultimo decennio, è aumentata dal 28 al 43%, per il gas naturale e dal 4 al 10%, per l'eolico.

FIG. 1.2 - MIX DI GENERAZIONE ELETTRICA NEGLI STATI UNITI: 2013 VS 2023



Fonte: elaborazione RIE su dati Energy Information Administration e Department of Energy

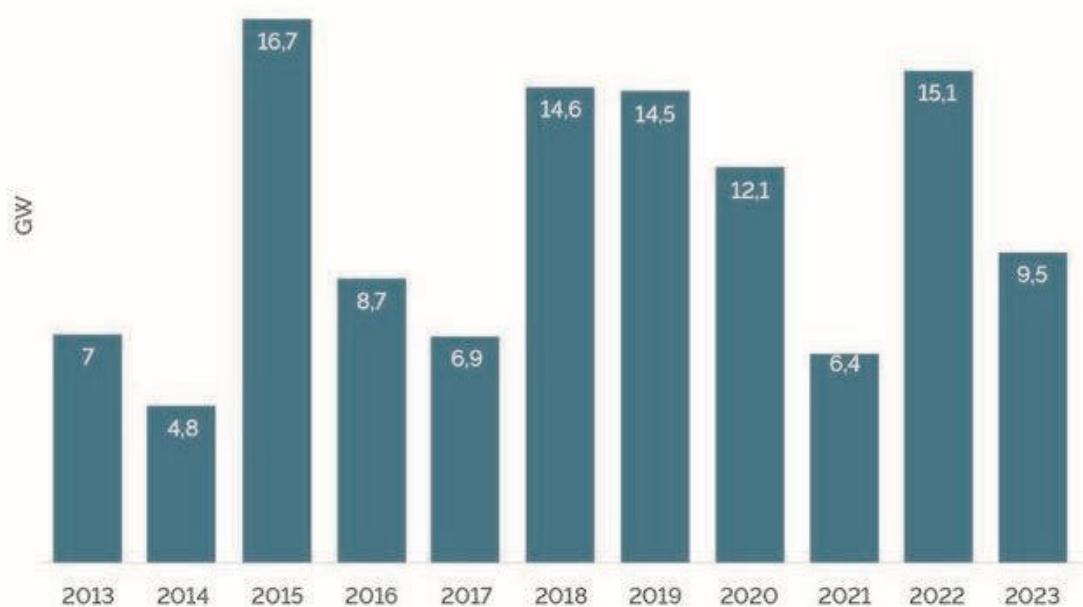
Contestualmente, il minor uso nel termoelettrico si è tradotto in *phase-out* di capacità di generazione a carbone che, nel periodo sopra considerato, si è ridotta di quasi 115 GW⁵, il 90% dei quali derivanti da centrali entrate in funzione prima del 1980. Ulteriori 1,4 GW sono stati dismessi nei primi 4 mesi del 2024.

⁴ Energy Information Administration (Eia) Department of Energy (Doe), *Electricity Net Generation: total all sector*.

⁵ Energy Information Administration (Eia) Department of Energy (Doe), *Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (based on Form EIA-860M as a supplement to Form EIA-860)*, gennaio 2024.

A tendere questi numeri sono destinati ad ampliarsi: le previsioni stilate “solo” sulla base dei piani presentati dalle utilities, infatti, stimano lo spegnimento di ulteriori 40 GW al 2030⁶, mentre nessuna nuova centrale a carbone è prevista in costruzione.

FIG. 1.3 - CAPACITÀ A CARBONE RITIRATA NEGLI STATI UNITI



Fonte: elaborazione RIE su dati Energy Information Administration e Department of Energy

Spostandoci nel Vecchio Continente, il 2023 ha visto un calo drastico dell’uso di carbone (-23% sull’anno precedente). Sono infatti venuti meno i fattori che avevano sostenuto la domanda nel 2022, ovvero: prezzi record del gas che hanno toccato valori insostenibili a seguito dello scoppio della guerra russo-ucraina e le conseguenti misure governative per contenerne i consumi; fattori di convenienza economica e fattori commerciali (i minori costi hanno imposto di diritto la produzione a carbone nell’ambito delle diverse opzioni); insufficiente disponibilità di fonti alternative, in primis l’idroelettrico, che ha risentito del caldo intenso e della siccità, e del nucleare d’oltralpe (con la Francia che non ha potuto disporre di 32 dei suoi 56 reattori). Nell’anno appena passato, il ricorso al carbone è stato molto più contenuto, soprattutto nel suo principale settore d’impiego – la generazione elettrica – dove è stato consumato circa il 27% in meno⁷, per un peso complessivo sul mix elettrico sceso dal 16% del 2022 al 12% (quasi la metà del dato 2015).

Tre i fattori alla base di un tale andamento: 1) la significativa riduzione della domanda elettrica (-3,2% sul 2022 e -6,5% sulla media 2017-21⁸) che ha risentito di un clima particolarmente mite, delle misure di risparmio energetico e di prezzi di elettricità e gas rimasti elevati benché

⁶ Energy Information Administration (Eia) Department of Energy (Doe), *Electric Power Monthly*, gennaio 2024.

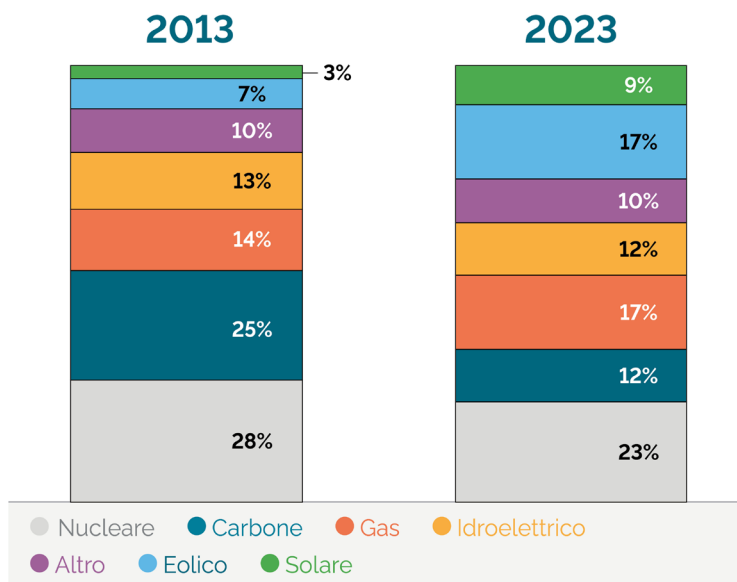
⁷ Ember, *Electricity Data Explorer*..., cit.

⁸ ICIS Analytics, *Understanding European power demand, Part I: What happened in 2023?*, gennaio 2024.

sotto i picchi del 2022 che hanno, a loro volta, contribuito alla contrazione dei consumi industriali; 2) prezzi più bassi del gas che hanno reso i suoi costi marginali di generazione molto più competitivi, rendendolo preferibile al più inquinante carbone; 3) l'aumentata incidenza delle fonti rinnovabili, con l'idroelettrico tornato a crescere (+15%) dopo il siccitoso 2022, l'eolico che segna un +13% e il solare +18%, per una quota complessiva sul mix elettrico delle tre fonti che guadagna quasi 4 punti percentuali sull'anno prima, attestandosi su valori prossimi al 35%. Merita, però rilevare, come la buona performance delle rinnovabili (+130 TWh prodotti) non sarebbe stata sufficiente a compensare, in assenza di un calo dei consumi, il rallentamento delle fossili (-198 TWh), a riprova della necessità di accelerare nello sviluppo di capacità da fonti rinnovabili per traguardare gli ambiziosi obiettivi fissati dalle istituzioni comunitarie.

Fattori che si ripetono e, in alcuni casi, si consolidano anche nei primissimi mesi del 2024: da gennaio ad aprile, dati consumi di elettricità stabili rispetto al pari periodo 2023, la richiesta di carbone scende al di sotto dei 100 TWh (-27% su pari periodo 2023, e -61% rispetto a 10 anni fa), la più bassa almeno dal 2015. A flettersi, però, è anche il gas che registra una variazione negativa dell'11%. Al contrario crescono tutte le altre energie rinnovabili, con l'idroelettrico che, da solo, segna quasi un +25%, il solare il 22% e l'eolico l'11%, soddisfacendo complessivamente il 44% dell'energia elettrica prodotta dall'Unione.

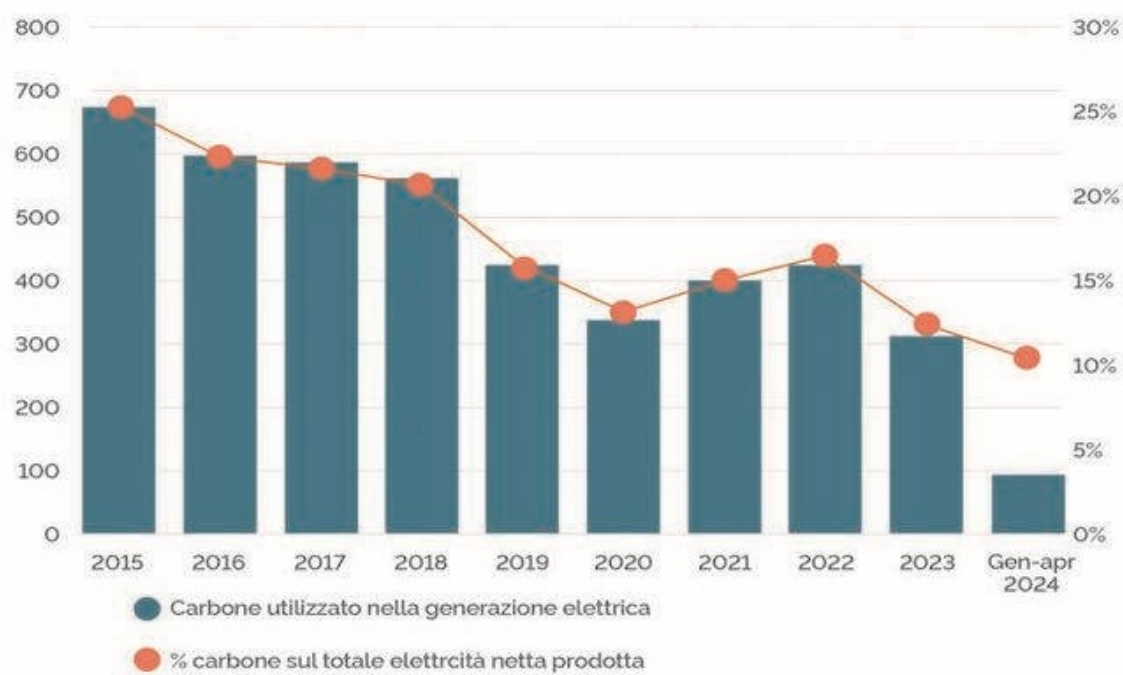
Mix generazione elettrica UE 27



Fonte:
Elaborazioni RIE su dati Ember



FIG. 1.4 - PRODUZIONE NETTA DI ELETTRICITÀ A CARBONE IN UE 27 2015-23 (ASSE DESTRA)
E QUOTA DEL CARBONE SUL MIX ELETTRICO (ASSE DI SINISTRA)



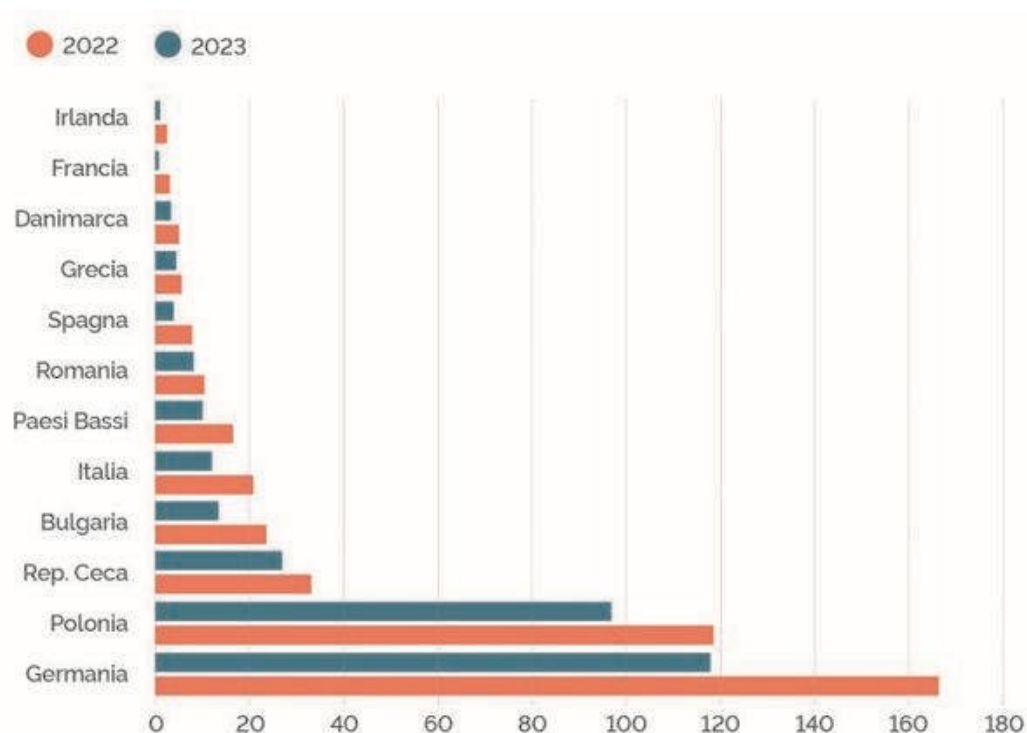
Fonte: elaborazione RIE su dati Ember

Un'analisi dell'andamento dell'utilizzo del carbone nei principali Paesi europei

Pur all'interno di peculiarità regionali, da una disamina dei principali Paesi europei emerge un calo generalizzato dei consumi di carbone che ha interessato indistintamente ogni Paese dell'UE, con alcuni che hanno completamente azzerato l'utilizzo di questo combustibile, dopo essere stati costretti a ricorrervi nel 2022 come misura di emergenza per fronteggiare la crisi gas a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina⁹. Il calo ha interessato soprattutto il comparto della generazione elettrica dove il carbone è stato sostituito da fonti alternative, soprattutto nucleare e rinnovabili.

⁹ A. Gugliotta, "Il carbone: ancora protagonista del mix energetico", *Newsletter GME*, n. 164, novembre 2022

FIG. 1.5 - CONSUMO DI CARBONE NEL SETTORE TERMOELETTTRICO NEI PRINCIPALI PAESI CONSUMATORI IN UE-27: 2023 vs 2022



Fonte: elaborazione RIE su dati Ember e Terna

In Germania, dove nel 2022 la forte dipendenza dal gas russo aveva imposto la necessità di bruciare più carbone (+10% vs 2021), nel 2023 la domanda si è contratta in maniera decisa, con il solo settore della generazione che ha consumato quasi il 30% in meno. Minori consumi di elettricità per via di un clima mite e di una frenata della locomotiva economica, costi più bassi del gas e la disponibilità di fonti alternative giustificano tale andamento. Un contesto di rallentamento che, insieme al venir meno dell'urgenza che ha caratterizzato i primi mesi dopo lo scoppio del conflitto russo-ucraino, ha indotto il governo a non estendere oltre il 31 marzo 2024 le disposizioni legislative che imponevano il ritorno sul mercato di 7 GW di unità di riserva di centrali a carbone.

Il quadro d'insieme non cambia nemmeno nel 2024 e i dati relativi ai primi 4 mesi dell'anno ci restituiscono un nuovo calo dei consumi di carbone sia in termini assoluti (-28%), sia in termini di peso sul totale dell'energia elettrica generata, per una share che dal 28% del periodo gennaio-aprile 2023 si porta al 21% del corrispondente periodo 2024.

Una contrazione nei consumi di carbone (-18%) è riscontrabile anche nella "dark" Polonia, dove tradizionalmente questo fossile è la prima fonte del mix elettrico, assorbendo circa il 70%. A influire è stato il calo della domanda elettrica (-6%) e il maggior peso delle fonti rinnovabili, soprattutto dall'eolico *onshore*¹⁰. Vincoli comunitari sempre più stringenti e

¹⁰ NFP, *Poland produced record 26% of electricity from renewables in 2023*, 3 gennaio 2024

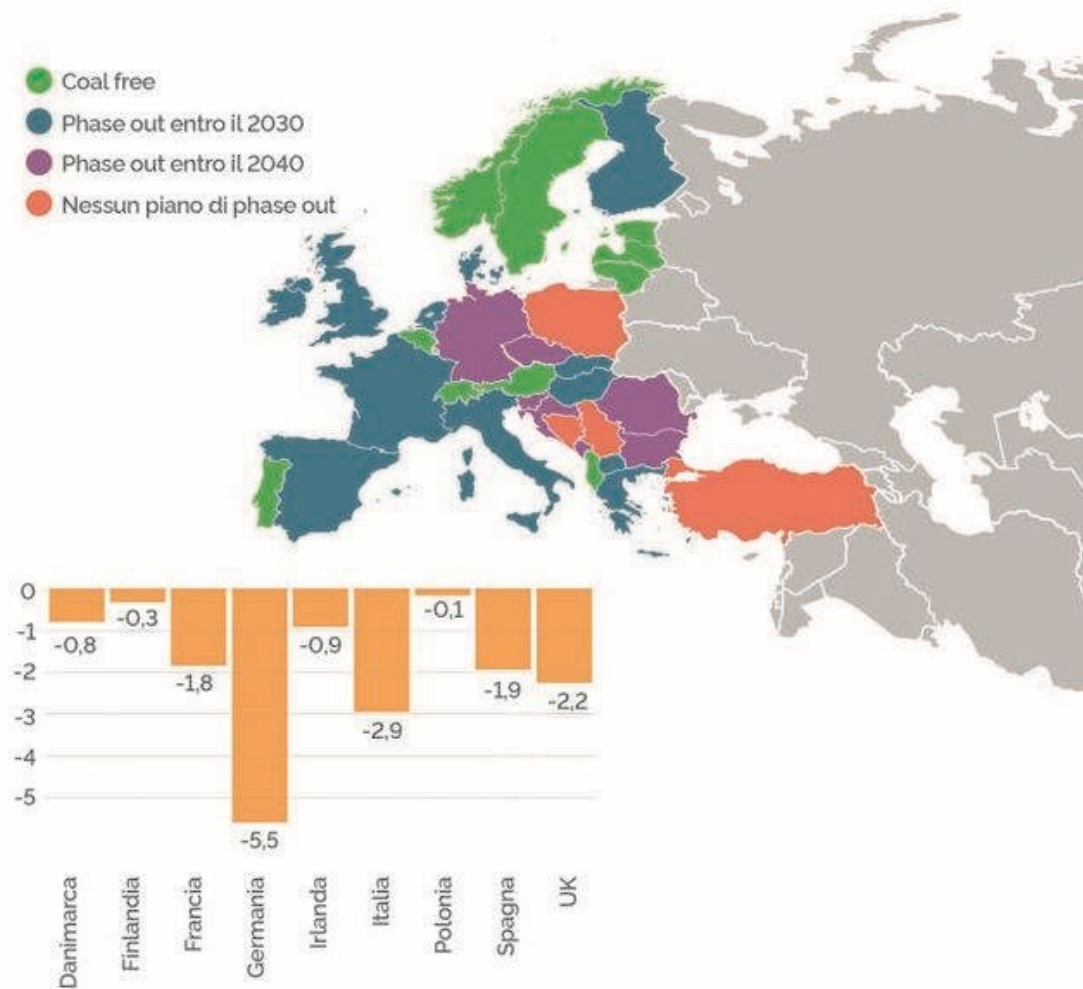
obiettivi sfidanti di decarbonizzazione hanno spinto, infatti, verso l'installazione di nuova capacità rinnovabile, mentre una maggiore sensibilità verso i temi ambientali del nuovo governo, insediatosi a ottobre 2023, ha aperto alla possibilità di fissare, per la prima volta, un piano di *phase-out* dal carbone. In calo i consumi, anche se in maniera meno marcata, anche a inizio 2024: -7% (nel periodo gennaio-aprile) e una perdita di 6 pp nel mix di generazione a parità di richiesta elettrica nazionale.

La Francia, che nel 2022, risentendo dell'indisponibilità di parte del suo parco centrali nucleari (32 dei 56 reattori fermi per diverse problematiche), aveva dovuto ricorrere al carbone per produrre circa 3 TWh di elettricità, nel 2023 ne ha ridotto il consumo a poco meno di 1 TWh, sulla scia del maggior apporto di altre fonti, *in primis* dell'atomo (+15%)¹¹, fino ad azzerarlo quasi completamente nel 2024 (dati fino ad aprile).

Il trend di riduzione che sta caratterizzando questa fonte unitamente a un contesto energetico diverso rispetto a quello di crisi del 2022, ha riposto i piani di *phase out* dal carbone in cima alle agende dei governi europei. In alcuni casi sono stati confermati gli obiettivi e il timing fissato negli scorsi anni, in altri anticipati (la Slovacchia potrebbe riuscirvi prima del 2030), in altri, invece, per ragioni e difficoltà varie posticipati (tipo l'Italia). Rimangono però ancora realtà (vedi la Polonia) in cui non solo non è stata individuata una data di uscita definitiva, ma in cui le forti opposizioni interne rendono difficile e divisivo il dibattito nelle sedi istituzionali. E questo in ragione del ruolo importante che l'industria estrattiva del carbone ha per l'economia del Paese, in termini di Pil e di posti di lavoro, nonché per il peso riservatogli nel mix di generazione elettrica e per la cui sostituzione sono richiesti enormi sforzi.

¹¹ Il nucleare in Francia cresce di un 15% sui 12 mesi precedenti, pur rimanendo ancora al di sotto della media 2017-2021, consentendo così al paese di tornare ad essere un tradizionale esportatore di elettricità ai paesi limitrofi. Status consentito anche da una crescita del 16% della generazione a rinnovabile, sia idroelettrico in ripresa rispetto al difficile 2022, ma anche di eolico e solare, il cui output è aumentato per migliori condizioni meteorologiche e crescenti installazioni di nuovi impianti.

FIG. 1.6 - STATO DI AVANZAMENTO POLITICHE DI *PHASE OUT* IN EUROPA E CAPACITÀ A CARBONE CHE VERRÀ RITIRATA ENTRO IL 2025



Fonte: elaborazione RIE su dati S&P Global Commodity Insights, Beyond Fossil Fuels. Mappa realizzata con Mapchart

Un'accelerazione di tali piani di uscita dovrebbe tradursi già entro la fine del prossimo anno nel ritiro di circa 16,6 GW di capacità a carbone in diversi Paesi europei, la maggior dei quali previsti in Germania, dove però a essere spenti saranno soprattutto gli impianti di *hard coal*, lasciando invece più tempo per lo spegnimento delle più inquinanti centrali a lignite.

Il consumo di carbone in Italia

Così come altri Paesi europei, anche in Italia, la domanda primaria di carbone dopo essersi ridotta in maniera netta nel biennio 2019-20 (in media oltre il 20%), ha conosciuto una sostenuta ripresa nel 2021 e nel 2022, rispettivamente +10 e +25%, riportandosi oltre i livelli pre-Covid. Nel 2022, in particolare, la variazione positiva è risultata più marcata per il

maggior ricorso negli usi termoelettrici (+60% includendo anche l'olio combustibile)¹², come conseguenza dell'urgenza di sopperire all'ammancio del gas proveniente da Mosca.

Tuttavia, a partire dal 2023, il trend s'inverte il consumo di combustibili solidi inizia a contrarsi per volumi tornati sui livelli del 2020. Calo che si sta andando a consolidare anche nel 2024.

L'anno scorso, il fabbisogno di carbone si è ridotto su base annua di un 30%¹³, in ragione, principalmente, di un minor utilizzo nella termoelettrica che complessivamente, su base annua, segna -42% (12,1 GWh vs i quasi 20,8), per un peso sul mix elettrico che si ferma ad appena il 4% (in calo di 3 punti percentuali rispetto all'anno precedente). Nell'arco dei dodici mesi, a eccezione del I trimestre, in cui si è bruciato il 24% di carbone in più rispetto al pari trimestre del 2022, la riduzione è risultata costante e progressiva, con consumi in calo di oltre il 50% nel secondo e terzo trimestre, fino a superare la soglia del 70% nel quarto.

Un altro dato dà contezza dell'andamento decrescente che ha caratterizzato questo fossile nel nostro Paese: l'anno scorso, relativamente alle ore per le quali risulta possibile identificare esattamente la tecnologia marginale che fissa il prezzo elettrico (l'80% ca. di quelle complessive), il carbone ha "chiuso" il prezzo per l'1,6% delle ore in confronto al 5% circa dell'anno prima.

Tale esito è la risultante da un lato, dell'interruzione nel corso del 2023¹⁴ delle iniziative di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali a carbone messe in atto durante il periodo più critico della crisi gas, dall'altro di una minore domanda di elettricità (-2,8% sul 2022 e -4,3% sul 2021) ai minimi dal 2001 (a eccezione dello straordinario 2020) contestuale al record storico d'importazione (+8 TWh, +19%) e a una maggiore incidenza sul mix delle fonti rinnovabili, che hanno soddisfatto il 36,8% della richiesta elettrica, guadagnando quasi 6 punti percentuali sul 2022. Tra le Fonti di energia rinnovabile (Fer), l'idro rinnovabile ha superato i 38 TWh, lontano dai quasi 45 del 2021, ma in crescita del 36% ca. sul 2022, trainato da precipitazioni più abbondanti. Da segnalare anche la crescita di produzione da eolico e da solare, quasi +15% e +11% ca. in ragione anche di un deciso incremento delle installazioni¹⁵.

Il quadro non è molto dissimile nei primi mesi del 2024: da gennaio ad aprile, l'Italia ha consumato 1,3 TWh di carbone, in riduzione di quasi l'80% rispetto ai 6,2 TWh del pari periodo 2023, per un'incidenza sulla richiesta complessiva di elettricità dell'1,3%. Ancora una volta, dati consumi elettrici stabili, il carbone, così come le altre fonti fossili, vengono rimpiazzate 1) dal maggior apporto delle fonti rinnovabili (+34%), con l'idroelettrico che da solo raddoppia il suo output e 2) dalle importazioni dall'estero che continuano a crescere in

¹² ENEA, *Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano anno 2022*, 7 aprile 2023.

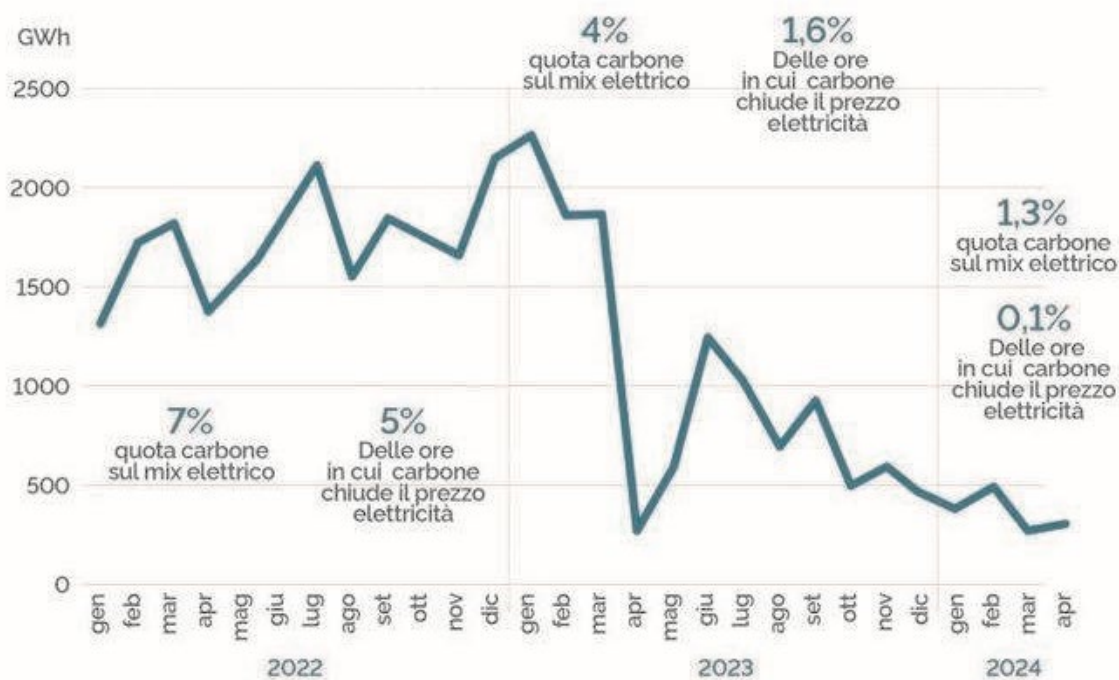
¹³ ENEA, *Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano anno 2023*, 29 febbraio 2024.

¹⁴ Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con un atto di indirizzo ha esteso solo fino al 30 settembre 2023 il programma di massimizzazione della produzione delle centrali elettriche alimentate da fonti diverse dal gas naturale, al fine di ridurre i consumi di metano. La massimizzazione era stata decretata nell'estate del 2022.

¹⁵ Nel 2023, la capacità Fer in esercizio è aumentata di 5,8 GW, un incremento dell'87% rispetto al 2022 (2,6 GW di installato).

ragione di prezzi alla frontiera più bassi. Nei primi 4 mesi del 2024, il carbone ha chiuso il prezzo solo per lo 0,1% delle ore.

FIG. 1.7 - ANDAMENTO CONSUMI CARBONE (GWh) PER LA GENERAZIONE ELETTRICA, QUOTA CARBONE NEL MIX E ORE IN CUI CHIUDE IL PREZZO



Fonte: elaborazione RIE su dati Terna e GME

Quali prospettive per il futuro del carbone?

Il 2023 si chiude e il 2024 si apre con il carbone che va a due velocità: in una parte del mondo, la domanda corre ancora troppo velocemente, nell'altra, invece, subisce una violenta frenata anche se ancora non sufficiente da far invertire il trend. Ma se si ha certezza di quel che è stato, dubbi e interrogativi sorgono su quel che sarà. L'Aie (Agency International Energy) stima un calo della domanda globale di carbone già da quest'anno e il raggiungimento di un plateau al 2026, ma i continui investimenti in nuove centrali in alcuni colossi asiatici e il ritmo, ancora troppo lento, con cui le rinnovabili s'impongono nel mix energetico globale mettono in dubbio l'attendibilità di tali previsioni. Nel mezzo ci stanno i buoni propositi, come l'impegno preso durante l'ultimo G7 Clima, Energia e Ambiente di Torino, in cui, non senza difficoltà, è stata fissata come deadline per l'uscita dal carbone il 2035. Una data frutto del compromesso fra quei Paesi che ancora continuano a sostenere l'utilizzo del carbone come fonte energetica (Giappone) e quelli come la Francia, che, poco dipendenti da questa fonte, ne chiedono un cronoprogramma di uscita molto stringente. L'Italia, come ha spiegato il ministro Pichetto Fratin "è pronta a dire addio al carbone, la fonte fossile che genera più gas serra". Quanto ai tempi, però, se nel giro di un anno è verosimile completare il processo di dismissione delle centrali nell'Italia Continentale, qualche anno in più (2027, il Piano

Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima-Pniec¹⁶ parla di 2028) sarà necessario per la Sardegna (l'area del Sulcis). Si tratta di una data che ragioni di sicurezza e altre criticità hanno procrastinato nel tempo, contravvenendo all'obiettivo di *phase out* al 2025 così come delineato nella Strategia energetica nazionale (Sen) del 2017 e confermato nel Pniec del 2019.

¹⁶ Nuova versione Pniec, 2023.

2. Il mercato petrolifero: l'equilibrio futuro dipenderà dai consumi

Lisa Orlandi

Nella prima metà del 2024 le quotazioni hanno oscillato all'interno della forchetta 70-95 doll/bbl, seguendo un andamento simile a quello riscontrato nel 2023. Un range tutto sommato contenuto se si pensa che dura da un anno e mezzo e, soprattutto, rispetto alle montagne russe a cui questa commodity ci ha storicamente abituati. Nell'analisi delle variabili che guidano i prezzi emerge con evidenza come i fondamentali reali, o meglio l'opinione prevalente sull'evoluzione degli stessi, sia tornato a essere il fattore di maggior condizionamento. Tuttavia, la forte diversità di vedute sul futuro equilibrio domanda-offerta e sull'annoso tema del *peak oil* confonde chi opera e chi cerca di interpretare questo mercato. Vale poi la pena sottolineare come l'elemento geopolitico non sia affatto scomparso: non è più, semmai, una variabile guida delle quotazioni ma, in determinate circostanze, può fungere da amplificatore; di certo, ridefinisce il perimetro del mercato, ridisegnando i rapporti di potere e le relazioni tra Stati, con un effetto che – a tendere – potrà dispiegarsi anche sui prezzi.

Nel presente articolo si cercherà di comprendere quali sono le variabili che, a oggi, conferiscono al mercato una sostanziale stabilità impedendo *spike* o crolli consistenti. Si farà anche riferimento alle divergenti previsioni di domanda sia di breve che di lungo periodo e alla conseguente difficoltà di orientarsi nell'elaborazione di scenari.

Ci ha abituati a tutto, il petrolio. La sua lunga storia ci ha insegnato come le dinamiche di questo mercato non abbiano mai seguito un percorso lineare. Ci sono stati momenti in cui le ragioni alla base di un calo o di un rialzo dei prezzi erano facilmente individuabili; altri in cui gli elementi in gioco erano troppi per capirne il peso; altri ancora in cui si additava la speculazione come unica causa di un prezzo (o di una sua significativa variazione) non altrimenti giustificabile; altri, infine, in cui sono state fornite letture completamente errate dei fondamentali reali, lasciandoci sbalorditi di fronte a *spike* inattesi o a crolli repentini. Il difetto principale di questa commodity è forse proprio la sua difficoltà interpretativa: che impedisce di far tesoro delle lezioni del passato, che non permette di comprendere i fattori evolutivi presenti in ogni ciclo storico, che – in altri termini – non consente di individuare con chiarezza il punto in cui siamo né tantomeno quello in cui arriveremo.

Osserviamo, ad esempio, gli ultimi dieci anni: siamo passati da prezzi stabilmente sopra i 100 doll/bbl durante la Primavera Araba (fino al 2014) a successivi crolli nel range 50-70 in risposta all'abbondanza di offerta non convenzionale di provenienza Usa (2015-16). Abbiamo assistito alla peggior crisi della storia petrolifera nel 2020, con un vuoto di domanda tale da far sprofondare i prezzi verso i 10 doll/bbl, per poi approdare, appena due anni dopo, a una condizione contraria. Tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022, infatti, i prezzi del Brent si sono riportati nel range 80-90 doll/bbl, esibendo una spinta che, se di certo era prevedibile in termini di direzione, non lo era affatto in termini di entità. A determinare ciò è stata la

mancanza di reattività dell'offerta a fronte di una domanda che aveva vigorosamente rialzato la testa. In un simile contesto, è andata a innestarsi l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia (febbraio 2022), amplificatore di matrice geopolitica della fragilità strutturale del mercato.

FIG. 2.1 – ANDAMENTO DEL BRENT (\$/BBL)



Fonte: ICE

Dal 2023 a oggi, quindi nell'ultimo anno e mezzo, assistiamo, invece, a un'oscillazione delle quotazioni tra i 70 e i 95 dollari al barile: una forchetta che si mantiene tutto sommato stabile nonostante sullo sfondo vi siano molteplici criticità come il protrarsi della guerra Mosca-Kiev, gli scontri nella striscia di Gaza, gli attacchi degli Houthi. In molti, specie in relazione agli accadimenti di guerra degli ultimi mesi in aree nevralgiche come Medio Oriente e Mar Rosso, temevano il ripetersi di una crisi simile a quelle degli anni Settanta. Il mercato ha, invece, retto l'urto della geopolitica e non si sono (almeno sino a ora) registrate distruzioni di offerta nonostante a esserne coinvolti siano importanti produttori mondiali.

A fronte, quindi, di un rischio potenzialmente enorme ma che non si è concretizzato, le quotazioni hanno oscillato in un range di 20-25 dollari rispondendo al sentiment di volta in volta prevalente sul bilancio domanda-offerta e appoggiandosi a due fondamentali elementi di stabilità: la gestione dei tagli da parte dell'Opec Plus e le dinamiche delle produzioni non-Opec Plus. Siamo quindi in presenza di un mercato che appare ben fornito ma su cui gravano pesanti incertezze sul fronte dei consumi, con previsioni molto distanti tra loro sia sul breve che sul lungo termine. Un'incertezza non da poco perché, come appunto la storia insegna,

l'incapacità di prevedere correttamente la traiettoria della domanda può determinare cicli di prezzo inattesi. In poche parole, siamo in una fase in cui mentre l'offerta "stabilizza", la domanda "destabilizza".

L'offerta come fattore di stabilità

Opec Plus, *spare capacity*, *shale oil*. Sono i tre elementi che, a oggi, in assenza di drastiche riduzioni di offerta per ragioni politiche o eventi climatici estremi, conferiscono al mercato quell'apparente stabilità che mantiene i prezzi nel range 70-95 doll/bbl.

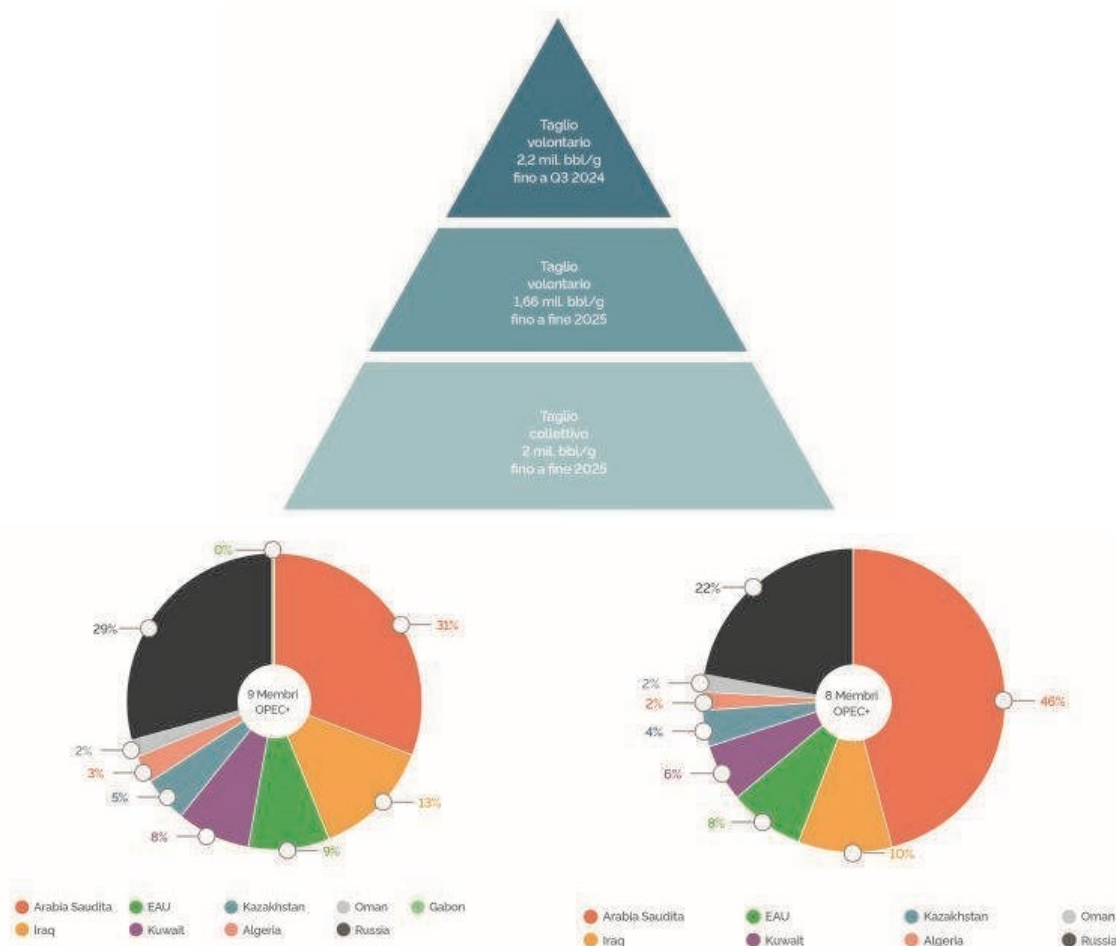
Dal settembre 1960, anno della sua creazione, sono stati numerosi i tentativi dell'Opec di intervenire sull'offerta di petrolio controllata dai suoi Stati membri, allo scopo di difendere le quote di mercato o un determinato range di prezzo. Tuttavia, mentre in passato si alternavano momenti di "apertura" a momenti di "chiusura" dei rubinetti, a seconda delle condizioni di adeguatezza o di deficit del mercato, a partire dal 2016 si è avuto un netto cambio di rotta. In quell'anno, infatti, soprattutto in risposta al drastico calo dei prezzi del petrolio causato dal significativo aumento della produzione di *shale oil* negli Stati Uniti, l'Opec ha firmato un accordo con altri dieci Paesi produttori – tra cui la Russia – per creare quella che oggi è nota come Opec Plus. Si è arrivati, così, a un primo taglio storico della produzione, per riequilibrare un mercato caratterizzato da abbondanza di offerta e da domanda in crescita anemica. Da quel momento in poi, e nonostante la sfiducia dominante circa la sua tenuta, l'Alleanza ha costantemente rinnovato il suo impegno portando avanti la politica dei tagli, alternata a momenti di loro attenuamento in funzione delle condizioni contingenti del mercato. Per contro, non è mai stata annunciata la loro eliminazione né tantomeno sono stati proposti aumenti assoluti della produzione per sopperire a paventate situazioni di deficit.

Di particolare rilevanza è stata la riduzione annunciata nel 2020, quando il vuoto di domanda causato dalla pandemia aveva reso necessario un aggiustamento rapido dell'offerta. La prontezza e il peso dell'Opec Plus sull'offerta mondiale è stato uno dei fattori che ha permesso al mercato di avviarsi in tempi ragionevoli verso una ripresa. Negli anni successivi, quando il rebound inatteso dei consumi aveva riportato all'attenzione una condizione di deficit, l'Alleanza ha optato per un progressivo allentamento dei tagli precedentemente annunciati, ridando fiato al mercato e impedendo ai prezzi di esibire *spike* duraturi. Tra le commodity energetiche, il petrolio è stata infatti quella che nel 2022 ha retto meglio l'urto della crisi: a fronte di livelli record dei prezzi del gas e conseguentemente dell'elettricità, il barile non ha mai superato la soglia dei 90 dollari.

Nell'ultimo anno e mezzo poi, ormai completamente fuori dal contesto pandemico ma con uno scenario geopolitico indubbiamente complesso, la politica di gestione dell'offerta è continuata. I consueti meeting dell'Opec Plus hanno di volta in volta confermato il protrarsi della collaborazione e, anzi, hanno aggiunto al taglio collettivo concordato consistenti tagli volontari da parte di alcuni Paesi membri. Il faro che guida le reiterate decisioni di riduzione è la volontà di sostenere i prezzi in una fase in cui le incertezze sulla domanda sono numerose e l'offerta extra-Opec è in crescita sostenuta. Ad aprile 2023 erano stati decisi, oltre a una diminuzione collettiva di circa 2 milioni bbl/g, tagli volontari per ulteriori 1,66 milioni bbl/da parte di nove Paesi membri, tra cui la Russia (soggetta a sanzioni). A marzo 2024 tagli

obbligatori e volontari sono stati confermati ed estesi: otto Stati aderenti¹ all’Alleanza hanno infatti annunciato nuove riduzioni per totali 2,2 milioni bbl/g da implementare nel secondo trimestre dell’anno. Complessivamente, sono in ballo 5,8 milioni bbl/g, oltre il 5% dell’offerta mondiale. Il tutto è stato confermato e prolungato anche nell’ultimo vertice del 2 giugno, complice il recente calo dei prezzi verso la parte bassa della forchetta 70-95 doll/bbl (si veda figura 2.2).

FIG.2.2 – TAGLI ALLA PRODUZIONE OPEC+



Fonte: OPEC

A parere di chi scrive, una politica di contenimento dell’offerta che, tra accelerazioni e piccole pause, va avanti da otto anni è indicativa delle volontà e delle convinzioni dell’Opec Plus: in assenza di drastiche distruzioni di offerta, il mercato è adeguatamente fornito. Tuttavia, il taglio prolungato ha anche permesso di raggiungere un livello confortevole di *spare capacity*: quasi 6 milioni di bbl/g, concentrati soprattutto in Arabia Saudita (3,08) ed Emirati Arabi Uniti (1,13). Altro fattore, quest’ultimo, che pure contribuisce alla stabilità dell’oggi e che

¹ Gli stessi che avevano preso questa decisione nel 2023 a eccezione del Gabon.

permette di preservare quote di mercato qualora la domanda dovesse crescere con vigore, come preconizzato dalla stessa Opec.

Shale oil. Il tema delle quote di mercato non è infatti irrilevante per l'Organizzazione dei Paesi produttori, da anni impegnata in una sorta di braccio di ferro con gli Stati Uniti, liberi di produrre quanto vogliono grazie ai brevi cicli d'investimento che caratterizzano lo *shale oil*. È rispetto a quest'ultimo, infatti, che il cartello dei Paesi produttori ha spesso dovuto modulare la sua offerta per impedire il crollo dei prezzi. Nel 2023 l'offerta Usa è aumentata di 1 milione bbl/g, oltre il doppio di quanto gli analisti si attendevano. E nonostante lo stesso Dipartimento per l'Energia americano parli del possibile avvio di un'era *post-growth*, lo *shale oil* rimarrà una forza rilevante del mercato petrolifero mondiale anche negli anni a venire: si stima, infatti, il mantenimento di un livello produttivo prossimo a 13,5 milioni bbl/g per un lungo periodo, continuando a rappresentare un elemento sfidante per la politica di offerta dell'Alleanza. Gli operatori indipendenti americani, pur in una cornice di rigore finanziario, hanno saputo abbassare significativamente i costi di *breakeven* grazie all'estensione dei pozzi laterali che li ha aiutati ad aumentare l'efficienza delle operazioni, massimizzando il recupero delle risorse e aumentando i tassi produttivi. Secondo la Federal Reserve Bank di Dallas, nel primo trimestre del 2024 era sufficiente un prezzo medio del WTI di circa 64 doll/bbl per perforare in modo redditizio, contro un livello di circa 83 doll/bbl registrato dalle quotazioni nello stesso periodo. Tutto ciò sta permettendo alle aziende di rimanere in attivo. Inoltre, sono le imprese di maggiori dimensioni a conseguire i *breakeven* più bassi, anche inferiori a 40 doll/bbl, il che suggerisce come la recente ondata di fusioni e acquisizioni che ha rimodellato il settore dalla pandemia in poi si stia rivelando proficua. Il consolidamento post-pandemico – sempre che tutti gli accordi vadano in porto – farà sì che oltre 6 milioni di barili equivalenti di petrolio al giorno di produzione *onshore* degli Stati Uniti – soprattutto petrolio – saranno nelle mani di sole sei società (Exxon Mobil, Chevron, ConocoPhillips, Occidental Petroleum, Devon Energy e Diamondback Energy).

In generale, quindi, mettendo insieme i diversi fattori, si può dire che la situazione contingente lato offerta sia indicativa di un mercato rilassato. La sicurezza fornita dalla *spare capacity* dell'Opec Plus e dalla produzione extra-Opec degli ultimi mesi, soprattutto americana, è proprio una delle ragioni che hanno impedito alla geopolitica più recente (da Gaza in poi) di traumatizzare il mercato. Ma, come sempre, quello petrolifero è un mercato in cui si naviga a vista e anche quando le acque sembrano tranquille possono formarsi onde anomale di cui non si è tenuto debitamente conto.

Il futuro equilibrio di mercato dipende da N variabili

Possiamo distinguere almeno tre variabili in grado di condizionare il mercato petrolifero in futuro, accomunate da una difficile se non impossibile prevedibilità: l'evoluzione delle tensioni geopolitiche in essere (o il sorgere di nuove); l'intensità di eventi climatici estremi nel bacino Atlantico (area di grande produzione); le divergenti previsioni sull'andamento atteso dei consumi. Se le prime due afferiscono al bacino dell'offerta, impattando in misura più o meno rilevante sulla produzione, la terza variabile chiaramente agisce sull'equilibrio di

mercato, poiché è dal suo combinarsi con la disponibilità del mercato che si determinano condizioni di surplus o deficit a cui i prezzi rispondono nell'una o nell'altra direzione.

La geopolitica. Lo scenario di guerra che continua a interessare aree nevralgiche per la produzione e il traffico di energia è una variabile imponderabile, per ora contenuta dallo stato corrente dell'offerta, ma non per questo ignorabile. In sostanza, non si possono escludere *escalation* future per il solo fatto che, a oggi, il mercato ha retto. Occorre, inoltre, considerare che le aree di rischio sono molteplici e vanno oltre la guerra russo-ucraina, Gaza e il Mar Rosso; si pensi, ad esempio, alla Libia, in cui l'instabilità cronica genera ripetuti fermi della produzione in grado di incidere su volumi importanti, anche superiori a 1 milione bbl/g; all'Iraq, dove infrastrutture obsolete spesso compromettono l'export da Bassora e in cui sullo sfondo persistono gli attriti tra il governo federale e quello curdo. Alcuni esperti ritengono possibile anche l'interferenza della Russia nei flussi di petrolio che transitano per il Caspian Pipeline Consortium in Kazakhstan. In generale, si può sostenere che, oggi, la geopolitica pesi meno rispetto al passato sul livello assoluto dei prezzi perché il mercato è ben fornito. Tuttavia, la sua azione è comunque presente e si esplicita nei mutamenti dei rapporti di forza tra gli Stati produttori e nella ridefinizione dei flussi commerciali. Elementi che, nel tempo, possono creare distorsioni o evoluzioni nel mercato: ad esempio, è sotto gli occhi di tutti il forte avvicinamento dei prezzi del greggio Brent (riferimento per l'Europa) e del greggio Dubai (riferimento per l'Asia) dovuto all'abbondanza contingente di greggi leggeri provenienti dal Nord America, dal Nord Europa e dall'Africa occidentale e, per contro, alla relativa scarsità di qualità più pesanti e solforose in considerazione dei tagli operati dall'Opec Plus. L'aumento delle quotazioni del Dubai rappresenta una sfida per i produttori e trader del Medio Oriente che faticano a piazzare i loro carichi in Asia a causa dell'attrattiva esercitata dalle qualità più leggere.

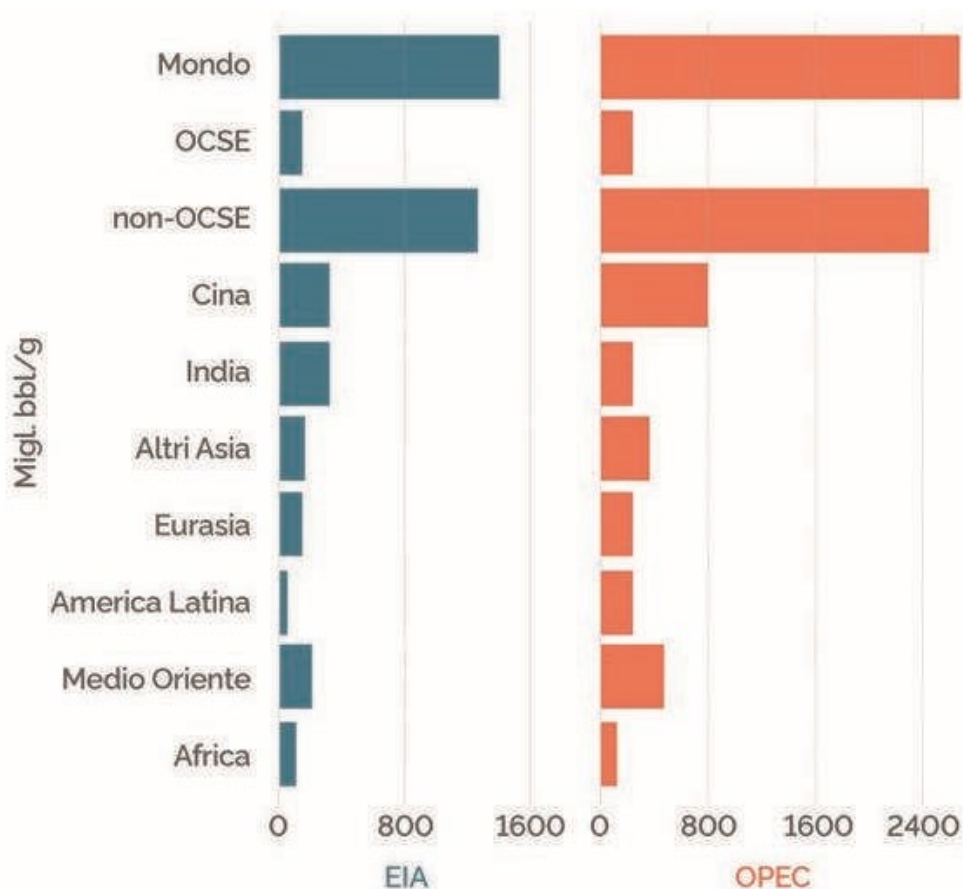
Il clima. Un'altra variabile che potrebbe mettere alla prova la tenuta dell'offerta è poi quella climatica. Secondo l'Energy Information Administration (Eia) americana, la stagione degli uragani (giugno-novembre) sarà particolarmente intensa nel 2024, con la previsione di 25-30 tempeste a oggi non classificabili che colpiranno in modo particolare il bacino Atlantico. Dalla loro intensità e durata, dipenderà giocoforza l'impatto più o meno duraturo e più o meno grave sulle infrastrutture produttive e di raffinazione.

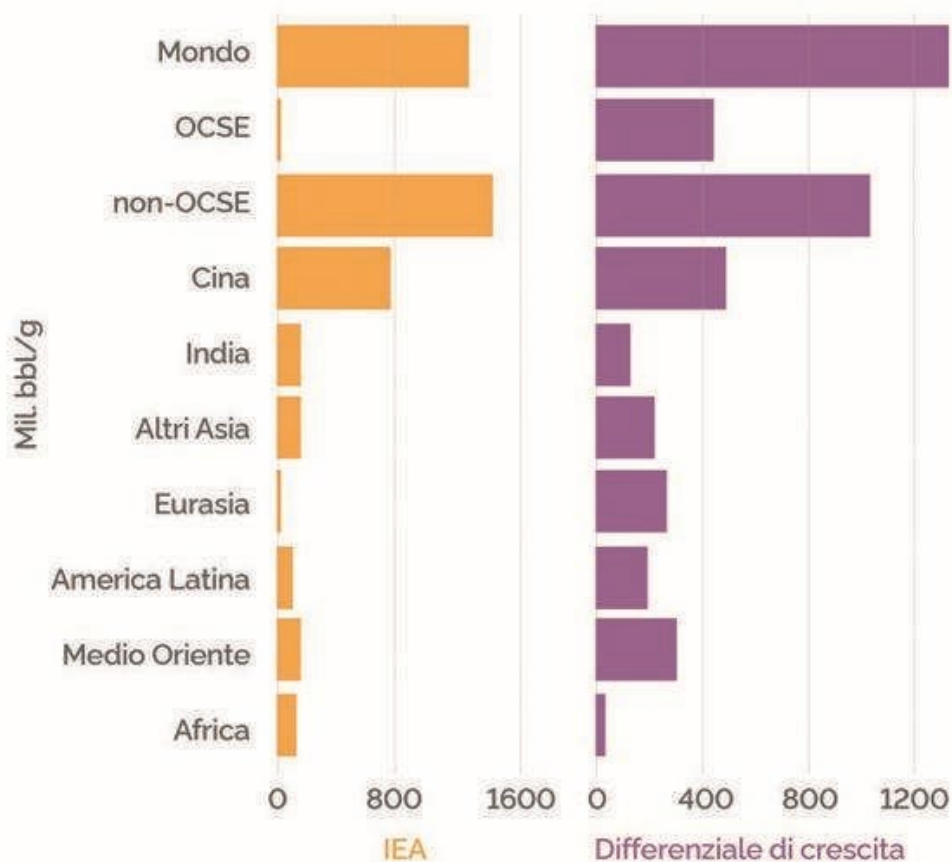
L'andamento dei consumi, il vero driver. Dal punto di vista dell'offerta di greggio, l'impatto delle minacce elencate potrebbe risultare contenuto anche se si dovesse concretizzare. In altre parole, c'è – al momento - un certo margine di flessibilità nel sistema che potrebbe adattarsi anche ad ammanchi non pianificati. Questo, tuttavia, *ceteris paribus*. Infatti, l'equilibrio regge se i potenziali ammanchi non si verificano contemporaneamente, se l'Opec Plus mantiene il suo impegno di contenimento dell'offerta e se la domanda non riserva sorprese. Da quest'ultimo punto di vista, le proiezioni non potrebbero essere più distanti e, con esse, le aspettative sui futuri equilibri *demand-supply*. L'assenza di interpretazioni univoche e solide delle dinamiche dei consumi rappresenta uno dei principali elementi di criticità per chi opera nel settore.

Con lo scoppio della pandemia, in molti ritenevano che la domanda non avrebbe mai più recuperato i livelli pre-Covid e così non è stato. In un gioco di annunci e smentite, i diversi enti cercano di guidare il sentiment nell'una o nell'altra direzione, generando caos.

Le stime sul 2024 sono emblematiche a riguardo: laddove l'Opec stima un incremento annuo dei consumi di 2,25 milioni bbl/g, l'International Energy Agency (Iea) prospetta una crescita di 1,2 milioni bbl/g mentre l'Eia statunitense indica addirittura +0,92 milioni bbl/g. Al di là della discrepanza tra i livelli assoluti dei consumi che ha sempre caratterizzato i diversi enti e agenzie di rilevazione, quel che colpisce è la distanza relativa agli incrementi attesi, con un differenziale di 1,15 milioni bbl/g tra Opec e Iea e di circa 1,3 milioni bbl/g tra l'Organizzazione dei Paesi produttori e l'ente americano. Tutto ciò riflette le diverse ipotesi formulate in merito alla traiettoria di decarbonizzazione delle economie in via di sviluppo, dove – secondo le stime Opec – si assisterà all'emergere di una classe media più numerosa, all'espansione dei servizi di trasporto e a una maggiore domanda e accesso all'energia. Una distonia consistente riguarda anche il mondo Ocse (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico), con l'Iea che ipotizza una crescita quasi nulla contro un aumento più consistente indicato da Opec e Eia.

FIG. 2.3 – DOMANDA PETROLIFERA: PRINCIPALI PREVISIONI PER IL 2024





Fonte: EIA, IEA, OPEC

Se le divergenze sono evidenti in relazione alle stime di breve termine, come appunto per l'anno in corso, lo sono ancora di più (e per gli stessi motivi) sul lungo periodo, quando entra in gioco l'annoso tema del *peak oil*.

Le previsioni di picco: sempre errate, sempre riformulate

Già negli anni Ottanta del secolo scorso si parlava di picco di offerta di petrolio: c'era chi prevedeva l'imminente esaurimento delle risorse degli Stati Uniti a causa della scomparsa dei giacimenti petroliferi della Pennsylvania. Eppure, 70 anni dopo, quando prese piede la teoria del picco del geologo Marion King Hubbert (1956) la produzione americana risultava ancora in aumento. Hubbert aveva previsto un picco globale intorno al 2000, a un livello di circa 34 milioni bbl/g, livello che – di fatto – è stato raggiunto nel 1967. Il dibattito è riemerso negli anni Novanta e Duemila: il geologo Colin Campbell affermò che la produzione mondiale avrebbe raggiunto il suo massimo intorno al 2004-05, dopodiché il mondo avrebbe dovuto fare affidamento su un petrolio sempre più scarso e costoso, con enormi conseguenze per l'economia globale. Nel 2006 il finanziere Matthew Simmons sostenne che il picco era stato raggiunto nel 2005.

Nel corso della storia le ripetute previsioni di picco dell'offerta di petrolio sono state costantemente spostate in avanti nel tempo e a livelli sempre più alti. Di fatto, erano molto lontane dal vero, fuorviate da ipotesi errate sulle dimensioni della base di risorse recuperabili e dalla sottovalutazione dell'impatto del progresso tecnologico.

I dati ci raccontano infatti come ancora oggi, nel 2024, la produzione sia in aumento, grazie ai continui progressi tecnologici che hanno contribuito a ridurre i costi, ad aprire nuove frontiere e ad aggiungere nuove riserve. Sono quindi anni, ormai, che il tema del picco di offerta è poco dibattuto. L'attenzione si è, invece, spostata, sul picco della domanda.

È indiscutibile che oggi, per diversi usi, vi siano alternative alla fonte petrolifera, ma è altrettanto vero che il picco di domanda non si è ancora verificato. Un rapporto di Citibank del 2013, intitolato "Global Oil Demand Growth - The End Is Nigh" suggeriva l'imminenza del picco dei consumi. Tuttavia, la domanda di petrolio nel 2012 era inferiore a 90 milioni bbl/g, mentre oggi è superiore a 100 milioni bbl/g. L'attuale livello ha anche superato di gran lunga i livelli pre-Covid, contrariamente a quanto paventato da molti previsori che, all'inizio della pandemia, avevano annunciato il non ritorno dei volumi antecedenti il 2019.

Ma le congetture a riguardo si sprecano e spesso sono molto distanti tra loro. La visione di Iea e Opec, ad esempio, non potrebbe essere più lontana sia in termini di livello di picco sia in relazione al momento del suo verificarsi. L'Agenzia di Parigi ha sottolineato a più riprese come la domanda petrolifera segnerà il suo massimo a 106 milioni bbl/g nel 2028, mentre l'Organizzazione dei Paesi produttori parla di picco a 116 milioni bbl/g nel 2045: 10 milioni bbl/g in più, 17 anni dopo. Nel mezzo di questa ampia forchetta si collocano altre stime come, ad esempio, quella di Goldman Sachs che ravvisa un possibile picco nel 2034 a un livello prossimo a 110 milioni bbl/g.

FIG. 2.4 – DOMANDA PETROLIFERA: PREVISIONI DI PICCO

	IEA	Goldman Sachs	OPEC
Anno	2028	2034	2045
Mil. bbl/g	106	110	116

Come logico attendersi, simili differenziali riflettono gli interessi opposti di chi formula le stime. Tuttavia, rappresentano anche "il caos calmo" in cui versa il mercato petrolifero in questo momento: tutto "regge" ma di fatto tutto può succedere. Potremmo assistere a un'accelerata decarbonizzazione su scala mondiale, come indica l'Iea, o a un suo intercedere

lento, come ipotizzato dall'Opec. La forte distonia di vedute ha però delle conseguenze su chi deve decidere se e quanto investire oggi: ci si potrebbe ritrovare nel 2045 con una domanda perfettamente in grado di assorbire l'offerta e prezzi sostenuti, oppure – all'estremo opposto – una domanda in calo verticale già dal 2028 causerebbe investimenti irrecuperabili e *stranded asset*.

Capire la direzione della domanda è sempre stato un compito arduo, se non impossibile. Nell'opinione di chi scrive è difficile pensare che con un aumento ancora superiore a 1 milione bbl/g come quello ipotizzato dall'Iea per il 2024, peraltro in linea con il trend di lungo periodo pre-Covid – si possa arrivare a un azzeramento della crescita in soli quattro anni. Tuttavia, come più volte sottolineato in questa e in altre occasioni, il mercato petrolifero ci ha abituati a tutto, anche a quello che non ci saremmo mai aspettati. È una storia di picchi di offerta mai realizzati, di vuoti di domanda difficili anche solo da immaginare, di crolli e di ripartenze. È una storia confusa, quella petrolifera, e che confonde. Ma d'altronde, citando Tom Peters, uno dei più grandi esperti di business e management, “Se non sei confuso, non stai prestando attenzione”.

3. Le materie prime della transizione, “critiche” anche per la sicurezza energetica

Chiara Proietti Silvestri

I minerali e metalli cosiddetti “critici”¹ come rame, litio, nichel, cobalto, grafite e terre rare sono diventati essenziali per lo sviluppo di diverse tecnologie energetiche a basso impatto ambientale. Tuttavia, l’aumento della domanda, la volatilità dei prezzi, la presenza di colli di bottiglia nella catena di approvvigionamento e di relative preoccupazioni geopolitiche impongono un’attenzione prioritaria da parte della politica internazionale. Lo stesso G7 lo scorso anno ha prodotto un piano in 5 punti per migliorare le questioni di sicurezza che riguardano lo sviluppo dei minerali critici, come le vulnerabilità lungo la catena di approvvigionamento, il rischio di monopolizzazione e la mancanza di diversificazione delle forniture. Analizziamo in questo articolo le ragioni della loro rilevanza e valutiamo, sulla base delle ultime analisi dell’International Energy Agency (Iea), le prospettive a medio e lungo termine del mercato dei minerali e metalli critici in vista delle ripercussioni sul percorso di transizione energetica in atto, specie in Europa.

La centralità dei materiali critici nella transizione energetica

Ogni transizione energetica ha un costo legato allo sviluppo delle tecnologie dominanti e la transizione verde non fa eccezione. Un sistema energetico alimentato da tecnologie pulite richiede generalmente più minerali e metalli rispetto a uno alimentato da idrocarburi². Solo per citare alcuni esempi, una tipica auto elettrica richiede sei volte l’apporto di risorse minerarie di un’auto convenzionale, mentre un impianto eolico *onshore* richiede nove volte l’apporto di risorse minerarie di uno a gas³. Le tecnologie *low carbon* implicano anche un consumo più elevato di alcuni metalli, come il rame che viene utilizzato nella realizzazione delle automobili: per un veicolo a motore termico occorrono circa 20 kg di rame, che raddoppiano nel caso di un veicolo ibrido fino a quadruplicare per un veicolo elettrico⁴.

¹ Sono considerati “critici” quei minerali e metalli la cui quantità richiesta per usi essenziali, civili e militari, è superiore a quella ottenibile dagli approvvigionamenti nazionali ed esteri e per i quali non sono disponibili, entro un ragionevole periodo di tempo, dei sostituti accettabili.

² Per produrre le tecnologie della transizione energetica, occorre una combinazione di minerali e metalli, ognuno dei quali svolge un ruolo molto specifico. I metalli si trovano in natura sotto forma di minerali, i quali a loro volta sono presenti nelle rocce e nei depositi naturali. I minerali si distinguono in metalliferi (da cui si può ricavare uno o più metalli) e non metalliferi e sono fondamentali nei processi e nelle applicazioni tecniche in campo industriale.

³ International Energy Agency (Iea), *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*, maggio 2021.

⁴ W. Mackenzie, *Copper: Powering up the electric vehicle*, agosto 2019.

FIG. 3.1 – LISTA UE DELLE MATERIE PRIME “CRITICHE” PER GRADO DI RISCHIOSITÀ DELLE FORNITURE⁵



Fonte: elaborazione dell'autore su dati della Commissione Europea 2023

La Commissione europea ha aggiornato nel 2023 la lista di minerali e metalli considerati critici per l'Unione europea, portandola a 34 materie prime⁶. Quasi la totalità di questi trova impiego nelle tecnologie della transizione energetica. Questi materiali sono, infatti, alla base della realizzazione di batterie elettriche, pannelli solari e pale eoliche, ma sono anche coinvolti in altre catene del valore funzionali ai settori delle rinnovabili e della mobilità elettrica, come l'industria della robotica, Ict (*Information & Communication Technology*), droni, stampanti 3D. L'intero settore del digitale non potrebbe esistere senza l'apporto di importanti risorse minerarie. La natura strategica di questi materiali deriva proprio dal ruolo indispensabile che rivestono per la politica economica, di difesa, energetica, industriale e ambientale di ogni Stato.

L'equilibrio precario tra domanda e offerta

Non stupisce, quindi, che questo mercato sia in rapida espansione, trainato soprattutto dalla domanda di batterie, ambito nel quale ricadono materie prime centrali come litio, nichel, cobalto, rame, grafite e terre rare. Nel solo 2023 questi materiali hanno registrato un aumento della domanda del 30% nel caso del litio e dell'8-14% per gli altri, sostenuto dalla crescita della domanda di tecnologie della transizione energetica. L'esempio del litio è il più emblematico: in soli tre anni il consumo di questo minerale destinato alle energie pulite è salito dal 39% nel

⁵ Il grafico è stato costruito prendendo a riferimento l'indice di *supply risk* dell'ultimo "Study on the critical raw materials for the EU" 2023. Da 0 a 0,5= molto basso; da 0,6 a 1=basso; da 1,1 a 2=moderato; da 2,1 a 4=alto; >4,1=molto alto.

⁶ Rispetto alle 30 dell'ultimo update del 2020. Vedi Commissione europea, *Study on the critical raw materials for the EU*, 2023.

2021 al 56% nel 2023. Stessa dinamica, seppur meno accentuata, per tutte le altre principali materie prime.

Sul fronte delle quotazioni, il mercato è stato attraversato da forti turbolenze di prezzo. Secondo le ultime stime Iea, dopo un periodo di aumenti elevati delle quotazioni, nel 2023 si è assistito a un calo particolarmente consistente, con un crollo dei prezzi spot del litio del 75% e un calo dei prezzi di cobalto, nichel e grafite del 30-45%⁷. Il calo dei prezzi è ascrivibile a un forte aumento dell'offerta conseguente a più fattori: crescita produttiva, eccedenza di scorte e una correzione degli aumenti di prezzo eccessivi avuti nel biennio precedente. Tutto ciò ha prodotto una pressione al ribasso sulle quotazioni, nonostante una domanda in costante crescita sostenuta anche da un ventaglio sempre più ampio di tecnologie realizzate con minerali critici.

Lato offerta, l'aumento della produzione globale non è andato di pari passo con la sua diversificazione sia nella fase di estrazione (*mining*) sia in quella del processamento (*refining*). Il nickel, in particolare, è il minerale che evidenzia l'aumento maggiore nella concentrazione geografica delle miniere, con l'Indonesia che negli ultimi tre anni ha aumentato la sua quota dal 34% al 52% nel *mining* e dal 23% al 37% nel *refining*. La Cina è responsabile dell'80% della produzione di grafite e del 60% delle terre rare, con un ruolo preponderante anche nelle fasi a valle, dominando il mercato del *downstream* a livello mondiale. In particolare, nella filiera dell'*e-mobility* ha un ruolo chiave nella componentistica, dominando la produzione di celle per batteria, catodi e anodi a livello globale. La Cina produce anche i due terzi dei veicoli elettrici del mondo.

⁷ Il rame, invece, è rimasto sostanzialmente stabile. International Energy Agency (Iea), *Global Critical Minerals Outlook 2024*, maggio 2024.

FIG. 3.2 – LA DISTRIBUZIONE DELLE PRINCIPALI MATERIE PRIME DELLA TRANSIZIONE PER PAESE



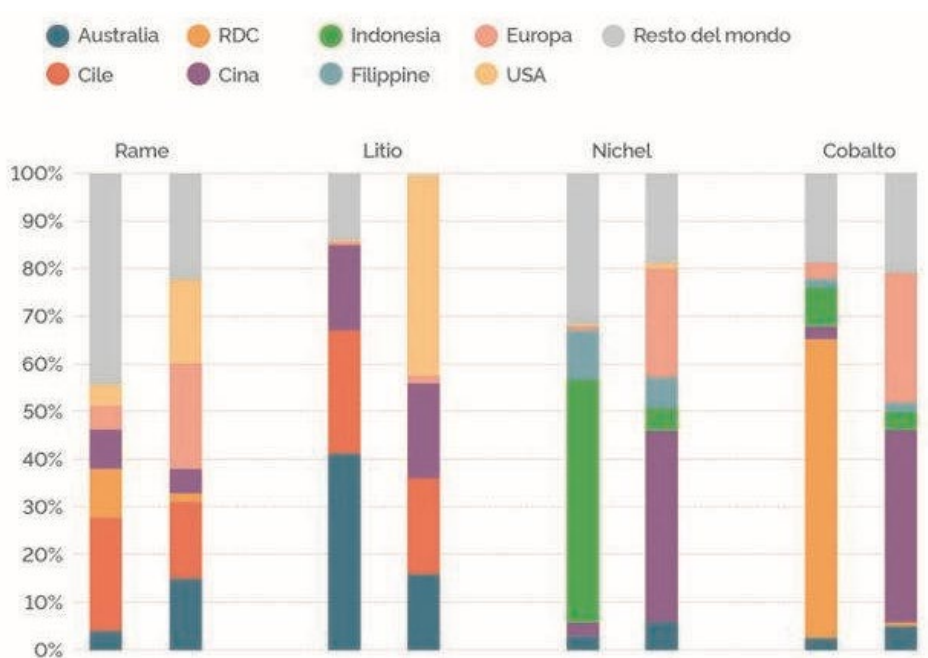
Fonte: elaborazione su dati IEA 2024

Questa scarsa diversificazione rende le catene di approvvigionamento più vulnerabili alle interruzioni nel caso in cui i maggiori produttori dovessero essere colpiti da problematiche di vario genere come conflitti, controversie commerciali, proteste interne, condizioni meteorologiche estreme. Questa monopolizzazione delle forniture, con la Cina a dominare gran parte delle filiere solleva quesiti di non poco conto a livello politico ed economico, specialmente con una domanda di materiali critici in costante espansione. La stessa Iea mette in guardia da possibili disequilibri tra domanda e offerta, ritenendo che la condizione odierna di un mercato ben fornito potrebbe non essere confermata per il futuro. In questo contesto, il calo attuale dei prezzi – che ha interrotto un biennio di forte aumento dei prezzi e il rischio di “Greenflation” – può divenire un’arma a doppio taglio, se dovesse reiterarsi nel tempo. Da una parte, rappresenta un vantaggio per i consumatori e per l’accessibilità economica delle tecnologie verdi – i prezzi per le batterie si sono ridotti del 14% nel 2023 – dall’altra, può divenire uno svantaggio in termini di attrazione degli investimenti futuri. Nel solo 2023 il volume d’affari si è contratto del 10% a 325 miliardi di dollari; se i prezzi fossero rimasti ai livelli dell’anno precedente il valore avrebbe registrato un +20%⁸.

Il ruolo dell’Europa e la partita della sostenibilità

Di fronte a questi numeri, viene da chiedersi quale sia il ruolo delle economie avanzate e, in particolare, dell’Europa. Per quanto la scarsa diversificazione geografica penalizzi notevolmente il nostro continente, se guardiamo alla distribuzione delle risorse attraverso la lente della proprietà degli asset, il quadro appare diverso.

FIG. 3.3 – LA DISTRIBUZIONE PROPRIETARIA VS QUELLA GEOGRAFICA DELLE MATERIE PRIME DELLA TRANSIZIONE



Fonte: elaborazione su dati IEA 2024

⁸ Iea (2024).

Le società europee e statunitensi, infatti, giocano un ruolo ben più ampio di quanto la geografia delle risorse possa far immaginare. Compagnie europee hanno quote rilevanti nella produzione di rame, nichel e cobalto, così come quelle statunitensi dominano il mercato del litio.

Vale sottolineare come, anche sotto questa lente, sia confermato il primato della Cina che acquista terreno in quelle produzioni come nichel e cobalto dove ha un ruolo minore in termini di distribuzione geografica. La Strategia della Cina è, infatti, quella di investire nella filiera estrattiva sia a livello domestico sia internazionale per entrare anche in mercati dove conta minori risorse. Nel solo 2023 gli investimenti cinesi nel settore dell'estrazione dei metalli all'interno della Belt and Road Initiative hanno raggiunto i 19,4 miliardi di dollari, il livello più alto degli ultimi dieci anni⁹.

La strategicità delle materie prime della transizione richiede sforzi maggiori verso un miglior posizionamento dell'Europa lungo tutta la catena del valore. Come si sta muovendo l'UE?

La politica europea punta, da un lato, ad aumentare la capacità di estrazione e lavorazione sul territorio europeo – in questo ambito, l'Europa è quasi totalmente dipendente dalle importazioni – dall'altro a diversificare i partner commerciali per ridurre la dipendenza da Cina e Paesi politicamente instabili. A tal fine, è stato approvato a fine 2023 il *Critical Raw Materials Act*, un pacchetto di misure che ha l'obiettivo principale di garantire un approvvigionamento "sicuro, diversificato e sostenibile" delle materie prime critiche, con un'attenzione a ridurre le externalità negative sull'ambiente lungo la catena del valore e a promuoverne il riciclo. Qui di seguito i principali obiettivi al 2030:

- aumentare l'utilizzo delle risorse interne, arrivando a estrarre il 10% delle materie prime critiche consumate annualmente in UE (obiettivo dipendente dall'effettiva disponibilità di risorse geologiche);
- aumentare la capacità di trasformazione dell'Unione arrivando a coprire almeno il 40% del consumo annuo di materie prime strategiche raffinate in Europa;
- aumentare la capacità di riciclo, puntando a raggiungere il 25% del consumo annuo di materie prime critiche (target aumentato dal 15% iniziale);
- non dipendere per oltre il 65% da un unico Paese per la fornitura di ogni singola materia prima strategica, con eccezioni previste per i Paesi con i quali l'UE siglerà dei partenariati strategici.

Il *Critical Raw Materials Act* stabilisce, inoltre, delle norme per garantire tempi rapidi e certi per i progetti minerari: al massimo 27 mesi per l'autorizzazione e l'apertura delle miniere e 15 mesi per la realizzazione di progetti per la raffinazione e il riciclaggio. A oggi, infatti, la realizzazione di gran parte delle nuove miniere pianificate in Europa è stata rallentata da mancanza di accettazione locale, incertezze tecniche o problemi di autorizzazione.

Resta il fatto che, in termini di disponibilità geologica, le maggiori riserve di minerali e metalli della transizione si trovano in Paesi in via di sviluppo dove non sono presenti le stesse normative stringenti a livello di tutela dei lavoratori e del territorio che troviamo in Europa. Secondo una valutazione del rischio della Iea, la maggior parte dei minerali sono esposti a

⁹ C. Nedopil, *China Belt and Road Initiative (BRI) Investment Report 2023*, Griffith Asia Institute, febbraio 2024.

elevati rischi ambientali, sociali e di governance che vanno dal lavoro minorile e abuso dei diritti umani, al consumo eccessivo di acqua in Paesi a stress idrico, al rischio geopolitico e di approvvigionamento causato dall'instabilità politica fino alle emissioni di CO₂ legate alle operazioni di raffinazione in Paesi con reti elettriche basate sul carbone.

Il progressivo venire meno delle fonti fossili e l'avanzare delle rinnovabili ci impone, quindi, nuove sfide da affrontare, specie in riferimento alla sostenibilità dell'intera filiera dei minerali e metalli strategici su cui si gioca la partita più importante per una transizione energetica effettivamente "green".

Cosa ci aspetta in futuro: gli scenari della Iea

Proprio come si espande la diffusione dell'energia pulita, si espande anche il consumo di minerali critici. Se consideriamo l'impulso delle politiche europee verso il processo di elettrificazione nei diversi settori d'uso (trasporti, residenziale, industria), risulta evidente come avremo sempre più bisogno dei materiali che compongono le batterie¹⁰.

Le proiezioni della Iea confermano tutto ciò, mostrando un quadro in rapida crescita della domanda delle materie prime critiche che raddoppia al 2030 in uno scenario che riflette le attuali politiche: lo *Stated Policies Scenario* (Steps), accelerando i ritmi di crescita negli scenari allineati agli obiettivi climatici più ambiziosi; l'*Announced Pledges Scenario* (Aps) e, l'ancor più sfidante, il *Net Zero Emissions* (Nze). La domanda di litio registra la crescita più rapida, a seguito della crescente richiesta di batterie per veicoli elettrici. In termini di volume della produzione, il rame – fondamentale per l'elettrificazione dei sistemi energetici – è quello che registra l'aumento maggiore. La forte crescita della domanda determinerà un notevole aumento del valore complessivo dei mercati dei minerali critici, previsto più che raddoppiare negli scenari Aps e Nze fino a raggiungere i 770 miliardi di dollari entro il 2040.

FIG. 3.4 – SCENARI DELLA DOMANDA DI MATERIE PRIME DELLA TRANSIZIONE



Fonte: elaborazione su dati IEA 2024

¹⁰ L'Europa è oggi il secondo maggior mercato delle auto elettriche, con il 25% delle vendite globali nel 2023, con una domanda di batterie in continuo aumento a seguito dell'avanzamento della transizione energetica.

Da qui al 2030 circa il 70-75% della crescita prevista dell'offerta di litio, nichel, cobalto e terre rare raffinate proverrà dai tre principali produttori attuali. Per quanto riguarda la grafite per batterie, quasi il 95% della crescita proverrà dalla Cina. Si confermano quindi gli elevati livelli di concentrazione della produzione che rappresentano un rischio per la velocità delle transizioni energetiche e per i futuri equilibri tra domanda e offerta.

La strada di azione tracciata

Di fronte alle molteplici sfide che solleva il consumo crescente di materie prime critiche, anche il G7 sta promuovendo una risposta per diversificare la *supply chain* e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti di quelle che vengono sempre più ribattezzate come “il petrolio delle rinnovabili”.

Il piano in 5 punti, lanciato lo scorso anno al vertice sul clima di Sapporo in Giappone, prevede una collaborazione sempre più stretta con l'Iea per avere scenari aggiornati a medio-lungo termine sul mercato delle materie prime critiche a supporto dei decisori; un'azione coordinata per favorire l'adozione di standard ambientali e la tracciabilità dei materiali lungo tutta la filiera, supportando iniziative già in essere, come la *Minerals Security Partnership*, la *Sustainable Critical Minerals Alliance* e il club sulle materie prime proposto dalla Commissione europea; rafforzare le capacità di riuso e recupero, in particolare dai prodotti a fine vita dell'elettronica e in seguito di batterie e auto elettriche; investire sull'innovazione e la condivisione di *best practices*, informazioni e tecnologie che possano mitigare la criticità delle materie prime; infine, accogliendo una proposta Iea, preparare piani di contingenza in caso d'interruzione delle forniture¹¹.

L'accordo del G7 è sicuramente un importante passo nella direzione di una politica sulle forniture coordinate, dal momento che la mancanza di una *supply chain* resiliente e sostenibile rappresenta un rischio cruciale per il successo della transizione energetica basata sulle rinnovabili. Questo è tanto vero in un contesto come quello attuale caratterizzato da sempre più frequenti restrizioni al commercio o tasse sulle esportazioni da parte di alcuni Stati produttori, in alcuni casi anche in contrasto con le norme della World Trade Organization (Wto)¹².

L'utilizzo delle risorse o delle tecnologie come arma geopolitica, facendo anche ricorso a un certo tecno-nazionalismo, è quindi un rischio concreto e un ulteriore elemento di sfida alla transizione energetica che non può essere ignorato.

¹¹ Comunicato del G7 di Sapporo, *Five-Point Plan for Critical Minerals Security*, aprile 2023; A. Prima Cerai, “I 5 punti del G7 per svincolarsi da Pechino sulle materie prime”, *Formiche.net*, 18 aprile 2023,

¹² Secondo l'ultimo rapporto Iea, il 2023 ha visto una proliferazione di questo tipo di interventi, anche da parte della Cina che punta a restringere e controllare le esportazioni di gallio, germanio, grafite e tecnologie per il processamento delle terre rare. Anche l'Indonesia ha implementato questo tipo di azioni sul nichel nel 2020, sollevando le proteste dell'UE in seno alla Wto, e ha reiterato le restrizioni nel 2023 sulla bauxite e a partire da giugno 2024 sul rame. Sempre nel 2023 la Namibia e lo Zimbabwe hanno lanciato un divieto all'esportazione di litio. Iea (2024).

4. La difficile diffusione delle vetture elettriche: quale contributo alla decarbonizzazione?

Antonio Sileo

L'Unione europea, in linea con gli impegni di Parigi, si è prefissata di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e in più occasioni ha mostrato di voler guidare la necessaria transizione. Un obiettivo ambizioso che indispensabilmente richiede il contributo di tutti i Paesi e di tutti i settori.

Tra questi, quello dei trasporti stradali è chiamato a una notevolissima performance. I carburanti di origine fossile, infatti, soddisfano la quasi totalità dei consumi del settore (oltre il 90%)¹; un dato che corrisponde al 29% delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) dell'intera Unione e a meno del 2% del totale delle emissioni globali. In Italia, i trasporti su strada hanno emesso, nel 2021, ultimo dato disponibile, 100 milioni di tonnellate di CO₂, di cui il 65% attribuibili alle automobili, il 12% ai veicoli commerciali leggeri e il 18% a quelli pesanti².

Per decarbonizzare il parco automobilistico dell'Unione europea sono state approvate numerose norme, tuttavia il grosso della strategia elaborata da Commissione e Parlamento europei è primariamente basato sulla sostituzione delle automobili già in circolazione con vetture nuove, meglio se a emissioni zero (allo scarico).

Va sottolineato che l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 ben difficilmente, specie nel settore dei trasporti, potrà essere conseguito senza l'apporto dell'Italia. Questo semplicemente perché ben un sesto delle autovetture circolanti nell'Unione ha targa italiana: il parco circolante del nostro Paese, infatti, è secondo solo a quello tedesco. Mentre come numero di auto vendute, nonostante il minor numero di abitanti, l'Italia segue, da vicino la Francia, distaccata dalla Germania.

Un quadro normativo tanto stringente quanto ambizioso

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

¹ European Environmental Agency (Eea), *Trends and projections in Europe 2023*, EU Report 7/2023, Eurostat Statistics Explained, [Eurostat Database on Passenger cars in the EU](#).

² Ispra, banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia.

carbonica allo scarico – tanto per le auto quanto per i furgoni – del 15%, sempre rispetto ai valori del 2021.

La violazione degli obiettivi medi fissati nei regolamenti comporta il pagamento da parte della casa costruttrice di una sanzione di 95 euro per grammo di CO₂ in eccesso.

I succitati obiettivi sono stati resi più severi con l'introduzione del Fit for 55 che ha portato al regolamento UE 2023/851. Quest'ultimo ha modificato il Regolamento (UE) 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. L'attuale formulazione è stata generalmente tradotta dai media come divieto di commercializzazione delle autovetture endotermiche alimentate a benzina e gasolio (ma anche a Gpl o metano). Le norme, tuttavia, presentano due rilevanti eccezioni: l'idrogeno, che in abbinamento con le celle a combustibile, può essere utilizzato su vetture dotate di uno o più motori elettrici oppure usato direttamente nel motore a scoppio e gli elettrocarburi (più noti come *e-fuel*). La combustione dell'idrogeno infatti non produce CO₂, mentre gli *e-fuel*³ sono climaticamente neutrali perché prodotti a partire dall'idrogeno ottenuto utilizzando energia elettrica da fonti rinnovabili combinato con la CO₂ con uno specifico processo di sintesi.

Le vetture elettriche oggi, invece, sono considerate per definizione a emissioni zero indipendentemente da dove vengano rifornite – ad esempio la produzione di un kWh in Svezia, Francia, Italia, Polonia ed Estonia genera emissioni medie molto diverse, rispettivamente 9 grammi di CO₂, 67, 247, ben 750 in Polonia e quasi 950 in Estonia – e dal luogo in cui vengono prodotte (la fase, invero, in cui vengono generate le maggiori emissioni). Su quest'ultimo punto in Francia si è già intervenuto legando gli incentivi a un punteggio ambientale che tiene conto che tiene conto dell'impronta carbonica dell'auto e il luogo di produzione ha un peso significativo (tanto da escludere così i marchi cinesi o modelli prodotti in Cina, dove il mix di generazione è ancora troppo sbilanciato sul carbone).

I cambiamenti nell'offerta e nella domanda

I regolamenti europei a partire dal 2015, dunque dal 443/2009, pena le sanzioni, hanno avuto un impatto crescente sul lato dell'offerta, sulla gamma dei modelli proposti che ha visto crescere il numero di modelli ibridi, ibridi plug-in ed elettrici. Con le ultime due tipologie, considerate a basse e zero emissioni, specificatamente spinte dai regolamenti.

La dimensione più corretta per quantificare gli avanzamenti compiuti comincia con l'analisi dell'offerta⁴ e della domanda⁵ di auto in Italia negli anni 2016-22. Nel 2016 le case

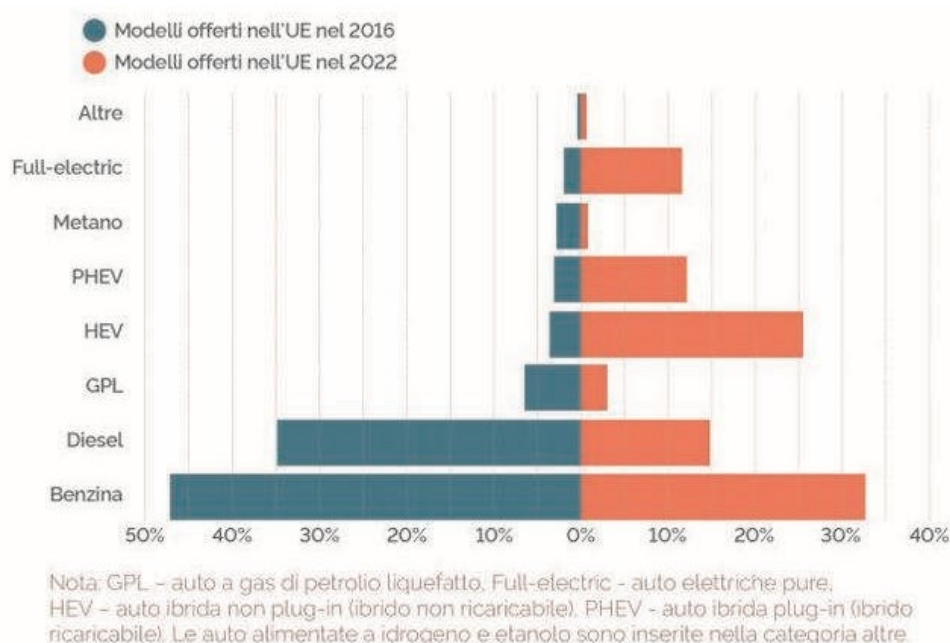
³ Benché nuovi, gli *e-fuel*, sia liquidi sia gassosi, al pari dei biocarburanti possono essere utilizzati dall'intero stock di autovetture e, più in generale, autoveicoli già in circolazione.

⁴ Per offerta di auto nel 2016 (2022) si intende il numero di modelli, classificati per motore e alimentazione, presenti nei listini 2016 (2022) delle case automobilistiche attive in Europa.

⁵ Per domanda di auto nel 2016 (2022) si intende il numero di auto nuove immatricolate nel 2016 (2022), classificate per motore e alimentazione.

automobilistiche proponevano nell'Unione più di 850 modelli di auto⁶; il 95% dei quali dotato di motore endotermico alimentato a benzina, diesel, Gpl o metano (Figura 4.1). Persino le auto a Gpl occupavano più spazio nei listini di quelle a propulsione elettrica: solo il 2% dei modelli offerti era *full-electric*; solo il 3% era ibrido *plug-in* (Phev). I listini 2022 propongono una maggiore varietà sia in termini assoluti⁷ sia relativi⁸.

FIG. 4.1 – MODELLI DI AUTO IN VENDITA NEI LISTINI EUROPEI PER MOTORIZZAZIONE E TIPO DI CARBURANTE, NEL 2016 E NEL 2022



Fonte: analisi sui dati nei listini delle case automobilistiche

Le endotermiche pure perdono spazio a vantaggio di quelle elettriche e ibride. In 6 anni il numero di modelli *full-electric* e ibridi *plug-in* è aumentato di oltre il 250%. Pressate dagli obiettivi di emissione allo scarico, le case automobilistiche europee hanno arricchito i listini di varianti che minimizzano l'impatto climalterante allo scarico.

Ma questi cambiamenti nell'offerta soddisfano i gusti (e i portafogli) dei consumatori italiani? Non è un quesito banale; infatti, al di là di norme e regole, il successo di un bene è imprescindibilmente legato al favore dei consumatori⁹.

⁶ Il conteggio non tiene conto degli allestimenti, ma solo delle motorizzazioni e delle alimentazioni.

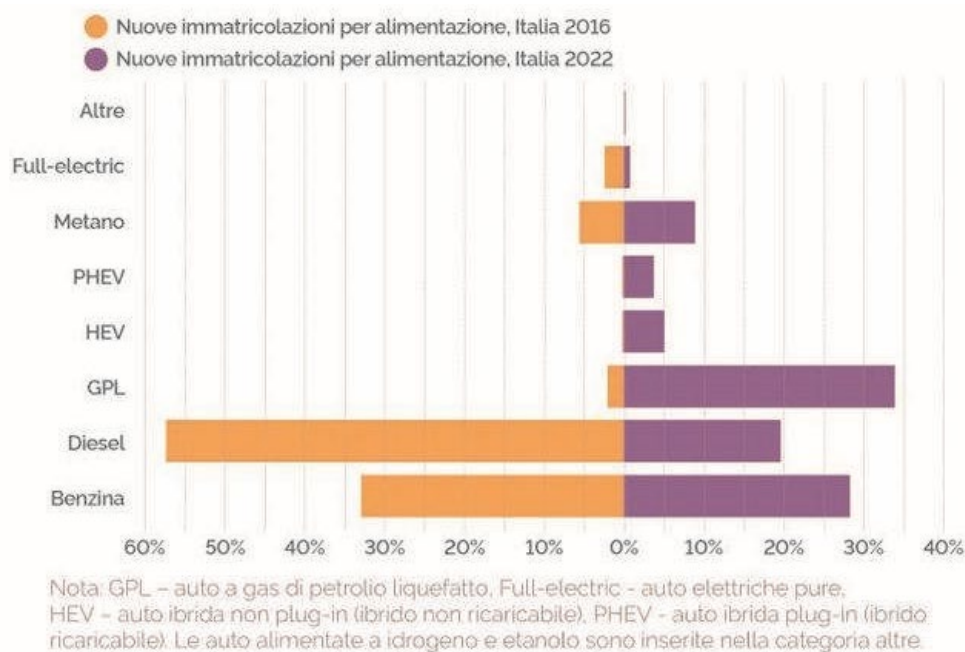
⁷ I listini 2022 contano complessivamente 1.100 modelli di auto (il conteggio non tiene conto degli allestimenti) a fronte degli 850 modelli nei listini 2016.

⁸ A differenza dei listini 2016, dove l'offerta era quasi esaurita dalle motorizzazioni termiche a benzina e diesel, nei listini 2022 troviamo propulsioni termiche (50%), elettriche (23,5%) e ibride (25%).

⁹ A. Sileo e M. Bonacina, *The automotive industry: when regulated supply fails to meet demand. The Case of Italy*, Nota di Lavoro 01.2024, Milano, Fondazione Eni Enrico Mattei.

Nel 2016 il 98% degli acquirenti sceglieva un'auto dotata di motore a combustione interna: diesel (57%), benzina (33%), Gpl (5,5%) e metano (2,5%)¹⁰. Nel 2022 il quadro cambia. Si dimezza (quasi) la quota di domanda soddisfatta dalle auto endotermiche con benzina e diesel che passano dai valori plebiscitari del 2016 a un pur significativo ma più modesto 48% nel 2022.

FIG. 4.2 – IMMATRICOLAZIONI DI AUTO NUOVE PER MOTORIZZAZIONE E TIPO DI CARBURANTE IN ITALIA, NEL 2016 E NEL 2022



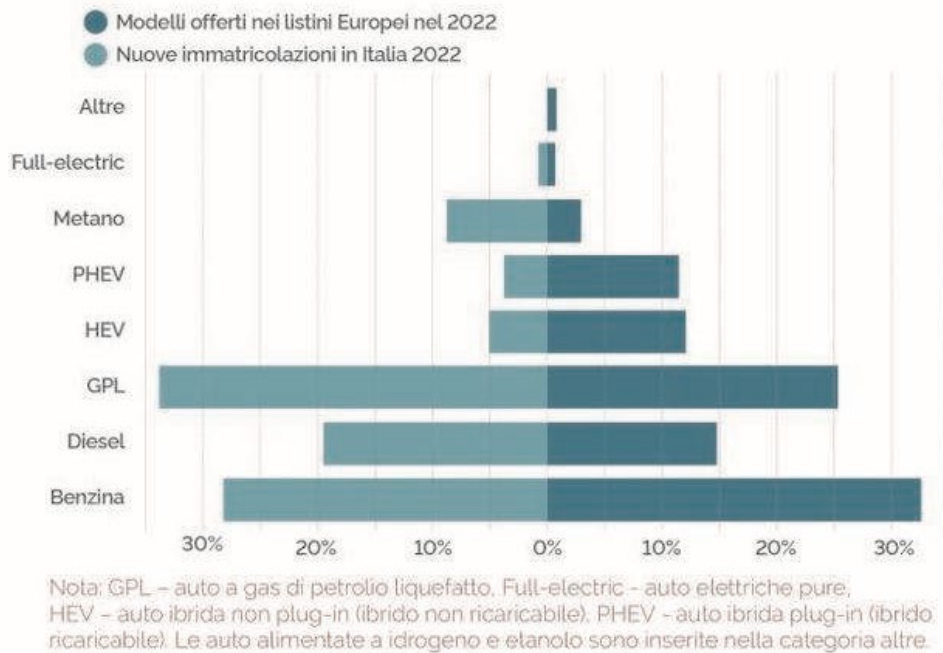
Fonte: Eurostat e Unrae

Ma quanta parte di questo cambiamento nelle scelte di acquisto è andato a beneficio dei modelli spinti dai regolamenti? Molto in termini assoluti, molto poco in termini relativi. Se guardiamo alla variazione del venduto in propulsione elettrica tra il 2016 e il 2022, quello che otteniamo è una crescita media annua superiore all'80%. Ed è proprio di questo aumento che parlano i mass-media quando decantano il successo delle auto a zero e basse emissioni. Sarebbe però opportuno aggiungere che nel 2016 si sono immatricolate meno di 3.000 auto a propulsione elettrica, a fronte di oltre 1,84 milioni a propulsione endotermica. Ecco perché, malgrado l'aumento esponenziale delle vendite, la quota di mercato dei modelli puramente elettrici e ibridi ricaricabili nel 2022 è ancora inferiore al 10%.

A sottrarre quote di mercato alle motorizzazioni endotermiche tradizionali sono state principalmente le propulsioni ibride non ricaricabili. Tra il 2016 e il 2022, il venduto in questa alimentazione è aumentato da 40 a 460 mila unità con una conseguente crescita della quota di mercato dal 2 al 34%.

¹⁰ Da segnalare che le immatricolazioni di autovetture a Gpl in Italia del 2016 corrispondono all'83% delle nuove immatricolazioni UE di autoveicoli a Gpl (Eurostat, 2023).

FIG. 4.3 – DOMANDA E OFFERTA DI AUTO NUOVE IN ITALIA NEL 2022
PER MOTORIZZAZIONE E TIPO DI CARBURANTE



Fonte: elaborazioni proprie

I modelli a propulsione elettrica pura sono tra i meno apprezzati in Italia. Potrebbe essere una questione di prezzo, di bisogni o di tipo di modelli proposti. Mancano, infatti, modelli elettrificati con prestazioni equiparabili a quelle endotermiche nei segmenti che da sempre sono i più apprezzati dagli Italiani: *city car* e utilitarie¹¹. La discrepanza tra gusti (degli italiani) e regole (europee) è evidente se si contrappongono domanda e offerta di nuovo per motorizzazione e alimentazione nel 2022 (Figura 4.3). In Italia le alimentazioni migliori dalla prospettiva dei rivenditori di auto nuove sono l'ibrido non ricaricabile e l'endotermico alimentato a diesel e Gpl; in tutti i tre casi il peso percentuale nella domanda supera quello nell'offerta. I modelli elettrici e ibridi ricaricabili soddisfano tanta domanda quanto i modelli a Gpl ma mentre i primi occupano un quarto dello spazio nei listini, i secondi ne occupano soltanto un trentaduesimo.

Il confronto tra i dati 2016 e 2022 consente di evidenziare cambiamenti significativi sia sul lato dell'offerta sia della domanda di autovetture nuove in una direzione di maggiore sostenibilità; sebbene l'elettrificazione delle propulsioni in Italia abbia interessato l'offerta più della domanda e si sia concretizzata in una significativa affermazione delle vetture ibride (non *plug-in*).

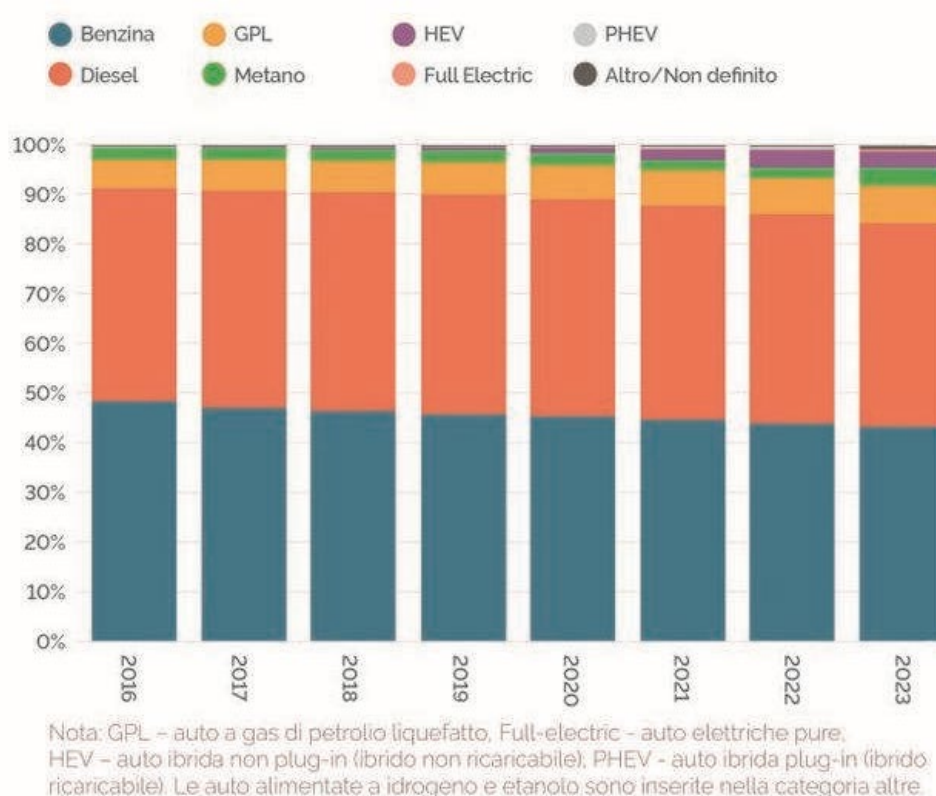
¹¹ A questo proposito è utile segnalare che il successo dell'ibrido non ricaricabile è da attribuire significativamente alla Panda, l'auto più venduta in Italia dal 2012.

Quello che conta è la diffusione nel parco

I dati relativi alle nuove immatricolazioni, benché siano i più citati, non rappresentano la dimensione più idonea per discutere dello stato e dei progressi di decarbonizzazione del parco automobilistico di un Paese. Questo perché le immatricolazioni sono variabili di flusso, possono essere usate (unitamente alle radiazioni: le auto che escono dal parco) per studiare i cambiamenti subiti dal circolante in un certo lasso di tempo o per tipizzare i veicoli entrati (usciti) dal totale circolante in un determinato intervallo di tempo. L'obiettivo di decarbonizzazione però riguarda l'intero parco, una variabile di stock, che ricomprende tutte le auto esistenti, o perlomeno targate. Il totale circolante è il frutto di un processo di accumulo protrattosi nel tempo: è la sommatoria di tutti i flussi passati. I cambiamenti annui subiti dalle variabili di flusso si riflettono sullo stock, inevitabilmente, in scala ridotta. In Figura 4.4 è riportata la distribuzione percentuale (per propulsione e alimentazione) delle auto iscritte al Pubblico Registro Automobilistico italiano (Pra) tra il 2016 e il 2023.

Il peso percentuale delle propulsioni *full-electric* (che i regolamenti UE indicano come risolutori dell'impatto climalterante della mobilità privata) nel 2023 non arriva al 5 per mille. Le stesse ibride *non plug-in*, malgrado il successo della Panda, non arrivano al 5% del totale circolante nel 2023.

FIG. 4.4 – PARCO AUTO IN ITALIA PER MOTORIZZAZIONE E ALIMENTAZIONE: 2016-23*



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

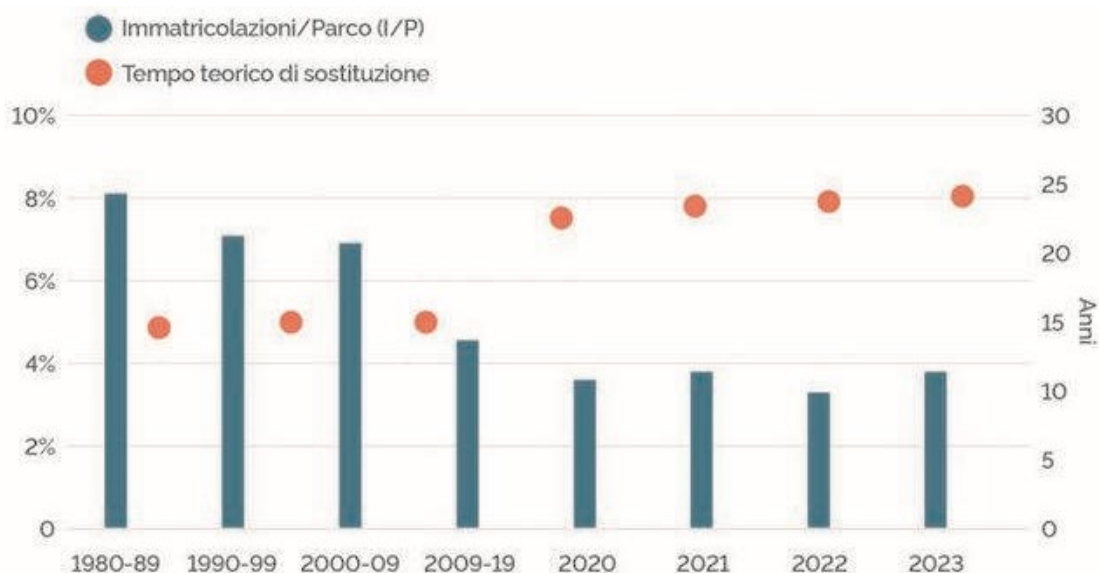
Viene da chiedersi come mai sia così difficile sostituire le auto endotermiche circolanti in Italia con autovetture con altre propulsioni. La risposta a questo quesito consente anche di capire perché è piuttosto improbabile che la strategia di decarbonizzazione approntata nei regolamenti dell'UE consenta all'Italia di ottemperare agli impegni di neutralità entro il 2050, come da accordo di Parigi.

Negli anni il parco italiano è cresciuto. In mezzo secolo (1971-2021), siamo passati da poco più di 11 a circa 40 milioni di automobili a fronte di un immatricolato annuo medio (e mediano) di 1,9 milioni¹².

Cosa che ha determinato una riduzione del peso percentuale delle immatricolazioni sul circolante passata dall'8% degli anni Ottanta del secolo scorso al 3,5% degli anni più recenti.

Questa contrazione ha reso sempre più marginale l'effetto dei cambiamenti nelle nuove immatricolazioni (domanda) sullo stock in circolazione e ha allungato i tempi di sostituzione dell'usato col nuovo. Sull'asse di destra della Figura 4.5 è misurato il tempo teorico di sostituzione del parco¹³. L'indicatore misura il numero di anni necessari a immatricolare un numero di auto nuove pari a quelle in circolazione. Il valore dell'indicatore dipende dalle immatricolazioni effettivamente registrate e dallo stock presente sul mercato. Supponendo che ogni nuova automobile acquistata vada a sostituirla una già in uso, è possibile usare il tasso teorico di sostituzione per fare congetture riguardo agli anni necessari a rimpiazzare tutte le propulsioni in uso con propulsioni nuove.

FIG. 4.5 – QUOTA PERCENTUALE DELLE IMMATICOLAZIONI SUL PARCO E TEMPI DI SOSTITUZIONE: 1980-2023



¹² Più nello specifico, le immatricolazioni di automobili nuove in Italia nell'ultimo mezzo secolo hanno assunto valori compresi tra il minimo registrato negli anni Settanta (1,1 milioni) e il massimo dei primi anni Duemila (2,7 milioni).

¹³ M. Bonacina e A. Sileo, *Why the EU risks missing its 2050 carbon neutrality target by focusing only on new (electric) car sales*, Economics and Policy of Energy and the Environment (EPEE), 1/2024.

Nel caso qui discusso, l'indicatore può essere usato per fornire informazioni sulle tempistiche (teoriche) di decarbonizzazione dei trasporti su strada attraverso la strategia di sostituzione implicita nei regolamenti. Più che sul valore puntuale, che risente ovviamente delle ipotesi di sostituzione¹⁴, vorremmo porre l'accento sull'andamento dell'indicatore che subisce un vistoso aumento a partire dal 2010. Se negli anni che precedono tale data il rapporto tra immatricolazioni e circolante era tale da assicurare l'ingresso di un numero di nuove motorizzazioni pari a quelle nel parco in un lasso di tempo di circa 15 anni, in quelli successivi ne occorrono mediamente 25.

Quando il circolante è limitato (o lo è la sua vita utile), è possibile una sostituzione in tempi brevi. Ma quando il circolante è consistente (o lo è la sua vita utile), una strategia di mera sostituzione mal si concilia con obiettivi a breve e medio termine.

Per rinnovare il parco italiano entro i termini dell'accordo di Parigi si dovrebbero (mediamente) rottamare 1,5 milioni di auto all'anno in ciascuno dei prossimi 25 anni sostituendo (o non sostituendo affatto) ogni vettura con una climaticamente neutra.

Molto incremento, ma senza sostituzione

Data l'entità del parco italiano dovrebbe essere chiaro che non riuscire a decarbonizzarne la maggior parte significherebbe anche mancare l'obiettivo per tutta l'Unione. Al di là delle dinamiche normative, mutabili per definizione, il successo (o l'insuccesso) dell'approccio europeo ai fini degli obiettivi climatici va misurato dalla capacità delle autovetture nuove (in particolare *full-elettrici*) di sostituirsi all'esistente e di permanere nel tempo.

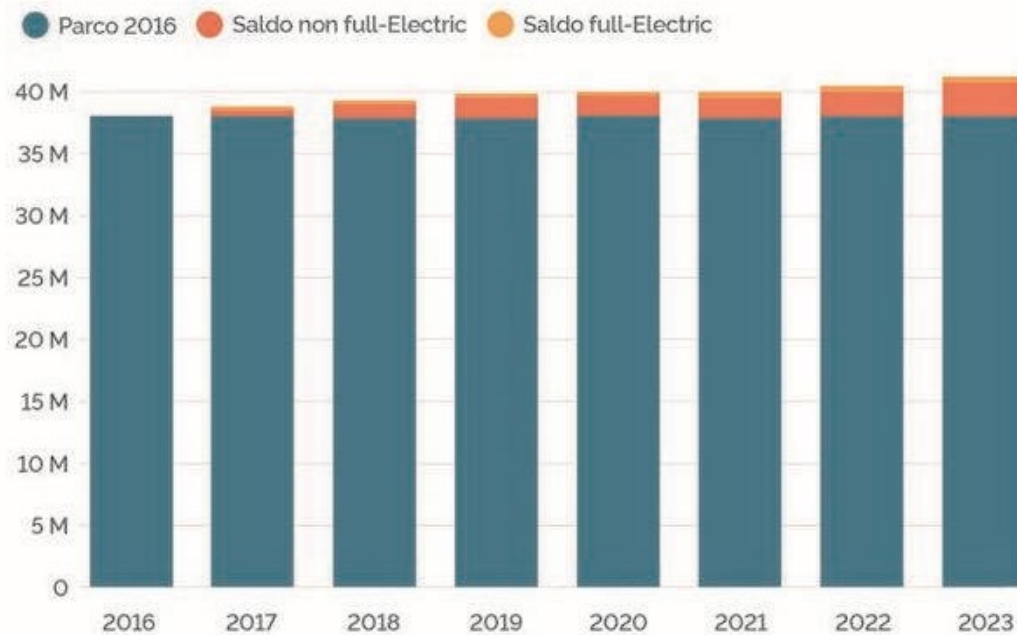
I dati purtroppo restituiscono un quadro grandemente sconcertante. La diffusione delle autovetture elettriche pure è minima e per nulla sostitutiva in tutta l'Unione¹⁵ e ancor di più in Italia. Il parco circolante italiano continua inesorabilmente a crescere con le autovetture elettriche che vanno semplicemente a sommarsi alle endotermiche che a loro volta continuano ad aggiungersi al circolante. Il saldo, cioè la differenza tra gli ingressi e le uscite annue di automobili, continua a essere positivo (Figura 4.6)¹⁶.

¹⁴ Per esempio, quanta parte del parco auto riteniamo debba essere effettivamente sostituita e quanto efficacemente riteniamo che il nuovo sostituisca l'usato.

¹⁵ M. Bonacina e A. Sileo, "Se l'auto elettrica rallenta", *lavoce.info*, 12 marzo 2024.

¹⁶ A. Sileo, "Auto, i conti (ambientali) non tornano", *Staffetta Quotidiana*, 19 gennaio 2024.

FIG. 4.6 – SCOMPOSIZIONE DELL'INCREMENTO DEL PARCO AUTO ITALIANO (2016-23):
CONTRIBUTO DELLE AUTO FULL-ELETTRIC (SALDO FULL-ELECTRIC)
E DELLE ALTRE ALIMENTAZIONI (SALDO NON FULL-ELECTRIC)



Fonte: elaborazioni su statistiche ACI

Di questo passo, non solo Achille non raggiungerà la tartaruga, ma è destinato a subire un distacco ulteriore. Nei prossimi anni le auto elettriche guadagneranno (gioco forza) più spazio, tuttavia, anche la quota da occupare però sarà maggiore. Perché maggiore sarà il l'enorme bacino di vetture usate disponibili. Perché ci si avvicini all'obiettivo di neutralizzare le emissioni è necessario che le autovetture elettriche non si aggiungano a quelle alimentate con combustibili di origine fossile, ma che le sostituiscano, non troppo lentamente e in misura crescente¹⁷, il contrario di quanto avvenuto finora¹⁸.

¹⁷ A. Sileo, "Le auto elettriche sono troppo lente", *Nuova Energia*, 6/2023.

¹⁸ A. Sileo e M. Bonacina, "Gli Italiani non sognano auto elettriche: la difficile decarbonizzazione del parco circolante", FEEM Brief 02, aprile 2024.

5. Stop ai nuovi terminal di gnl negli Usa: quali implicazioni per la sicurezza energetica europea

Francesco Sassi

Il gas naturale liquefatto (gnl) rappresenta nel nuovo scenario della sicurezza energetica globale una componente assolutamente strategica per garantire l'approvvigionamento ininterrotto dei mercati europei e quello dei consumatori finali, industrie e cittadini. Nella fase attuale d'implementazione della strategia europea di diversificazione delle importazioni dalla Federazione Russa, nel contesto di continua tensione per via del conflitto in Ucraina, il gnl proveniente dagli Stati Uniti ha assunto un ruolo preponderante nel bilanciare i mercati e attutire il colpo causato dal taglio delle forniture russe. Recenti decisioni della Casa Bianca hanno però messo in dubbio l'espansione futura dell'industria del gnl negli Stati Uniti, tanto da dare adito a nuove preoccupazioni su ambo le sponde dell'Atlantico. Questa analisi si propone l'obiettivo di contestualizzare tale dibattito e presentare gli elementi essenziali per comprendere la rilevanza del gnl proveniente dagli Stati Uniti per la sicurezza energetica europea. Inoltre, si intende qui approfondire come l'iniziativa di Washington di sospendere la costruzione di nuovi terminal adottata all'inizio del 2024 abbia conseguenze di breve e media-lunga durata per la stessa Unione europea.

Contestualizzare il fermo ai nuovi terminal di gnl negli Stati Uniti

Lo scorso gennaio la presidenza Biden ha annunciato una pausa alla costruzione di nuovi terminal di gnl. Uno stop che coinvolge tutti quei progetti che ancora non hanno ottenuto una specifica autorizzazione a consegnare la risorsa a Paesi non firmatari di accordi di libero scambio con gli stessi Stati Uniti. Essendo essi la stragrande maggioranza, ed essendo tra loro inclusi i Paesi UE, la scelta ha riguardato diversi progetti che oggi si trovano in vari stadi di realizzazione¹. La pausa continuerà sino alla pubblicazione di un report commissionato ad agenzie interne del Department of Energy (DoE), il corrispettivo del Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica (Mase), e che dovrà in particolare concentrarsi su di una rendicontazione degli impatti dell'espansione della capacità di esportazione del gnl sul mercato interno degli Stati Uniti². L'analisi andrà a concentrarsi su due questioni cruciali. Da una parte vi saranno gli aspetti economici, ovvero un'analisi costi/benefici dell'effetto di maggiori esportazioni di gnl sui prezzi nel mercato interno e sulla stessa industria del gas naturale nordamericano. L'ampia disponibilità interna di gas naturale è una componente essenziale per garantire la competitività di settori industriali come quello chimico e quello dei fertilizzanti. L'ammontare della produzione, il volume degli stoccaggi e quello delle importazioni ed esportazioni sono le tre variabili principali che indirizzano il mercato lato

¹ White House, [FACT SHEET: Biden-Harris Administration Introduces Temporary Pause on Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports](#), Statements and Releases, 26 gennaio 2024.

² U.S. Department of Energy, [The Temporary Pause on Review of Pending Applications to Export Liquefied Natural Gas](#), 23 febbraio 2024

offerta. All'opposto, variazioni nei consumi durante l'estate e l'inverno, la crescita economica e la disponibilità e prezzo di combustibili alternativi sono invece i fattori che più influiscono sul mercato nel lato della domanda³. Fattori che verranno quindi enfatizzati nell'analisi che ci si attende entro il 2025 e comunque dopo le elezioni presidenziali americane del prossimo novembre.

Nel 2023, superando la concorrenza di Australia e Qatar, gli Stati Uniti si sono imposti come il primo esportatore di gnl al mondo. Un totale di 84,5 milioni di tonnellate (116 miliardi di metri cubi (mmc)) di gnl sono state esportati dagli Usa, pari al 21% circa del gnl commercializzato globalmente⁴. Questo record è stato possibile grazie al continuo aumento della produzione di Calcasieu Pass, un progetto entrato in funzione al termine del 2022, e del ritorno all'operatività di Freeport LNG, terminal che è stato colpito da problemi tecnici per buona parte del 2022.

In questo scenario, e vista la recentissima sovrapproduzione di gas negli Stati Uniti dopo che per trent'anni (1986-2016) il Paese ha consumato più gas naturale di quello prodotto, l'Amministrazione Biden vuole comprendere come maggiori esportazioni di gnl incideranno su questo equilibrio interno.

Al procedere della campagna elettorale, sia il candidato democratico, il presidente Joe Biden, sia lo sfidante repubblicano, l'ex presidente Donald Trump, si contenderanno anche l'appoggio dell'industria energetica, sfidandosi ad esempio sul futuro dell'Inflation Reduction Act (Ira), il mastodontico piano di incentivi e sussidi alle fonti rinnovabili⁵. L'esito delle elezioni sarà altresì influenzato dalla forte volatilità dei prezzi internazionali delle materie prime energetiche e della polarizzazione interna del dibattito negli Stati Uniti, dove il costo di petrolio e gas naturale è materia di primario interesse⁶.

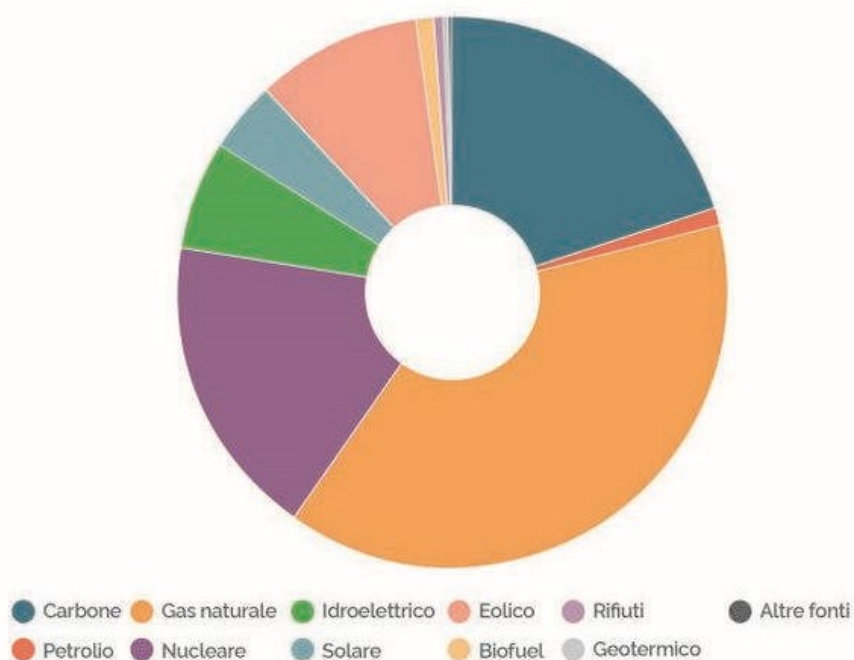
³ U.S. Energy Information Administration (Eia), [“Natural gas explained: Factors affecting natural gas prices”](#), 25 ottobre 2023.

⁴ *Giugl Annual Report*, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2024.

⁵ [“Biden and Big Oil Had a Truce. Now, It's Collapsing”](#), *New York Times*, 29 maggio 2024; [“Big Oil and the Chamber plan to defend Biden's climate law from Trump”](#), *Politico*, 28 maggio 2024.

⁶ Per un approfondimento ad ampio spettro di come il tema dei prezzi dell'energia incida sulla corsa alla Casa Bianca: [“Republicans enraged by Biden's efforts to keep gas prices lower”](#), MSNBC, 24 maggio 2024; [“Rising Electricity Prices Creating Electoral Headache For Biden”](#), American Energy Alliance, 17 aprile 2024; E. Elkin, [“US Economy Scores a Win From the Bear Market in Natural Gas”](#), *Bloomberg*, 16 marzo 2024; J. Shapero, [“Gas price surge could cost Biden reelection: Moody's”](#), *The Hill*, 1 febbraio 2024.

FIG. 5.1 - MIX NELLA GENERAZIONE ELETTRICA DEGLI STATI UNITI NEL 2022



Fonte: elaborazione dell'autore su dati IEA

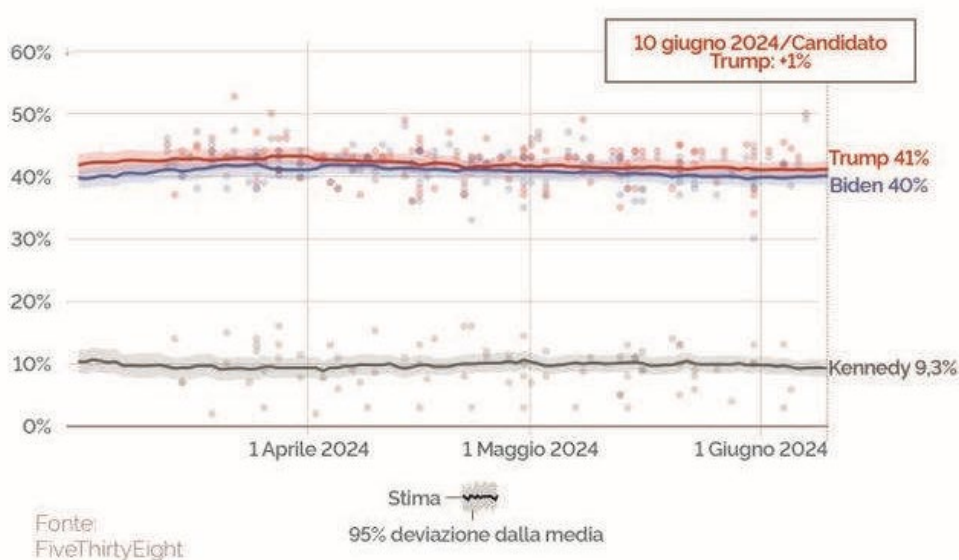
Vale la pena ricordare che lo stesso prezzo del gas naturale ha un effetto preponderante su quelli dell'elettricità, vista la grande rilevanza tuttora ricoperta nel mix elettrico e nonostante i numerosi investimenti dell'Amministrazione Biden verso le energie rinnovabili e in particolare solare ed eolico.

Dall'altra parte, la scelta dell'Amministrazione Biden di mettere in pausa la costruzione di nuovi terminal di gnl ricalca in pieno l'intenzione di portare a termine importanti riforme strutturali del sistema energetico statunitense per accelerare la transizione. Fondamentale rimane il maggiore contributo delle energie rinnovabili nel rispondere ai consumi interni. Tra tutte queste riforme, Ira è senza ombra di dubbio la più significativa. Nel 2023 soltanto, l'International Energy Agency (Iea) calcola in 280 miliardi di dollari gli investimenti in energie pulite da parte degli Stati Uniti, contro i 200 miliardi invece per il segmento Oil & Gas⁷. In buona parte, questa somma è andata proprio alla costruzione dei nuovi terminal per l'export di gnl, oltre che per mantenere e aumentare la capacità produttiva upstream in termini di idrocarburi. Investimenti energetici che, in anni di frammentazione delle *supply chain* globali e inflazione rampante, sono divenuti ancor più onerosi. La presidenza Biden, che ha riportato gli Stati Uniti sotto l'ombrello degli Accordi di Parigi dopo la fuoriuscita durante l'epoca Trump, ha anche sottoscritto a livello internazionale il Global Methane Pledge. L'accordo internazionale si pone l'obiettivo di ridurre del 30% le emissioni di metano dei Paesi firmatari entro il 2030. Al contempo, Washington si è fatta portavoce degli accordi a livello dei Paesi del G7 per ridurre le emissioni nocive di gas serra. Tra queste sono incluse quelle di gas

⁷ International Energy Agency (Iea), *World Energy Investment*, 2024.

metano, con iniziative riguardanti tutte le operazioni riconducibili alle *supply chain* dei combustibili fossili. È importante sottolineare come anche il dialogo tra Washington e Pechino proceda positivamente, nonostante il cambio alla guida delle rispettive delegazioni ai negoziati sul clima e i difficili rapporti bilaterali⁸. Rimanendo in tema, sul finire di marzo Biden ha approvato nuove regole che intendono limitare le emissioni di metano in tutte le operazioni prospettiche sul territorio federale. Il regolamento prevede un incremento delle penali per quei soggetti che si rendono responsabili di *venting, flaring* o che non si adoperano per limitare eventuali perdite in atmosfera⁹. Ad aver indotto tali scelte, rischiose anche dal punto di vista del rapporto con l'industria energetica, occorre ricordarlo ancora, è la necessità per Biden di rafforzare il supporto alla propria candidatura alla sinistra del Partito Democratico e in quell'elettorato maggiormente sensibile alle tematiche ambientali.

FIG. 5.2 - TENDENZA NEI SONDAGGI NELLE INTENZIONI DI VOTO USA



La decisione d'imporre una pausa alla costruzione di nuovi terminal per l'esportazione di gas va proprio in questa direzione¹⁰. Come evidenziano gli ultimi sondaggi pubblicati a inizio giugno, la corsa alla Casa Bianca rimane oggi apertissima. Il dibattito dimostra altresì come il supporto della fetta più giovane dell'elettorato democratico sia però tutt'altro che scontato. Braccata dalle tensioni per le conseguenze del conflitto tra Israele ed Hamas, l'Amministrazione sta oggi cercando di recuperare voti trovando un difficile bilanciamento

⁸ Sugli impegni internazionali sottoscritti dagli Stati Uniti in termini di riduzione delle emissioni di gas metano leggi anche: G7 Italia, Climate and Environment Ministers' Meeting Communiqué, 30 aprile, 2024; "China, US pledge joint methane action at climate talks", *Argus Media*, 13 maggio 2024.

⁹ "New US rules seek to curb methane from oil and gas on public lands", *Reuters*, 27 marzo 2024.

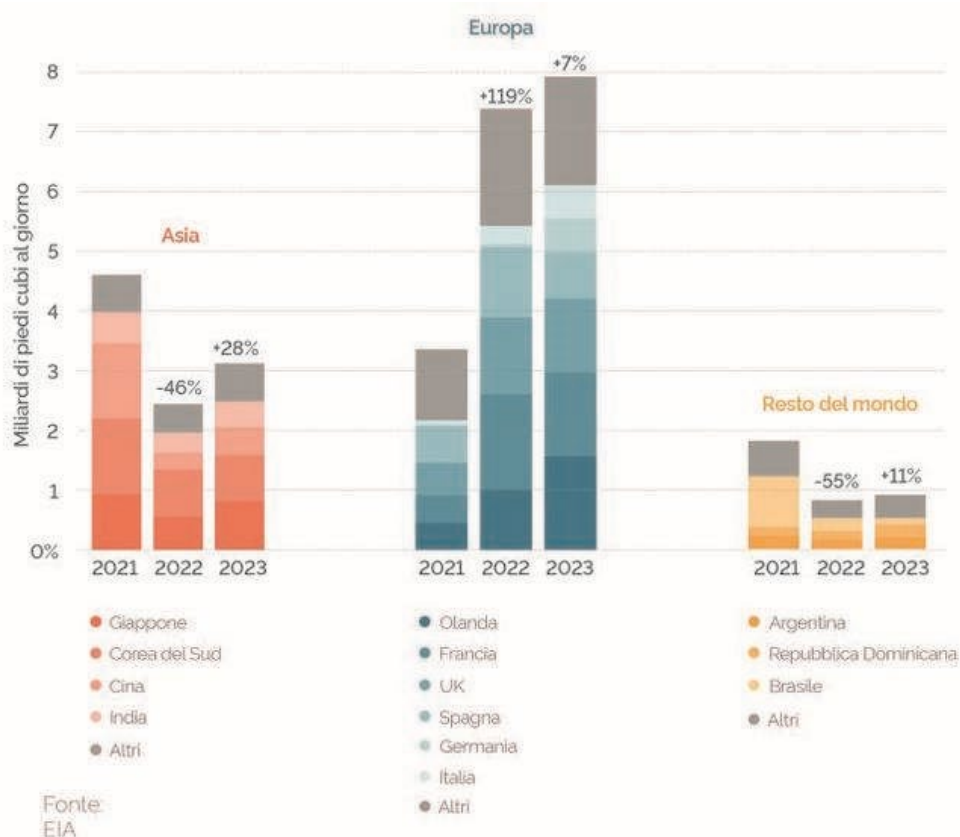
¹⁰ La Croix International, "2024 US Elections: Joe Biden, the 'half-full' environmentalist", 5 giugno 2024; "Environmentalists protest Biden administration approval of huge oil export terminal off Texas coast", *Associated Press News*, 11 aprile 2024

tra ambizioni verdi e un pragmatismo che, nei fatti, ha portato gli Stati Uniti a produrre un volume record sia di petrolio sia di gas naturale durante gli ultimi anni.

L'importanza del gnl dagli Stati Uniti per l'Europa

I volumi di gnl prodotto negli Stati Uniti e importati nei terminal europei sono divenuti assolutamente critici per assicurare gli approvvigionamenti e un equilibrio dei mercati globali. Come evidenziato dall'Iea, gli impianti americani hanno garantito circa il 50% dell'offerta incrementale di gas durante l'inverno 2023-24, un aumento pari a oltre il 10% su base annuale¹¹. Grazie anche a un mite inverno, questi hanno aiutato a calmierare i prezzi rispetto ai picchi del 2022. L'impressionante mutamento dei flussi avvenuto tra il 2021 e 2022, consolidatosi nel corso del 2023, dimostra quanto l'importanza del mercato europeo sia cresciuta per gli esportatori di gnl degli Stati Uniti. Da soli, Paesi Bassi, Francia e Regno Unito rappresentano nel 2023 oltre un terzo del totale delle esportazioni e, con l'aggiunta di Spagna, Germania e Italia, l'ammontare equivale a oltre il 50% del totale¹². Un cambiamento eloquente dei flussi se comparato con quelli del 2021, anno in cui l'intero mercato europeo ha rappresentato meno di un terzo del totale delle esportazioni Usa.

FIG. 5.3 - ESPORTAZIONI ANNUALI DI GNL DAGLI STATI UNITI PER DESTINAZIONE NEL PERIODO 2021-23 (MILIARDI DI PIEDI CUBI/GIORNO)



¹¹ International Energy Agency (Iea), *Gas Market Report*, Q2-2024, p. 28.

¹² "EIA: The United States was the world's largest liquefied natural gas exporter in 2023", *Oil & Gas Journal*, 1 aprile, 2024.

L'influenza delle importazioni di gnl dagli Stati Uniti in Europa cresce anche tenendo conto dei consumi in continuo calo a livello comunitario, passati da 413 a 330 mmc, ovvero oltre il 20% nel giro di soli due anni (2021-23). Nel corso del 2023 gli Stati Uniti hanno rappresentato il secondo Paese per esportazioni di gas verso l'UE, con il 19% del totale, secondi soltanto alla Norvegia (30%) e sopravanzando la Federazione Russa (15%), tuttora il terzo fornitore UE¹³. Al fine di mettere in prospettiva il pivotale ruolo giocato dal gnl degli Stati Uniti sarà utile il seguente dato: il 46% dei volumi totali di gnl importati in UE nel corso del 2023 provengono dagli Usa. Addirittura, nel quarto trimestre del 2023, ovvero quando l'aumento della domanda all'avvicinarsi del periodo invernale ha attratto volumi ancora maggiori verso i mercati europei, sono state toccate punte record del 50%. In questi ultimi mesi invece, durante i quali la domanda di gnl in Europa è calata per via di diverse variabili, tra cui l'ampia disponibilità di gas stoccato, ridotti consumi e un'alta produttività da fonti rinnovabili, si sta assistendo a un cambio di rotta, con maggiori volumi di gnl veicolati verso l'Asia¹⁴. Con una domanda trainata dal crescente consumo nel settore della generazione elettrica, gli alti prezzi sul mercato hanno fatto sì che le metaniere cariche di gas estratto negli Stati Uniti volgessero verso altri mercati, il tutto mentre l'UE registra un record negativo di importazioni da molti mesi a questa parte¹⁵.

Il contributo fondamentale del gnl prodotto ed esportato dagli Usa evidenzia anche quanto influente sarà nel futuro questa risorsa. La Energy Information Agency (Eia), un'agenzia del governo statunitense, prevede un aumento della capacità di liquefazione di circa 21 mmc nel solo 2025, grazie alla messa in operatività di importanti impianti come Golden Pass e Plaquemines. Alcuni problemi di carattere tecnico ed economico-finanziario rischiano però di far ritardare di molti mesi alcuni di questi progetti, come nel caso di Golden Pass LNG.¹⁶ Recentemente, si è infatti aperto un contenzioso dal valore di miliardi di dollari tra le compagnie Exxon Mobil e Qatar Energy e il contractor Zachry per via della bancarotta di quest'ultima causata, a dire della stessa, dei continui cambi di strategia implementati dagli appaltatori durante il picco della crisi pandemica e, a seguire, di quella energetica. Con fiducia, il Dipartimento di Stato stima comunque che, entro la fine del decennio in corso, la capacità di liquefazione degli Stati Uniti aumenterà di circa 124 mmc: raddoppiando, in poche parole, la capacità attuale¹⁷. Si rende qui necessario sottolineare come la pausa alla costruzione di nuovi terminal impatterà soltanto quelli privi di un'approvazione dedicata all'export verso Paesi che non hanno ancora siglato un accordo di libero scambio con gli Stati Uniti. Tra questi vi è ad esempio il progetto CP2, con il quale ha già sottoscritto un contratto ventennale la tedesca SEFE per importare gnl in Germania¹⁸. Secondariamente, in base alla lunghezza

¹³ Market Observatory for Energy DG Energy, *Quarterly report On European gas markets with focus on annual overview for 2023*, vol. 16, giugno 2024

¹⁴ "US LNG exports rise in May as Freeport LNG returns to production", *Reuters*, 3 giugno 2024.

¹⁵ "EU gas sendout from LNG facilities drops to 7-month low", S&P Global Platts, 21 maggio 2024; "Extreme Asian heat spurs LNG demand ahead of summer months", *Reuters*, 2 giugno 2024.

¹⁶ "Golden Pass LNG Likely Delayed After Engineering Firm Lays Off 4,400", *HartEnergy*, 6 giugno, 2024

¹⁷ U.S. Department of Energy, *The Temporary Pause on Review of Pending Applications to Export Liquefied Natural Gas*, 23 febbraio 2024.

¹⁸ "Venture Global and SEFE Announce 20-year LNG Sales and Purchase Agreement", Venture Global, Press Release, 22 giugno 2023.

della stessa pausa, essa potrà avere effetti economici e finanziari deleteri per quei progetti che a oggi sono molto vicini a una Final Investment Decision (Fid), fase che marca l'ufficializzazione dei lavori di realizzazione. Alcuni terminal come Rio Grande LNG e Cameron Phase 2 sono ormai prossimi alla Fid, ma necessiteranno con ogni probabilità anche di un'estensione dell'autorizzazione all'export oltre i sette anni concessi dall'inizio dei lavori di costruzione dalle stesse autorità. Ecco dunque che, in totale, la pausa imposta dall'amministrazione coinvolge direttamente o indirettamente circa 6 impianti per un totale pari a circa 68 mmc di offerta aggiuntiva dagli Stati Uniti prevista entro il 2030.

L'Europa nella diplomazia gassifera statunitense

Sin dai primi giorni dell'invasione russa dell'Ucraina, e ancor prima che si verificassero gli innumerevoli tagli alle forniture di gas russo ai Paesi europei, è apparso evidente che il gnl esportato dagli Stati Uniti sarebbe divenuto uno strumento fondamentale per la diplomazia energetica transatlantica. Già nel marzo 2022, il presidente Biden e la presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen firmarono una partnership Usa-UE incentrata sul gnl. Dalla stessa origina anche una Task Force dedicata alla riduzione della dipendenza europea dai combustibili fossili russi¹⁹. Nel suo mandato, due sono gli obiettivi principali, suddivisi in ulteriori quattro linee guida ciascuno:

1) Diversificazione import e allineamento scelte climatiche

- a) Una fornitura, nel 2022, da parte degli Stati Uniti di almeno 15 mmc di gnl addizionali rispetto ai volumi del 2021.
- b) Un abbattimento delle emissioni lungo tutta la filiera dell'industria gassifera.
- c) L'approvazione di nuovi terminal per l'import di gnl in Europa.
- d) L'assicurazione da parte della Commissione, in collaborazione con gli Stati membri, di almeno 50 mmc di domanda aggiuntiva di gnl sino almeno al 2030, con una particolare attenzione ai fondamentali di mercati nel lungo periodo e una stabilità tra domanda e offerta.

2) Riduzione della domanda di gas naturale

- a) Coordinamento delle misure per una riduzione dei consumi di gas (soggetti pubblici e privati), anche attraverso l'utilizzo di energie pulite.
- b) Riduzione dei consumi attraverso l'implementazione delle misure di REPowerEU e sostituzione con alternative energie rinnovabili.
- c) Cooperazione bilaterale in progetti di energia rinnovabile e promozione di tecnologie all'avanguardia, come l'eolico *offshore*.
- d) Continua collaborazione sull'uso dell'idrogeno come fonte alternativa al gas.

Nel marzo 2023, a un anno dalla sigla della partnership, la Task Force ha fatto il punto della situazione durante il meeting von der Leyen-Biden²⁰. L'occasione è stata quella di rimarcare

¹⁹ The White House, [FACT SHEET: United States and European Commission Announce Task Force to Reduce Europe's Dependence on Russian Fossil Fuels](#), 25 marzo, 2022

²⁰ U.S. Embassy & Consulates in Italy, Joint Statement on U.S.-EU Task Force on Energy Security, 3 aprile 2023

l'aumento delle esportazioni di gnl, addirittura maggiori rispetto ai volumi concordati nel 2022, e la copiosa riduzione dei consumi di gas in Europa grazie a misure di efficientamento dei consumi e allo sviluppo delle rinnovabili. Ulteriori tre obiettivi sono stati predisposti dalla Task Force:

- a) Assicurare l'offerta di almeno 50 mmc di gas nel 2023, viste le tensioni registrate sui mercati del gas e la necessità di colmare gli stoccaggi per l'inverno 2023-24, anche grazie alla creazione di una nuova piattaforma per gli acquisti comuni.
- b) La riduzione delle emissioni di metano, coordinando le misure atte alla verifica, misurazione e segnalazione delle fuoriuscite incontrollate lungo la filiera.
- c) Risparmio energetico ed efficientamento, promuovendo un dialogo su temi come la digitalizzazione dei sistemi e lo sfruttamento dei picchi di domanda, ma anche condividendo l'expertise accumulato in termini di implementazione di progetti energetici su larga scala.

Se il dibattito negli Stati Uniti ha subito acceso lo scontro bipartisan in vista delle presidenziali di novembre, all'estero la notizia della pausa all'approvazione di nuovi terminal di gnl ha suscitato timori per la sicurezza energetica. In Europa, il dibattito sul ruolo che il gas naturale ricoprirà nel percorso di decarbonizzazione e raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 è stato a sua volta influenzato dal mondo industriale. Inoltre alcune voci hanno fatto notare come il taglio delle forniture russe comporti rischi profondi. Un'assenza di sicuri approvvigionamenti da parte degli Stati Uniti di gnl potrebbe provocare nuove destabilizzazioni dei mercati e dei prezzi, mentre lo stesso approvvigionamento di gnl scongiurerebbe qualsivoglia ritorno alle dipendenze da Mosca²¹. La stessa industria energetica europea si è detta preoccupata per i miliardi di investimenti dedicati proprio alla costruzione di nuovi impianti e terminal per la ricezione e la distribuzione di gas naturale in tutto il continente. In assenza di un costante afflusso di gnl, oltre al pericolo *stranded asset*, le conseguenze di un ammanco di gas potrebbero sobillare nuovamente incertezza nei mercati e portare a un aumento del consumo di carbone, utilizzato come fonte alternativa²². Parte dell'industria energetica europea si trova già ai ferri corti con la controparte statunitense e i soggetti privati che la compongono per via dell'interpretazione degli accordi di lungo periodo tra le parti. Numerose compagnie europee, tra cui la britannica BP, la spagnola Repsol e l'italiana Edison, hanno richiesto e ottenuto formalmente il supporto delle autorità statunitensi contro la compagnia Venture Global, operante l'impianto di Calcasieu Pass. Lo stesso, pur essendo attivo da molti mesi, continua a non fornire i volumi concordati di gnl a molteplici clienti europei²³. La questione, oltre a coinvolgere i rispettivi gruppi legali, sta avendo risvolti economici e politici che, a mano a mano, diventano sempre più pesanti e

²¹ J. Grossmann, *US LNG Moratorium Endangers Europe's Security*, *Energy Intelligence*, Hamburg, 19 aprile 2024; ["Biden Urged to Reverse LNG Pause by Global Business Groups"](#), *Bloomberg*, 29 gennaio 2024.

²² Eurogas, *"Eurogas Statement on European Union and United States Energy Partnership: Exports of U.S. LNG and European Energy Security"*, gennaio 2024.

²³ ["US orders Venture Global LNG to provide customers documents about problems"](#), *Reuters*, 11 giugno, 2024

rischiano di avere un impatto sull'affidabilità dell'industria americana e di credibilità degli accordi commerciali intercorsi.

La reazione all'annuncio della pausa non è però rimasta confinata all'interno del mondo economico e di quello industriale. Due lettere, siglate da membri ed esponenti delle componenti della sinistra europea da una parte e da membri di diverse delegazioni parlamentari esponenti di partiti di centro destra dall'altra, hanno rispettivamente richiesto a Biden di perseverare nella decisione di rivedere le politiche energetiche (Verdi, S&D, Sinistra) e di ritornare sui propri passi e allentare le stesse restrizioni (Conservatori e Riformisti)²⁴. Un'ulteriore dimostrazione delle profonde divergenze in materia di sicurezza e transizione energetica esistenti all'interno delle istituzioni europee.

Va anche detto che, secondo l'accordo di partnership siglato da Biden e von der Leyen nel 2022, UE e Stati membri dovrebbero ulteriormente aumentare i volumi di gnl importato dagli Usa nel prossimo quinquennio di oltre 15 mmc rispetto ai volumi del 2023, arrivando così a un quantitativo che si aggirerebbe sui 72-75 mmc annui²⁵. Argomenti, quelli del ruolo del gas nel mix energetico dell'UE e delle importazioni di gnl dagli Stati Uniti che saranno certamente d'intralcio nella formazione della prossima Commissione dopo l'ultima tornata elettorale del Parlamento europeo di giugno, per non parlare della possibile rielezione di Donald Trump alla Casa Bianca²⁶. Dopo l'annuncio di gennaio, un portavoce della Commissione europea ha rivelato che il DoE aveva già precedentemente informato della pausa le autorità europee. La stessa Commissione ha tenuto a precisare che non vi saranno impatti per i progetti già approvati e che un'esenzione, prevista per emergenze di carattere nazionale, potrà essere sempre imposta da Washington²⁷. Ciò non toglie che l'iniziativa abbia comunque sollevato diverse critiche per gli effetti, imprevedibili, sui mercati nel prossimo futuro. Anche a livello diplomatico, sottolineano alcuni, l'annuncio fornisce un messaggio errato in una fase chiave della geopolitica dell'energia, mentre altri indicano che dietro la decisione potrebbe celarsi una nuova strategia volta a ridurre il volume di gnl esportato verso la Cina²⁸. Ancora tempo sarà necessario per comprendere appieno quale impatto di breve e lungo corso avrà questa pausa, giudicando relativamente modesta la reazione sin qui dei mercati all'annuncio se comparata invece alla volatilità insita agli eventi legati alla manutenzione degli impianti statunitensi e norvegesi o al futuro dei flussi di gas russo transitanti oggi attraverso l'Ucraina.

Il primo appuntamento del Consiglio energetico UE-Usa, il tavolo più importante nel coordinamento strategico Transatlantico in termini energetici e presieduto dai vertici della politica estera ed energetica della Casa Bianca e della Commissione, pare non abbia affrontato

²⁴ “La lettre de 60 parlementaires de toute l'Europe à Joe Biden”, *Justice*, 25 gennaio 2024; “[European parliamentarians write to President Biden](#)”, *Eureporter*, 27 aprile, 2024

²⁵ Si veda la clausola 1-D della Partnership energetica USA-UE (Nota 19 e 20)

²⁶ “[EPP won't seek formal deal with Meloni, says secretary general. But case-by-case work is possible](#)”, *Euronews*, 10 giugno 2024; Politico, Von der Leyen needs 361 votes to keep her job. Good luck with that, 3 giugno, 2024

²⁷ “[US LNG 'pause' to have no short-, mid-term impact on EU supply security: EC](#)”, S&P Global Platts, 26 gennaio 2024.

²⁸ B. Jensen e Y. Atalan, “[Why Pausing LNG Exports Is Bad Foreign Policy](#)”, CSIS, 12 febbraio, 2024; G.B. Collins e S.R. Miles, “[Is the U.S. Preparing to Ban Future LNG Sales to China?](#)”, *Foreign Policy*, 23 aprile 2024.

il tema della pausa alla costruzione di nuovi terminal²⁹. La materia è stata invece trattata a livello bilaterale tra Washington e Parigi, con la prima a rassicurare i vertici del governo francese, tra i maggiori acquirenti del gnl americano³⁰. Segno evidente, questo, che le implicazioni della decisione statunitense abbiano lasciato più di un quesito sul lato europeo. L'evento impone anche una riflessione sul livello di dialogo esistente tra governi nazionali e la Casa Bianca. Nel caso in cui la Commissione fosse stata avvertita in precedenza, occorrerebbe rinforzare ancor più il livello di comunicazione in campo di sicurezza e diplomazia energetica tra i governi nazionali e le autorità europee, troppo spesso manchevoli sotto questo punto di vista. Ciò sarà ancor più necessario con la crescita delle esportazioni di gnl dagli Stati Uniti nel prossimo futuro e l'accrescere del peso dello stesso nel guidare la volatilità dei mercati.

²⁹ U.S. Department of Energy, [Joint Statement by the U.S. and EU following the 11th U.S.-EU Energy Council](#), 15 marzo 2024. Sorprendentemente, a esso sono stati preferiti altri punti quali la chiusura degli impianti a carbone, l'importanza delle materie prime critiche, il supporto al sistema energetico ucraino e la promozione di nucleare ed idrogeno come fonti energetiche a basso impatto carbonico.

³⁰ ["US assures Europe: We'll keep sending you gas, we promise"](#), *Politico*, 27 maggio 2024.

6. Il processo di metanizzazione in Sardegna tra sicurezza energetica nazionale e hub geografico d'importazione

Fabio Indeo

La recente decisione del Consiglio di Stato di respingere i ricorsi presentati contro la realizzazione del rigassificatore a Giorgino, nel bacino portuale di Cagliari, e la visita del ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica Gilberto Pichetto-Fratin in Sardegna a febbraio – nel corso della quale ha ribadito l'indirizzo governativo di realizzare un rigassificatore a Porto Torres (Nord Sardegna) – hanno di fatto riaperto i riflettori dell'opinione pubblica nazionale sul processo di metanizzazione della Sardegna, che nel corso degli anni è stato notevolmente rallentato da differenti visioni politico-energetiche dei governi che si sono succeduti sia a livello nazionale sia regionale, e dalla ferma opposizione delle associazioni ambientaliste presenti sull'isola.

Il progetto di avviare un processo di metanizzazione della Sardegna attraverso una capillare distribuzione di gas naturale, sia per i consumi interni e sia per svolgere – grazie alla fortunata posizione geografica dell'isola nel cuore del Mediterraneo – una funzione di approvvigionamento di imbarcazioni e mezzi navali (da compiersi attraverso bettoline, attività chiamata bunkeraggio in termini tecnici) potrebbe rappresentare un'opzione importante della politica energetica di questa regione italiana.

La prospettiva di garantire approvvigionamenti di gas naturale all'isola è da inquadrare anche come una finalità della politica energetica nazionale, in quanto unica regione sprovvista di accesso alla rete nazionale del gas naturale. La condizione geografico-insulare ha indubbiamente limitato e influito sullo sviluppo di infrastrutture energetiche integrate in una logica nazionale, autoescludendo la Sardegna dal processo di metanizzazione nazionale e sviluppando una sorta di sistema energetico “endogeno” basato sul carbone, che copre il 70% del mix energetico necessario per la produzione di elettricità.¹

Indubbiamente, il nuovo scenario energetico delineatosi a seguito del conflitto russo-ucraino e la necessità di promuovere la neutralità climatica hanno rivitalizzato la volontà di portare avanti il processo di metanizzazione dell'isola, con la finalità di promuovere la necessaria decarbonizzazione attraverso la riconversione delle due grandi centrali a carbone esistenti a Portovesme (nella provincia del Sulcis, Sardegna sud-occidentale) e Fiumesanto (nei pressi di Porto Torres nella Sardegna settentrionale), che nel medio termine potrebbero essere alimentate con il gas naturale.

¹ Terna, Il sistema elettrico. Pubblicazioni statistiche.

Le tappe del processo di metanizzazione: il fallimento del Galsi e il deposito Higas di Oristano

Se si prende in considerazione la particolare posizione geografica dell'isola, si evince la difficoltà o l'impossibilità di connettere la Sardegna alla rete di distribuzione nazionale alimentata con i diversi gasdotti terrestri che attraversano la penisola, mentre nei primi anni 2000 il progetto di realizzare un gasdotto sottomarino con l'Algeria appariva un'ipotesi maggiormente plausibile. L'idea del progetto Galsi venne avanzata nel 2003 da un apposito consorzio che comprendeva la compagnia energetica algerina Sonatrach e le italiane Edison, Enel, Hera e la Sfers (Regione Sardegna). Il Galsi veniva considerato un progetto rilevante per rafforzare la strategia di diversificazione geografica delle rotte d'approvvigionamento e la sicurezza energetica nazionale – elevato per anni al rango di Progetto di Interesse Comune (Pic) da parte della Commissione europea – oltre che a garantire l'accesso al metano per i consumatori e le industrie isolate. Si trattava di un progetto particolarmente ambizioso, con una capacità di trasporto pari a 8 miliardi di metri cubi di gas all'anno, che comprendeva due tratti *offshore* (dalla stazione di El-Kala, in Algeria, a Porto Botte sulla costa meridionale della Sardegna, e da Olbia sino alla Toscana, nella zona di Piombino) e di un tratto *onshore* che tagliava diagonalmente l'isola da sud-ovest a nord-est (Olbia). Tuttavia, l'instabilità politica in Nord Africa a seguito delle cosiddette Primavera arabe del 2011, le difficoltà algerine ad attrarre investimenti per potenziare il comparto produttivo e le infrastrutture d'esportazione, il progressivo disinteresse della Regione Sardegna (la Sfers uscì definitivamente dal consorzio nel 2014) hanno fatto tramontare la fattibilità del progetto Galsi, che è stato temporaneamente accantonato anche dalla Commissione europea che lo ha escluso tra i Pic.² Per quasi un decennio in naftalina, il progetto Galsi è stato rispolverato nel gennaio 2023 a seguito della visita dell'attuale premier Meloni in Algeria, corridoio di trasporto rimodulato sulla base delle nuove esigenze energetiche in modo che possa teoricamente trasportare non soltanto gas naturale ma anche idrogeno ed energia pulita dalla sponda sud del Mediterraneo verso i mercati europei.³

Partendo dalla constatazione della significativa influenza della condizione di insularità geografica sullo sviluppo di un processo di metanizzazione, nella Strategia Energetica Nazionale del 2017 è sostanzialmente prevalsa l'idea – in termini di maggiore fattibilità – di realizzare un sistema integrato di rigassificatori e di depositi costieri di piccola taglia (*Small Scale LNG, SSLNG*) ubicati nei bacini di maggior consumo – quali Cagliari, Sassari e Oristano – per la ricezione via mare di importazioni di gas naturale in forma liquefatta (gnl). Tale indirizzo programmatico ha successivamente trovato conferma sia nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Pniec, 2019) e sia nel Piano Energetico Ambientale Regionale (Pear 2015-30): secondo le intenzioni delle autorità nazionali e regionali, a seguito del trattamento di rigassificazione, i volumi di gas importati verrebbero distribuiti attraverso una dorsale infrastrutturale (un metanodotto) capace di alimentare le utenze civili e industriali dell'isola, oppure verrebbero stoccati nei depositi e utilizzati per attività di bunkeraggio –

² “Addio al Galsi, fuori dai progetti prioritari italiani per l'Ue”, *La Nuova Sardegna*, 24 novembre 2017.

³ “Italia e Algeria resuscitano il gasdotto Galsi: ‘Servirà per l'idrogeno’”, *Rinnovabili.it*, 24 gennaio 2023.

attraverso bettoline per approvvigionare imbarcazioni e mezzi navali – o trasportati su autocisterne criogeniche, in conformità agli indirizzi espressi nella Sen⁴.

Tuttavia, il progetto originario della dorsale unica – metanodotto lungo circa 1.000 km che avrebbe dovuto attraversare l'isola da Nord a Sud – proposto da Enura (una *joint venture* di Snam e Società gasdotti Italia) venne respinto nel 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico sulla base di un'analisi costi-benefici commissionato da Arera (l'Autorità di regolazione per energia e reti) alla società di ricerca RSE-E, decisione che temporaneamente congelò la realizzazione di un'infrastruttura ipotizzata come fondamentale per la metanizzazione dell'isola⁵.

Ciononostante, una prima embrionica distribuzione di gas naturale è cominciata dal 2021, quando è entrato in funzione il deposito Higas nel porto di Oristano-Santa Giusta, primo deposito costiero di gnl di piccola taglia in Italia e nell'intero bacino del Mediterraneo⁶. Il deposito costruito dalla Higas – una *joint-venture* italo-norvegese che include l'armatore Stolt Nielsen, Gas and Heat e CPL Concordia – ha una capienza complessiva di 9.000 metri cubi di gnl, gas che viene distribuito a oltre 100 municipalità dalla Medea, società del gruppo Snam. Il consorzio Higas puntava sin dagli inizi allo sviluppo di questo deposito costiero, anche perché capace di svolgere un importante servizio di *bunkering* nel cuore del Mar Mediterraneo per approvvigionare la flotta crescente di navi ibride, considerando inoltre che la stessa società armatrice norvegese commissionò a cantieri cinesi la realizzazione di una nave metaniera – con una capacità di 7.500 metri cubi di Gnl – destinata all'approvvigionamento del terminal di Oristano.

Risulta altresì interessante osservare la provenienza delle navi metaniere che garantiscono i rifornimenti in questo deposito della Sardegna occidentale: la prima fornitura effettuata dalla nave metaniera LNG Avenir Accolade (classe *small-scale LNG*) nel maggio 2021 proveniva dal terminal galleggiante dell'isola croata di Krk⁷, quindi pienamente ascrivibile alla logica della strategia energetica europea in quanto il terminal croato fa parte di quel corridoio energetico nord-sud destinato a distribuire gas naturale agli Stati membri della UE, grazie alle importazioni dai terminal polacchi e lituani (Świnoujście e Kłapeida) a nord e dal terminal croato di Krk⁸.

In realtà, gran parte delle forniture destinate al deposito Higas arriva ai terminal europei (Croazia e Spagna) dalla Malesia e in generale dal sud-est asiatico⁹, evidenziando quindi un primo elemento di vulnerabilità legato alla necessità di rivolgersi a *suppliers* geograficamente lontani attraverso rotte marittime soggette a potenziali interruzioni per minacce geopolitiche.

⁴ Regione Sardegna, [Piano Energetico Ambientale Regionale Sardegna 2015-30](#), 2016.

⁵ [STUDIO RSE: APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA \(ANNI 2020-2040\) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019](#), luglio 2020.

⁶ Higas, sito ufficiale

⁷ Autorità di Sistema Portuale della Sardegna, [“Lo scalo di Oristano diventa ufficialmente il primo green port del sistema Sardegna”](#), 26 Maggio 2021

⁸ P. Musialek, [“The Three Seas Initiative: Natural Gas in Central European Foreign Policy”](#), ISPI Commentary, 20 febbraio 2020.

⁹ [“A Oristano una nave gasiera per rifornire il deposito Higas”](#), *La Nuova Sardegna*, 11 gennaio 2022.

Il “gasdotto virtuale” e il ruolo dei terminal costieri

La rivitalizzazione del progetto complessivo di metanizzazione dell’isola è strettamente legata alle disposizioni contenute nel Dpcm Energia 2022 promulgato dal governo Draghi, documento programmatico che introduce il concetto di “*virtual pipeline*”, ovvero estendere all’isola la rete nazionale di trasporto del gas naturale, anche dal punto di vista tariffario. Secondo questa visione, la Sardegna dovrà importare gnl proveniente da altri terminal italiani (per prossimità geografica quelli collocati sul Mar Tirreno come il terminal di Panigaglia e OLT-Livorno), volumi che verrebbero portati allo stato gassoso in due terminal Fsru (*Floating Storage and Rigassification Unit*) situati nei poli industriali di Porto Torres e Portovesme, aree che ospiterebbero altresì dei depositi costieri come quello operativo di Higas nel porto di Oristano¹⁰.

In aggiunta a questo corridoio “virtuale”, il trasporto e la distribuzione nell’isola avverrebbe attraverso una rete di gasdotti della lunghezza complessiva di circa 400 km, sulla base della riformulazione del progetto “dorsale” di Snam ora declinato nella realizzazione di tre “mini dorsali” del gas: la finalità del progetto appare quella di alimentare energeticamente i principali poli industriali e i maggiori centri abitati dell’isola e di evitare la chiusura delle due grandi centrali a carbone presenti a Porto Torres e Portovesme garantendone la riqualificazione attraverso una riconversione che consenta di raggiungere il *phase out* dal carbone.

Al raggiungimento di questo obiettivo dovrebbero contribuire altri due progetti infrastrutturali previsti dal Dpcm 2022: il Tyrrhenian Link promosso da Terna (corridoio elettrico da 1.000 MW necessario per aumentare le fonti rinnovabili) destinato a connettere le due isole italiane Sicilia e Sardegna e il raddoppio del collegamento Sardegna-Corsica-Toscana.

La combinazione tra rigassificatori di piccola taglia e depositi costieri appare quindi il volano per promuovere l’utilizzo del gas naturale nell’isola, anche se al momento l’unico deposito operativo rimane quello di Oristano-Santa Giusta di proprietà Higas.

Per quanto concerne i progetti inerenti i terminal Fsru e i relativi depositi di stoccaggio i tempi di realizzazione tendono a dilatarsi a causa dei ricorsi e di lungaggini burocratiche. Con riferimento alla realizzazione delle mini-dorsali, solo il tratto sud ha ottenuto giudizio positivo come Valutazione di Impatto Ambientale, ma le opere di costruzione sono ancora in fase di stallo¹¹.

A febbraio 2024, durante una visita in Sardegna, il ministro per l’Ambiente e la Sicurezza Energetica Gilberto Pichetto-Fratin ha confermato la volontà del governo di realizzare un rigassificatore *offshore* a Porto Torres, con una capacità di 1 miliardo di metri cubi da collegare a una dorsale nord-sud che permetta di approvvigionare energeticamente le varie aree

¹⁰ Gazzetta Ufficiale, [Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, Individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al phase out dell’utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell’Isola](#), 30 maggio 2024

¹¹ Regione Sardegna, [Sardegna Energia, Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030. Terzo Rapporto di Monitoraggio](#), marzo 2023.

industriali, *in primis* la citata centrale di Fiumesanto. Anche se di piccola taglia – comparato ai terminal di rigassificazione di Panigaglia e di Piombino, i quali hanno rispettivamente una capacità di 3,4 e 5 miliardi di metri cubi – il terminal Fsrù di Porto Torres si configura come un’opera infrastrutturale significativa per la sicurezza energetica nazionale, ragion per cui (e anche per la ridotta capacità del previsto terminal Fsrù) sarà possibile un procedimento autorizzativo più rapido e senza intoppi¹².

La possibilità di realizzare un terminal Fsrù a Portovesme appariva come un progetto in fase di realizzazione nel breve periodo, in quanto rientrava nell’ambito della diplomazia energetica intrapresa dal governo italiano a seguito del conflitto russo-ucraino e finalizzata a intraprendere una coerente strategia di diversificazione delle importazioni per ridurre la dipendenza dal gas russo. Infatti, nel maggio 2022 la Snam acquistò la nave metaniera *Golar Arctic* con l’obiettivo di convertire la stessa in un’unità di stoccaggio e rigassificazione da ancorare nel bacino portuale della città sarda: questo acquisto rientrava in quella campagna di acquisizione di navi metaniere da riconvertire in Fsrù condotta da Snam, come la *Golar Tundra* ancorata a Piombino e l’altra unità navale da posizionare sul Mare Adriatico. Secondo la compagnia, la capacità della *Golar Arctic* dovrebbe attestarsi sui 140.000 metri cubi¹³.

Tuttavia, al momento il progetto appare congelato: infatti, ad agosto 2023 risulta che Snam non abbia emesso la *Notice To Proceed* (Ntp) per la conversione in Fsrù della *Golar Arctic* anche se da parte della compagnia italiana non risulta una posizione ufficiale al riguardo¹⁴.

Concreti passi in avanti sono stati fatti invece per la creazione nell’area portuale di Cagliari di una serie di serbatoi gnl con una capacità complessiva di 22.000 metri cubi e di un rigassificatore. Il progetto inerente all’area metropolitana di Cagliari prevede la realizzazione di un deposito costiero con annesso terminal di rigassificazione e attività di bunkeraggio per alimentare le navi a metano che solcano il Mediterraneo. Giova ricordare che per questo progetto recentemente sia il Tar sia il Consiglio di Stato hanno respinto i ricorsi presentati dalla Valutazione d’Impatto Ambientale, peraltro positiva nel 2021, per bloccare l’opera che si configura come strategica in quanto la città di Cagliari è stata inserita tra i 16 scali nazionali nei quali realizzare attività di bunkeraggio per le imbarcazioni alimentate con il gnl.

¹² G. Centore, “La decisione blindata del governo: maxi rigassificatore a Porto Torres”, *La Nuova Sardegna*, 16 febbraio 2024.

¹³ Snam, [Infrastrutture: i terminal di rigassificazione](#); F. Chiesa, “Gas, Snam compra la prima nave rigassificatrice per la Sardegna”, *Corriere.it*, 18 maggio 2022.

¹⁴ “Snam abbandona il progetto di conversione in Fsrù della *Golar Arctic*”, *Shipping Italy*, 11 agosto 2023.

FIG. 6.1 – TERMINAL E DEPOSITI GNL PROMOSSI DA SNAM



Fonte: “Gnl, il progetto di Snam per trasportare e rigassificare il gas in Sardegna”, *Corriere della Sera*, 18 maggio 2022

Per quest’opera, la Sardinia Lng – compagnia impegnata nell’opera – prevede un investimento di 120 milioni di euro. Questa infrastruttura dovrebbe garantire approvvigionamenti energetici alla città più popolosa dell’isola e al suo *binterland*, e alla zona industriale di Macchiareddu.

Secondo le stime riportate dal *Sole 24 Ore* e che richiamano lo studio previsto per la realizzazione dell’intervento, vi sarebbe complessivamente una richiesta annua di gas pari a 35 milioni di metri cubi, 17 dei quali da intendersi come richiesta dell’intera area metropolitana¹⁵.

Data la prossimità geografica, si presume che il deposito costiero venga rifornito con importazioni di gnl provenienti dall’Algeria.

¹⁵D. Madeddu, “Piano da 120 milioni per il Gnl nell’area industriale di Cagliari”, *Il Sole 24Ore*, 30 gennaio 2023.

La Valutazione di Impatto Ambientale negativa fornita dal Ministero dell’Ambiente ha invece bloccato il progetto “EnerClima 2025” che mirava alla creazione di un deposito di stoccaggio di gnl (capacità prevista 40.000 metri cubi) e una centrale elettrica a ciclo combinato a gas a Cala Saccaia, nei pressi di Olbia, con l’obiettivo di soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura (Sardegna nord-orientale).¹⁶

Conclusioni

Il lento processo di avvio della metanizzazione in Sardegna appare destinato ad avere serie ripercussioni sugli obiettivi energetici regionali e nazionali: ad esempio, la Sardegna probabilmente raggiungerà il *phase out* dal carbone con un ritardo di 2-3 anni rispetto all’obiettivo nazionale fissato per il 2025.

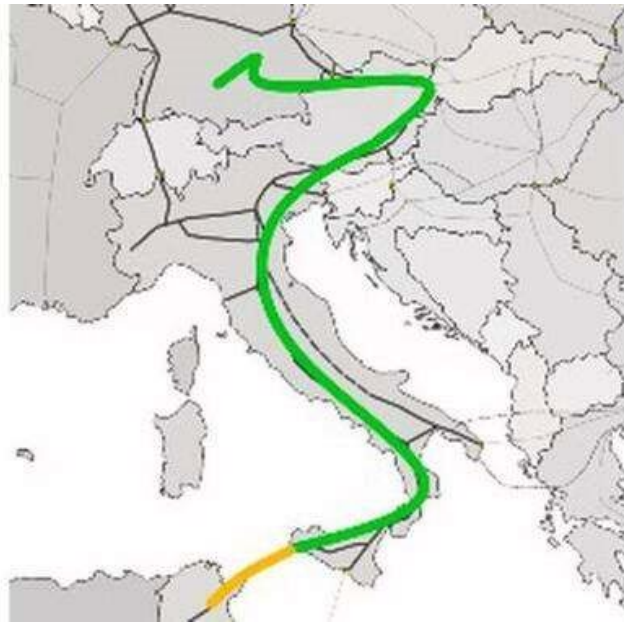
Se la posizione geografica permette all’isola di rivestire potenzialmente l’ambito ruolo di *hub* italiano del gas naturale nel cuore del Mediterraneo (anche per la crescente importanza che hanno assunto le importazioni di gnl a seguito del conflitto russo-ucraino), la mancata realizzazione di terminal di rigassificazione rischia di vanificare tali ambizioni, mentre i depositi costieri possono giocare un ruolo di apripista nel diffondere l’uso del gas naturale nei consumi degli utenti isolani, oltre che per la crescente rilevanza assunta dall’attività di bunkeraggio.

Non mancano però forti critiche al processo di metanizzazione: comitati locali e associazioni ambientaliste vedono la realizzazione della dorsale come un progetto altamente invasivo, in quanto taglierà il territorio isolano da sud a nord con la costruzione di infrastrutture su terreni tradizionalmente destinati a pascolo e agricoltura, incrementando il consumo del suolo, già fuori misura per l’uso distorto delle fonti rinnovabili (parchi eolici e impianti fotovoltaici). Inoltre, la dislocazione dei depositi di stoccaggio lungo le coste dell’isola – con dei volumi di gran lunga superiori alle effettive necessità domestiche dell’isola – evidenzia un’ulteriore vulnerabilità in termini di impatto ambientale, nel caso di incidenti, esplosioni, guasti tecnici.

La recente decisione di bypassare la Sardegna nel progetto di corridoio dell’idrogeno SoutH2 – gasdotto che attraverserà invece Sicilia e Italia continentale per portare la produzione di idrogeno verde (prodotto da fonti rinnovabili attraverso processo di elettrolisi) dell’Africa settentrionale e destinato anche ai mercati di Austria e Germania testimonia le difficoltà di considerare l’isola come fulcro dei progetti infrastrutturali energetici nazionali.

¹⁶ Ansa, “Niente deposito Gnl a Olbia, ‘è incompatibile con l’ambiente’”, 9 maggio 2024.

FIG. 6.2 – SOUTH CENTRAL HYDROGEN CORRIDOR (SOUTH2)



Fonte: "Dorsale idrogeno: Italia, Germania e Austria spingono su Bruxelles", *Quotidiano Energia*, 9 maggio 2023

7. La diplomazia nucleare della Federazione Russa

Marco Siddi, Federica Prandin

Gennaio 2024: il presidente russo Vladimir Putin e il suo omologo egiziano Abdul Fattah al-Sisi assistono in videoconferenza alla posa delle fondamenta del quarto reattore della futura centrale nucleare di El Dabaa in Egitto. Nel sito, a circa 300 chilometri dal Cairo, sono in costruzione quattro reattori VVER-1200, l'ultima tipologia installata da Rosatom, la compagnia statale russa per l'energia nucleare. El Dabaa sarà la prima centrale nucleare dell'Egitto e la prima in Africa da quando Koeberg in Sud Africa fu costruita quasi 40 anni fa. I contratti per la costruzione di El Dabaa, firmati nel 2017, prevedono che Rosatom non solo costruirà l'impianto, ma fornirà anche combustibile nucleare russo per il suo intero ciclo di vita. Aiuterà inoltre i partner egiziani nella formazione del personale e nella manutenzione degli impianti per i primi 10 anni di attività. Rosatom ha inoltre ricevuto l'incarico di costruire uno speciale impianto di stoccaggio e di fornire contenitori per il combustibile nucleare usato. L'obiettivo da raggiungere per l'Egitto è quello di far sì che l'energia nucleare rappresenti il 9% dell'elettricità nazionale entro il 2030, che peraltro verrebbe raggiunto con l'entrata in funzione delle prime due unità di El Dabaa, sostituendo direttamente petrolio e gas¹.

La strategia internazionale di Rosatom

Per il Cremlino il nucleare è sinonimo di status di grande potenza, in quanto è un settore ad alta tecnologia in cui la Russia è leader globale. Rosatom è stata fondata nel 2007 come erede dell'Agenzia federale per l'energia atomica, che a sua volta ha assorbito il vasto *know-how* e l'eredità materiale del settore nucleare sovietico. È strutturata come società integrata verticalmente e controlla l'intero ciclo di competenze nel settore nucleare, dall'estrazione dell'uranio alla costruzione e al funzionamento di centrali nucleari, compreso il trattamento e lo stoccaggio del combustibile esaurito. Rosatom è anche responsabile della divisione armi nucleari della Russia, della flotta rompighiaccio a propulsione nucleare e degli istituti di ricerca nucleare, nonché di garantire la sicurezza nucleare e dalle radiazioni. La compagnia sta investendo nello sviluppo di nuove tecnologie di reattori, in particolare impianti sicuri che utilizzano reattori a neutroni veloci, combustibile ossido misto o MOx (una miscela di ossidi di plutonio e uranio) e il ciclo chiuso del combustibile, che consentirebbe di eliminare i rifiuti radioattivi dalla produzione di energia. Attualmente, Rosatom è l'unico fornitore economicamente sostenibile di uranio ad alto dosaggio e a basso arricchimento (Haleu), con una concentrazione del 5-20% dell'isotopo U-235, invece della concentrazione del 3-5% che alimenta l'attuale flotta di reattori ad acqua leggera². L'Haleu sarà necessario per alimentare la nuova generazione di reattori avanzati.

¹ *World Nuclear News*, 23 gennaio 2024.

² M. Lorenzini e F. Giovannini, "Five reasons that Russia's nuclear exports will continue, despite sanctions and the Ukraine invasion. But for how long?", *Bulletin of Atomic Scientists*, 17 maggio 2022.

La centrale di El Dabaa è solo uno dei megaprogetti del settore nucleare russo all'estero. Rosatom sta costruendo reattori anche in Cina, India, Bangladesh, Iran, Turchia e Ungheria, e ha di recente completato la costruzione di due reattori in Bielorussia. L'export dei reattori russi è rivolto principalmente verso l'Asia, continente con maggiore crescita della domanda di energia (nucleare incluso) e poco influenzato dalla crisi tra Russia e Occidente. Attualmente, oltre alla costruzione di reattori, il business di Rosatom include la fornitura di combustibile nucleare, la dismissione di quello usato e numerosi altri servizi, e si estende in 54 Paesi. L'espansione del portafoglio internazionale del gigante russo è stata favorita da fattori economici, geopolitici e ambientali.

Sul piano economico e politico, l'attrattività della strategia di Rosatom risiede nella sua capacità di fornire pacchetti *all-inclusive* comprendenti *know-how* per la costruzione di impianti, formazione del personale qualificato, supporto relativo alla sicurezza, opzioni di finanziamento generose e flessibili e gestione del combustibile nucleare esaurito. Questo rende l'offerta russa particolarmente interessante per i nuovi arrivati nel settore dell'energia nucleare civile e spiega l'incremento delle attività di Rosatom in Africa, Medio Oriente, Asia e Sud America. Il suo modello di business le ha permesso di surclassare concorrenti occidentali come Framatome, Mitsubishi, Siemens e Westinghouse, che normalmente richiedono solide garanzie finanziarie e accordi di partnership con i clienti come parte dei loro standard aziendali. Un altro fattore centrale nella diplomazia nucleare russa è il pieno sostegno del governo russo, ad esempio durante gli incontri bilaterali tra i rappresentanti del Paese partner e il presidente russo o alti membri del governo. La cooperazione sull'uso pacifico dell'energia nucleare è spesso inclusa nell'agenda, citata nei discorsi pubblici e talvolta codificata in memorandum d'intesa. Quando la cooperazione è in fase avanzata, il presidente russo o membri del governo partecipano a cerimonie ufficiali con le loro controparti straniere e celebrano i momenti chiave della realizzazione di nuovi progetti.

Oltre a fattori economici e politici, anche la necessità di far fronte alla crisi climatica ha indotto diversi Stati a sviluppare fonti energetiche alternative ai combustibili fossili. Alcuni hanno deciso di investire nel nucleare, considerandolo un'alternativa ai combustibili fossili sicura e a basse emissioni. In tale contesto, Rosatom offre spesso l'opzione migliore. La compagnia russa fa offerte speciali a partner strategici, come nel caso della centrale nucleare di Akkuyu in Turchia. Questo è il primo impianto in cui la compagnia russa ha offerto un modello *Build-Own-Operate*, in base al quale mantiene una quota di maggioranza nella proprietà e riceve un prezzo garantito sulla vendita di energia elettrica, assumendosi tutti i rischi finanziari, da quelli di costruzione e quelli operativi. L'iniziativa ha sollevato critiche sia di esperti russi, che hanno evidenziato i costi elevati per il costruttore (almeno 22 miliardi di dollari), sia di analisti occidentali, che temono le conseguenze geopolitiche dell'impianto, che ha *de facto* uno status extraterritoriale. Ciononostante, il progetto va avanti, con la messa in produzione (*commissioning*) del primo dei quattro reattori previsti – che dovrebbero fornire il 10% del fabbisogno di elettricità della Turchia – nella primavera del 2024, e il concomitante

avanzamento dei lavori per il secondo reattore³. Tali sviluppi sono ritenuti cruciali per l'avanzamento dei target climatici del Paese.

Leadership nell'export dell'uranio arricchito e dipendenza occidentale

A rafforzare la presenza internazionale di Rosatom è il suo ruolo come principale fornitore di uranio arricchito e combustibile nucleare. Attraverso la sua controllata TVEL, la compagnia detiene infatti il 38% della capacità globale di conversione e il 46% della capacità di arricchimento dell'uranio⁴. Molti Paesi occidentali e asiatici, tra cui Stati Uniti, Regno Unito, Francia, Giappone e Corea del Sud, hanno contratti con Rosatom per la fornitura di uranio arricchito, specialmente perché la capacità produttiva occidentale è limitata nel breve termine. Gli Stati Uniti, per esempio, fanno affidamento su Rosatom e sulle catene di approvvigionamento controllate dalla Russia per quasi la metà della loro fornitura di uranio, mentre il 40% delle importazioni di uranio arricchito dell'UE proviene dalla Russia⁵.

Il ruolo chiave della Russia nel mercato globale del combustibile nucleare è il risultato di due fattori principali. In primo luogo, gli ingegneri russi hanno sviluppato un sistema per arricchire l'uranio che consuma molta meno energia ed è quindi molto più economico rispetto al metodo utilizzato dagli ingegneri francesi e americani. In secondo luogo, nel 1993 Russia e Stati Uniti avviarono il cosiddetto programma “megatons to megawatts”, in cui l'uranio altamente arricchito delle ex testate nucleari sovietiche veniva trasformato in uranio a basso arricchimento e inviato negli Stati Uniti per uso negli impianti nucleari civili. Come effetto collaterale, l'industria statunitense non ha più potuto competere con le forniture russe⁶.

Nell'UE sono attualmente operativi 18 reattori ad acqua leggera VVER di tecnologia russa/sovietica (in Ungheria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Bulgaria e Finlandia); in Ucraina ce ne sono altri 15 (6 dei quali si trovano a Zaporiz'zja e sono attualmente sotto il controllo russo). Prima dell'invasione russa dell'Ucraina, a Rosatom erano stati appaltati progetti per la costruzione di nuovi reattori in Finlandia, Ungheria e Slovacchia. Finlandia e Slovacchia hanno poi annullato i contratti con Rosatom, mentre l'Ungheria procede con i suoi piani. Budapest ha ricevuto dalla Russia un prestito di 10 miliardi di dollari per la costruzione di due nuovi reattori presso la centrale nucleare di Paks⁷.

Rosatom fornisce combustibile nucleare ai reattori di produzione sovietica e russa nella UE. Questi impianti devono essere riforniti di combustibile in media ogni due anni. Sebbene finora i reattori abbiano funzionato solo con combustibile prodotto dalla Russia, la compagnia statunitense Westinghouse ha sviluppato un'alternativa al combustibile di

³ [World Nuclear News](#), 13 maggio 2024.

⁴ Dati elaborati da K. Szulecki e I. Overland, “[Russian nuclear energy diplomacy and its implications for energy security in the context of the war in Ukraine](#)”, *Nature Energy*, vol. 8, 2023, pp. 413-21.

⁵ Ibid.

⁶ J. Blas, “[The Long Arm of the Kremlin and the Politics of Uranium](#)”, *Bloomberg*, 3 agosto 2023.

⁷ Vedi anche P. Alto et al., “[Russian nuclear energy diplomacy in Finland and Hungary](#)”, *Eurasian Geography and Economics*, vol. 58, n. 4, 2017.

Rosatom e l'Ucraina ha recentemente usato le sue forniture in alcune centrali nucleari⁸. Se prodotto in quantità sufficienti e con tempistiche adeguate, il combustibile di Westinghouse limiterebbe la vulnerabilità delle centrali nucleari europee a potenziali interruzioni nella fornitura di carburante russo. Queste forniture sono comunque proseguite nonostante il conflitto in corso. Nel gennaio 2023 l'UE ha iniziato a cofinanziare il “Programma accelerato per l'implementazione della fornitura sicura di combustibile VVER” (Apis), che dovrebbe sviluppare combustibile nucleare interamente prodotto in Europa per i reattori VVER⁹.

L'attuale dipendenza occidentale dalle forniture di uranio arricchito russo spiega perché il comparto non sia stato colpito dalle sanzioni quanto quello del petrolio e del gas. Tuttavia, anche il settore nucleare è influenzato dalle turbolenze della geopolitica. Durante l'invasione russa dell'Ucraina, i prezzi dell'uranio sono aumentati notevolmente. In Occidente questo ha suscitato preoccupazioni legate alla dipendenza dalle forniture russe e da altri Stati considerati vicini alla Russia e alla Cina. Tra questi, il Kazakistan, un Paese politicamente ed economicamente vicino alla Russia e alla Cina, è il più grande produttore ed esportatore di uranio non arricchito al mondo e detiene il 43% della produzione globale di uranio da miniere¹⁰. L'instabilità in altri Paesi produttori, in particolare il colpo di stato in Niger alla fine di luglio 2023, ha complicato ulteriormente la situazione. Il Niger fornisce circa il 25% delle importazioni di uranio dell'UE. Alcuni analisti occidentali hanno enfatizzato l'influenza russa sui golpisti e notato che fino al 60% della produzione globale di uranio potrebbe finire sotto il controllo di Mosca e di Paesi con legami significativi con la Russia – Kazakistan, Uzbekistan e Niger¹¹. Il controllo delle risorse di uranio è importante anche alla luce del fatto che, secondo le stime della World Nuclear Association, la domanda globale di uranio crescerà del 27% entro il 2030¹².

L'outlook per il nucleare russo

Con tutta probabilità, le attività globali di Rosatom continueranno nonostante la guerra in Ucraina e la crisi con l'Occidente. La maggior parte dei suoi nuovi progetti sono in Paesi non occidentali e nel Sud del mondo. Eventuali sanzioni secondarie occidentali potrebbero avere qualche effetto, ma finora Stati Uniti e alleati non hanno imposto sanzioni nemmeno sulle attività di Rosatom in Occidente. Le ragioni principali sono l'assenza di alternative commerciali e il rischio che nessun altro fornitore sia in grado di gestire impianti con tecnologia russa. Se i servizi di Rosatom venissero interrotti, tali strutture potrebbero diventare *stranded assets* e causare perdite di milioni di euro, oltre alla cessazione della fornitura di energia elettrica, che sarebbe significativa in diversi Paesi dell'Europa orientale e post-sovietici.

La dipendenza dall'industria nucleare russa varia sostanzialmente negli Stati partner di Rosatom. Le stime della fornitura nazionale di energia elettrica proveniente dai reattori di

⁸ [World Nuclear News](#), 14 giugno 2023.

⁹ [World Nuclear News](#), 7 luglio 2023.

¹⁰ [World Nuclear Association](#), 16 maggio 2024.

¹¹ Vedi Blas (2023).

¹² [World Nuclear Association](#)..., cit.

Rosatom operativi o pianificati entro il 2040 mostrano che la dipendenza sarà elevata in Armenia (100%), Ungheria (42%), Bulgaria (37%), Bielorussia (34%) e Uzbekistan (20%) e superiore al 10% anche in Bangladesh. La dipendenza dai reattori russi è particolarmente significativa nei Paesi che basano le politiche di decarbonizzazione principalmente sull'energia nucleare (ad esempio Ungheria e Slovacchia) e dove il sistema energetico è inflessibile ed eccessivamente dipendente da un'unica grande centrale nucleare. Al contrario, la dipendenza da Rosatom appare marginale in Cina e India, che hanno già industrie nucleari nazionali e prevedono di ricevere solo una piccola quota della loro elettricità dai reattori costruiti dalla compagnia russa¹³. Nonostante ciò, dichiarazioni ufficiali mostrano l'importanza geopolitica della diplomazia nucleare russa. Nell'ambito della Fiera Cina-Russia, evento annuale volto a espandere la cooperazione economica tra i due Paesi, Alexey Likhachev, direttore generale di Rosatom, ha comunicato il completamento di quattro unità presso la centrale nucleare di Tianwan e la costruzione in corso di quattro centrali nucleari¹⁴. Likhachev ha evidenziato aree di espansione per il partenariato strategico, tra cui lo sviluppo di reattori nucleari di quarta generazione e progetti di medicina nucleare, e ha delineato una serie di iniziative volte a rafforzare la "sovranità tecnologica" dei due Paesi, da concretizzarsi attraverso specifiche misure logistiche e di commercio bilaterale.

La leadership nell'energia nucleare consente dunque alla Russia di giocare un ruolo importante anche in uno dei settori strategici della generazione di energia a basse emissioni di carbonio. Finché la domanda di energia aumenterà al di fuori dell'Occidente e l'energia nucleare sarà vista come una parte importante del futuro mix energetico, Rosatom rimarrà un attore di primo piano e un potente strumento della diplomazia energetica russa.

¹³ Szulecki e Overland (2023).

¹⁴ [Rosatom](#), 18 maggio 2024.

8. Le mancate transizioni energetiche in Kazakistan

Paolo Sorbello

Quando alcuni politici tedeschi hanno dato il benvenuto a fine 2022 alle “prime forniture” di petrolio kazako¹, alcuni osservatori hanno storto il naso. Il petrolio kazako, infatti, arrivava già in Germania da decenni attraverso un oleodotto che passa da Trieste².

Questo “falso mito” non è l’unico tra i messaggi ambigui che la diplomazia kazaka ha lanciato negli ultimi due anni con l’obiettivo di bilanciare le relazioni tra Occidente e Russia dopo che quest’ultima ha invaso l’Ucraina. Infatti, per quel che riguarda la transizione energetica, il governo del Kazakistan ha stabilito una serie di obiettivi molto ambiziosi: per il 2060, infatti, dovrebbe raggiungere la faticosa neutralità carbonica (“carbon neutrality”), cioè il raggiungimento di un equilibrio tra le emissioni e l’assorbimento di carbonio. Questo si dovrebbe raggiungere attraverso un bilanciamento completo tra la domanda di energia e l’utilizzo di fonti di energia rinnovabile per soddisfare il fabbisogno, oltre al “sequestro” di carbonio dall’atmosfera grazie a tecnologie di “carbon capture”, progetti di efficienza energetica e ri-forestazione.

Invece degli auspicati passi in avanti, il Kazakistan continua a essere il Paese con le più alte emissioni di gas serra in Asia Centrale, producendo circa il 70% dell’elettricità attraverso centrali a carbone. Anche le promesse di diversificazione delle rotte di esportazione di idrocarburi sono state disattese, evidenziando un’asincronia tra gli annunci politici e la realtà dei fatti.

Le solite rotte per oil & gas

Circa l’80% delle esportazioni di petrolio dal Kazakistan passa attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Cpc), un oleodotto che parte da Atyrau, la “capitale del petrolio” del Kazakistan, passa intorno al Mar Caspio e arriva al porto di Novorossiysk sulla sponda russa del Mar Nero. L’oleodotto, costruito nel 2001, fu considerato una soluzione cruciale al principale problema geografico del Kazakistan: la mancanza di accesso al mare. La possibilità per le multinazionali americane ed europee (inclusa l’italiana Eni) di esportare la propria produzione in Kazakistan attraverso rotte marine ha reso il loro prodotto una commodity globale. Se invece le esportazioni avessero proseguito solo attraverso oleodotti di epoca sovietica, il rapporto tra produttori e consumatori sarebbe stato vincolato a un numero limitato di clienti.

Dopo l’invasione russa dell’Ucraina del febbraio 2022 e il successivo boicottaggio occidentale del petrolio russo trasportato via mare, in molti si sono chiesti quale destino avrebbe avuto il Cpc, dato che esporta anche petrolio russo e che parte dei profitti di transito vanno alla

¹ “Kazakhstan Unlikely to Benefit from Pipeline Row between Russia and European Customers”, *Vlast.kz*, 22 dicembre 2022.

² “Italy Is Not Kazakhstan’s Main Oil Destination, Data Shows”, *Vlast.kz*, 18 gennaio 2024.

compagnia di stato russa Transneft. Il Cpc, grazie al suo status di “oleodotto internazionale”, non è stato coinvolto nelle sanzioni occidentali verso la Russia. Al tempo stesso, il Kazakistan ha creato un suo “blend” di greggio, il Kebco. Dato lo shock di mercato relativo al deprezzamento del blend russo Ural (che serviva da benchmark anche per il petrolio kazako), l’uso del Kebco ha aiutato gli esportatori dal Kazakistan a distinguere il proprio prodotto da quello sottoposto a sanzioni. Nonostante la relativa tranquillità legale³ e di mercato intorno al Cpc, una serie di problemi ambientali⁴ e diplomatici⁵ nel 2022 e 2023 hanno messo in discussione il suo utilizzo ininterrotto.

Per evitare di avere solo un’opzione predominante per l’export di petrolio, il Kazakistan ha provato a diversificare le rotte, ma le opzioni disponibili sono state poco percorribili. Il governo ha deciso di aumentare le esportazioni via petroliere attraverso la rotta Aktau-Baku nel Mar Caspio. Una volta arrivato in Azerbaigian, il petrolio kazako può essere pompato attraverso l’oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan⁶ (Btc). Tuttavia, la limitata disponibilità di navi petroliere in Kazakistan ha reso impossibile l’aumento delle esportazioni oltre i volumi che il Paese già esportava attraverso il Btc negli anni precedenti. Inoltre, il rinnovato piano per la costruzione di un oleodotto attraverso il Caspio, benché ripetuto da fonti ufficiali, è difficilmente realizzabile a causa degli elevati costi e della possibile opposizione del governo russo. Infine, l’esportazione del blend Kebco attraverso l’enorme oleodotto Druzhba⁷, che connette la Russia siberiana a raffinerie in Europa centrale e Germania, avrebbe potuto essere un’alternativa credibile, se l’oleodotto che trasporta petrolio da Atyrau a Samara (un nodo del Druzhba) non avesse una capacità di soli 17 milioni di tonnellate all’anno (mta) e non fosse da anni sottoutilizzato.

Un’ulteriore alternativa, l’oleodotto tra Kazakistan e Cina occidentale, è già sotto contratto per il trasporto di petrolio russo e non può essere utilizzato nel breve periodo per trasportare volumi ingenti di petrolio kazako.

La visibilità data dalla stampa kazaka e tedesca all’inizio del trasporto del blend Kebco attraverso il Druzhba risulta più una conseguenza di un gioco diplomatico volto a sottolineare un’ideale diversificazione delle esportazioni kazake dalla Russia e dal Cpc. In realtà, i volumi sotto contratto superano di poco il milione di tonnellate annue, una piccola frazione rispetto agli 85 mta che il Druzhba può trasportare e ai 63.5 milioni di tonnellate che il Cpc ha trasportato nel 2023.

Le dichiarazioni dei pubblici ufficiali kazaki e tedeschi che celebravano l’utilizzo del Druzhba come l’inizio di forniture dal Kazakistan alla Germania sono poi state smentite dai dati storici, attraverso i quali alcuni analisti hanno precisato che le raffinerie tedesche importano già petrolio kazako attraverso il Porto di Trieste. Benché l’Italia sia considerato il primo cliente delle esportazioni petrolifere kazake, in realtà la maggioranza del petrolio arriva in Italia al

³ “Kazakhstan Tries New Oil Export Routes”, *The Diplomat*, 24 ottobre 2022.

⁴ “Kazakhstan’s Oil Meets a Caspian Chokepoint”, *The Diplomat*, 28 marzo 2022.

⁵ “Kazakhstan Oil Exporters Relieved as Russian Court Lifts Ban on Pipeline”, *The Diplomat*, 13 luglio 2022.

⁶ “Kazakhstan’s Push for Alternative Oil Routes Stuck in Old Solutions”, *Vlast.kz*, 20 luglio 2023.

⁷ “Kazakhstan Unlikely to Benefit from Pipeline Row between Russia and European Customers”..., cit.

Porto di Trieste e viene direttamente pompato verso Germania, Austria e Repubblica Ceca attraverso Tal, l'oleodotto transalpino.

Per quanto riguarda il gas naturale, a giugno 2024, il Kazakistan ha concesso la possibilità alla Russia di utilizzare i propri gasdotti per rifornire Uzbekistan e Kirgizstan⁸.

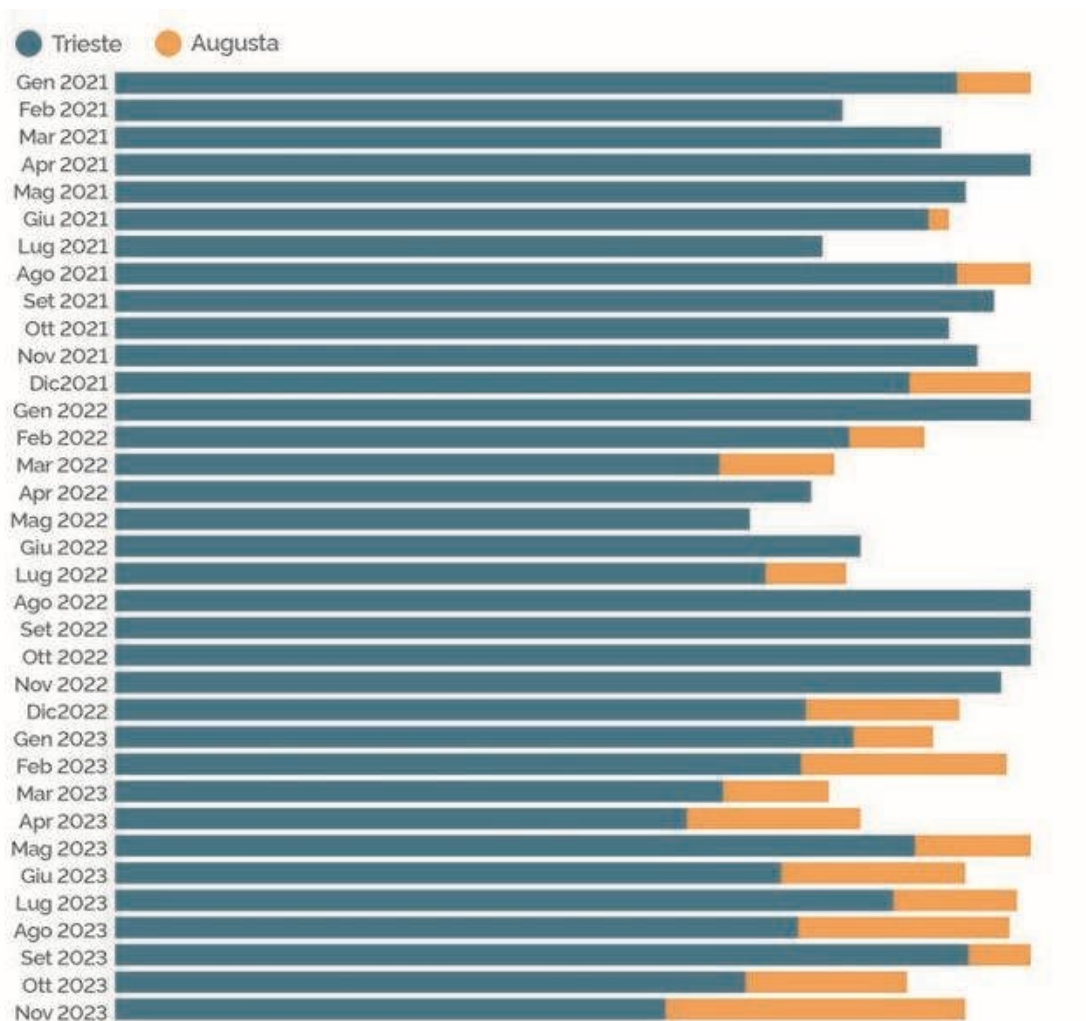
FIG. 8.1 - L'OLEODOTTO TAL, DAL PORTO DI TRIESTE A GERMANIA, AUSTRIA E REPUBBLICA CECA



Fonte: Transalpine Pipeline (Tal)

⁸ “Kazakhstan signs contracts with Gazprom to transit Russian gas to Uzbekistan and Kyrgyzstan”, *Kursiv.kz*, 7 giugno 2024.

FIG. 8.2 - LA PERCENTUALE DI FORNITURE DI PETROLIO KAZAKO
AI PORTI DI TRIESTE E AUGUSTA



Fonte: Vlast.kz

Le solite centrali a carbone

In Kazakistan le centrali a carbone producono la maggioranza dell'energia elettrica e termica che serve al Paese. Delle 37 centrali termiche nel Paese, ben 28 sono in uso da più di 50 anni e il loro stato di usura è stato misurato dal Ministero dell'Energia al 66%. Da più di 30 anni in Kazakistan non viene costruita una centrale termica.

Secondo un recente rapporto del Global Energy Monitor⁹, mantenere operative delle centrali elettriche e termiche molto oltre il loro ciclo di vita costituirebbe un rischio elevato sia per la sicurezza degli approvvigionamenti, sia per l'ambiente. Dato il loro stato di fatiscenza, le centrali esistenti andrebbero de-commissionate al più presto, sostiene il rapporto. Infatti, incidenti e problemi nella trasmissione di energia elettrica e termica hanno portato alla luce i difetti cronici del sistema energetico domestico. Negli inverni del 2022 e del 2023, una serie

⁹ Global Energy Monitor, "Boom and Bust Coal 2024", aprile 2024.

di incidenti hanno paralizzato alcune città e regioni nel nord del Paese, lasciando i residenti del luogo senza riscaldamento a fronte di temperature di 40 gradi sottozero.

Il mantenimento delle centrali termiche ed elettriche esistenti si sta anche rilevando piuttosto esoso¹⁰ per le casse dello Stato kazako. Solo per alcune migliorie alla centrale di Ridder¹¹ nel nord-est del Paese, il governo ha speso più di 35 milioni di dollari negli ultimi due anni. Ciononostante, durante gli scorsi inverni, alcuni incidenti hanno causato interruzioni alle forniture per i cittadini.

La promessa dell'aumento della proporzione delle fonti rinnovabili nel mix energetico kazako è stata finora mantenuta solo perché timida nel breve periodo. Come spiegato nella prossima sezione, sembra impossibile che il Kazakistan riesca a raggiungere gli obiettivi più ambiziosi in riferimento al 2030 e al 2050.

Le promesse non mantenute

All'interno della Strategia per la Transizione all'Economia Verde entro il 2050, stilata nel 2013, il governo del Kazakistan ambiva a portare la proporzione di elettricità generata da fonti rinnovabili dall'1% nel 2013 al 3% nel 2020, fino al 30% nel 2030 e al 50% nel 2050.

Se da un lato il governo è riuscito a far salire la proporzione dell'energia da fonti rinnovabili a circa il 6% nel 2023, è difficile immaginare che riesca a mantenere l'ambiziosa promessa per il 2030 e per il 2050. La costruzione di nuovi impianti a carbone, come notato sopra, non avvicina l'obiettivo della transizione. La crescita della popolazione è andata di pari passo con l'aumento della domanda interna di elettricità. In particolare, l'aumento della popolazione nel sud e nell'ovest del Paese contribuisce a un ulteriore sbilanciamento tra le regioni del nord che producono energia elettrica attraverso centrali elettriche in maggioranza bisognose di ristrutturazione e le regioni del sud che consumano sempre più energia. La vastità del Paese e l'inefficienza della rete elettrica fanno sì che molta dell'elettricità venga sprecata nella fase della distribuzione.

Alle promesse sulle rinnovabili fa da controcanto la decisione di fine 2023 di scommettere, di nuovo, sul carbone. I governi di Kazakistan e Russia hanno siglato a San Pietroburgo una serie di accordi lo scorso dicembre per la costruzione di tre nuovi impianti a carbone nelle città di Semei, Oskemen ed Ekibastuz. Il governo kazako coopererà, attraverso la controllata Samruk Energo, con le aziende di stato russe Inter RAO e ORGRES.

Secondo Climate Action Tracker¹², il progresso nell'implementazione della promessa del Kazakistan nel contesto degli Accordi di Parigi sulla diminuzione dei gas serra entro il 2030 continua a essere insufficiente. I piani nazionali di azione per il clima (Nationally Determined Contributions, Ndc) che il Paese ha presentato alle Nazioni Unite sono stati aggiornati nell'aprile del 2023 e non prevedono sostanziali cambiamenti nel mix energetico. Anzi, la costruzione di nuove centrali a carbone nei prossimi anni risulterebbe controproducente nel raggiungimento degli obiettivi.

¹⁰ Agora Energiewende, “[Modernising Kazakhstan’s coal-dependent power sector through renewables](#)”, 2024.

¹¹ “[Ridder, Home of One of Kazakhstan’s Most Expensive Power Plants](#)”, *Vlast.kz*, 4 giugno 2024.

¹² Climate Action Tracker, “[Kazakhstan](#)”, aggiornato al 31 gennaio 2024.

Nel calcolo del basso costo delle forniture locali di carbone alle centrali termiche ed elettriche bisogna includere i sussidi che l'industria mineraria riceve per l'estrazione e la distribuzione del carbone. È infatti questo uno dei fattori che rende il carbone competitivo rispetto alle fonti di energia rinnovabile per quanto riguarda i costi. D'altra parte, la popolazione sta iniziando a lamentare alcune problematiche relative all'inquinamento, soprattutto dell'aria, nelle città dove sono presenti le centrali. L'idea di costruire la prima centrale nucleare del Paese in prossimità del Lago Balkhash, benché ancora soggetta a un referendum popolare previsto per il prossimo autunno, potrebbe garantire una diminuzione futura del ruolo del carbone nel mix energetico. Ciononostante, alcuni dubbi relativi all'estrazione di uranio – di cui il Kazakistan è il primo produttore al mondo – e alla mancanza di specialisti nel settore dell'energia nucleare hanno messo in discussione la fattibilità del progetto sia tra gli esperti del settore sia tra gli abitanti.

Il progetto Hyrasia One, che prevede la costruzione di una centrale che produca idrogeno verde, non andrà a impattare il mix energetico domestico, perché gli attori che investono nel progetto (su tutti la tedesca-svedese SVEVIND) intendono usare il “Middle Corridor” per esportare il “green hydrogen” in Europa.

Conclusioni

Dall'inizio della guerra in Ucraina, il Kazakistan ha provato a bilanciare le richieste occidentali di distanziamento dalla Russia con le richieste di cooperazione da parte del Cremlino.

Anche dal punto di vista energetico, la costruzione di nuove centrali a carbone con partecipazione russa, la possibile costruzione di una centrale nucleare con tecnologia russa, lo sfruttamento dell'oleodotto Druzhba altrimenti inutilizzabile e la prontezza nel rifornire la Russia di prodotti petroliferi¹³ – sui quali pende tuttavia un divieto di esportazione – sono tutti segnali di apertura verso la Russia.

A questi si accompagnano le dichiarazioni della diplomazia kazaka rispetto all'apertura al mercato tedesco (benché già esistente) e alla cooperazione con l'Unione europea rispetto sia allo sfruttamento di materie prime critiche, sia alla futura costruzione di Hyrasia One, un progetto votato alla produzione ed esportazione di “idrogeno verde” verso l'Europa. Inoltre, i continui sforzi, spesso più dimostrativi che concreti, votati al rispetto delle sanzioni occidentali contro il governo russo e i segnali rispetto alla nascente cooperazione sulla transizione energetica possono essere considerati punti d'incontro con i partner occidentali.

La diplomazia kazaka sembra bloccata su questo ping-pong tra due forze contraddittorie. Un tema che si riflette nelle politiche energetiche di Astana che, nonostante continue dichiarazioni sul proprio rinnovamento, restano ancorate alle fonti tradizionali che inevitabilmente contribuiscono all'aumentare dei gas serra nell'atmosfera e costringono il Paese a seguire le solite dinamiche che ne hanno fatto una riserva di risorse e un tramite per le forniture energetiche sia per l'Occidente, sia per la Russia.

¹³ “Exclusive: Russia seeks gasoline from Kazakhstan in case of shortages, sources say”, *Reuters*, 8 aprile 2024.

9. L'energia in Libia: un motore in stallo

Aldo Liga

Nel giugno di quest'anno ricorrono dieci anni dalla tenuta delle ultime elezioni parlamentari in Libia. Dieci anni dopo, il Paese rimane diviso in due centri di potere in competizione fra loro, nell'ovest e nell'est del Paese, e il contesto politico permane frammentato, dominato da milizie e gruppi armati. Su questo sfondo, le interferenze di attori esterni, che con il proprio sostegno economico e militare manipolano e distorcono le dinamiche locali, contribuiscono a far allontanare qualsiasi prospettiva di stabilizzazione e riconciliazione nazionale.

Nel Paese si è imposto un equilibrio e una coesistenza fra sistemi politici-militari-economici diversi, che trovano un interesse comune nel preservare una situazione di stallo che garantisce rendite di posizione e potere, che un processo di transizione democratica e la tenuta di elezioni presidenziali e legislative metterebbe a repentaglio. Ad aprile, l'inviato speciale per la Libia del Segretario Generale delle Nazioni Unite, Abdoulaye Bathily, si è dimesso, denunciando il fallimento della sua proposta di roadmap per portare il Paese alle urne e l'esistenza di uno "Stato mafioso" contrario a qualsiasi prospettiva di pace.

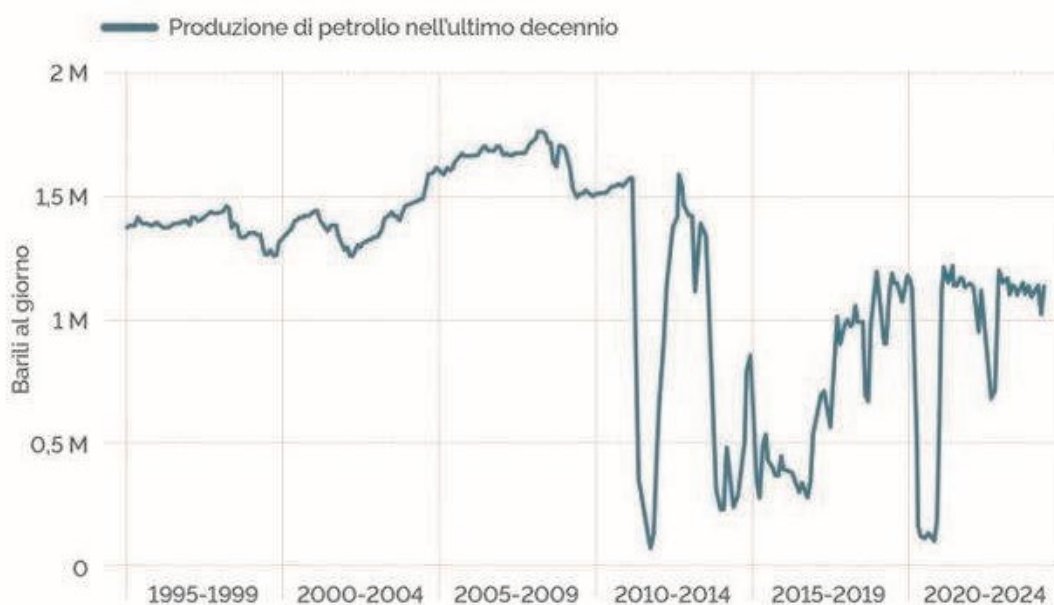
Il settore energetico libico ha risentito di questo clima di instabilità e frammentazione, nonché delle dinamiche di violenza e conflitto che hanno caratterizzato l'ultimo decennio. Sin dalle prime scoperte di petrolio, negli anni Cinquanta, gli idrocarburi hanno costituito la spina dorsale dell'economia del Paese e, di conseguenza, l'essenza delle dinamiche di potere. All'epoca di Muammar Gheddafi (1969 – 2011), la rendita energetica ha garantito al regime di sussistere e di "acquistare" la pace sociale; nel post rivoluzione, la rendita energetica, nonostante l'impatto delle diverse fasi di conflitto sulle infrastrutture e sulla capacità di produzione ed esportazione, ha garantito al Paese e ai suoi diversi "potentati" la possibilità di sopravvivere, proliferare e accrescere la propria legittimità, interna ed esterna. Se la produzione petrolifera è oggi stabile, dopo anni in cui è stata ostaggio delle tensioni locali e delle evoluzioni del conflitto, il settore sconta decenni di mancanza di investimenti e un serio deficit infrastrutturale. La produzione di gas naturale è invece in declino e il processo di transizione energetica non è mai stato avviato. Considerato il ruolo essenziale dell'industria energetica nella vita politica ed economica dello Stato, analizzare oggi la situazione del settore, la sua governance, i meccanismi informali di gestione della rendita, è fondamentale per provare a capire quale potrà essere la traiettoria futura del Paese e che forma potranno prendere le prospettive di stabilizzazione e riconciliazione nazionale.

Un settore ostaggio della frammentazione del Paese

Sin dall'inizio del processo di transizione politica, all'indomani della caduta del regime di Gheddafi, l'accesso e la gestione delle risorse energetiche sono stati al centro della competizione fra i numerosi centri di potere che si sono succeduti nel tempo, a prescindere dal loro grado di istituzionalizzazione e legittimità. Uno degli esempi più recenti risale al 2022, quando la produzione di petrolio nell'est venne bloccata per mesi, in segno di sfida al

Governo di Unità Nazionale (GNU) guidato da Abdul Hamid Dbeibah, rimasto alla guida delle istituzioni di Tripoli nonostante la sua ragion d'essere (l'organizzazione di elezioni entro dicembre 2021) fosse venuta meno e a dimostrazione di sostegno al nuovo Governo di Stabilità Nazionale (GSN), guidato all'epoca da Fathi Bashaga¹. In questi mesi vennero “sequestrati” dalla disputa fra Tripoli e le autorità dell'est del Paese fino a 850 mila barili di petrolio al giorno² e la produzione si ridusse fino ai 100-150 mila barili di petrolio al giorno. Solo la nomina alla guida della National Oil Corporation (NOC) di Farhat Omar Bengdara, frutto di un compromesso fra Dbeibah e il maresciallo di campo Khalifa Haftar, uomo forte dell'est e guida delle forze armate libiche (Laaf) aveva portato alla fine del blocco e al riavvio dell'attività produttiva. La NOC è la compagnia energetica nazionale, che con le sue sussidiarie controlla gran parte delle risorse della Libia ed è stata anch'essa divisa per anni in “istituzioni parallele”, vittima delle dinamiche di partizione che hanno dominato il Paese.

FIG. 9.1 - PRODUZIONE DI PETROLIO NELL'ULTIMO DECENNIO



Fonte: Bloomberg

L'utilizzo delle risorse energetiche come arma per far avanzare la propria agenda politica non è una prassi che si è estinta nell'estate del 2022 con la nomina di Bengdara. Le ultime interruzioni della produzione risalgono all'inizio del 2024, con lo stop del giacimento di Sharara, e a fine febbraio, quando sono state interrotte la produzione di petrolio (dal giacimento di Wafa) e le esportazioni di gas dalla Tripolitania³.

Un'altra dinamica che ha giocato un ruolo importante nell'intermittenza della capacità di produzione e nel deterioramento dell'industria energetica libica è quella della competizione

¹ “Explainer: What's behind Libya's oil blockade”, *Reuters*, 15 giugno 2022.

² “Libya oil chief says full output to resume after deal”, *Reuters*, 15 luglio 2022.

³ H. Mohareb, “Libya Protests Halt Wafa Oil Exports, Gas Pipeline to Italy”, *Bloomberg*, 25 febbraio 2024.

interna allo stesso settore energetico. Nel corso degli anni frequenti sono state le tensioni fra il ministero del petrolio e del gas e la NOC, come durante il fortissimo scontro fra il ministro Mohamed Aoun e Mostafa Sanalla, predecessore di Bengdara, o quando lo stesso Aoun ha contestato la legittimità degli accordi fra la NOC e il gruppo italiano Eni, nel gennaio del 2023. Nella primavera del 2024 Aoun è stato sospeso per alcuni mesi a causa di presunti illeciti nell'iter per il rinnovo di concessioni e irregolarità nelle spese⁴ e sostituito da Khalifa Abdul Sadiq, che fa parte del board della stessa NOC. Secondo alcuni osservatori, la rimozione del ministro equivaleva alla rimozione di un ostacolo decisivo per l'implementazione degli accordi firmati recentemente fra la compagnia e importanti attori stranieri⁵, fra cui quello per lo sfruttamento del giacimento di Hamada, a est di Ghadames, proposto da un consorzio composto da Eni, TotalEnergies, gli emiratini di Adnoc e i turchi di Tpaö⁶. A maggio 2024, Aoun è stato reintegrato e ha ripreso le sue funzioni ma a tutt'oggi domina una certa confusione su chi sia effettivamente alla guida del ministero.

Un tema che negli ultimi mesi ha rinvigorito la dinamica competitiva fra est e ovest è quello della riforma del sistema di sussidi al carburante. Annunciata da Dbeibah a gennaio come già "deliberata" e "irrevocabile"⁷, la riforma prevederebbe la trasformazione del sussidio in un versamento diretto sui conti correnti dei cittadini libici. L'annuncio della riforma aveva suscitato un'immediata reazione da parte del GSN e l'organizzazione di dimostrazioni di protesta nel Paese. La riforma, infatti, implicherebbe un ripensamento profondo del "contratto sociale" costruito in Libia nel corso dei decenni che, come immaginabile, non gode di un forte sostegno popolare. Bisogna considerare fra l'altro che il carburante sussidiato non serve soltanto per le pompe di benzina, ma anche per garantire il funzionamento dei generatori di elettrici che contribuiscono a compensare i frequenti blackout. In un report della Banca Mondiale del 2015, si notava che l'eliminazione dei sussidi all'energia avrebbe incrementato il tasso di povertà del Paese di oltre il 17%⁸.

La Libia è il secondo Paese al mondo dove il carburante è meno caro, il prezzo medio di un litro di benzina è, infatti, di circa 0,028 euro⁹. Il sistema dei sussidi ha quindi un costo estremamente significativo per le finanze dello Stato, pari a circa 12 miliardi di dollari l'anno¹⁰. Uno dei motivi principali di questo altissimo costo è legato al fatto che la Libia non dispone di una capacità di raffinazione del proprio petrolio tale da soddisfare interamente la domanda interna, ed è quindi costretta a importare benzina, diesel e altri prodotti petroliferi¹¹). Il governo poi rivende questi prodotti petroliferi sul mercato interno, ma a un tasso

⁴ H. Mohareb e S. El Wardany, "Libya's Oil Minister Oun Is Suspended Pending Investigation", *Bloomberg*, 26 marzo 2024.

⁵ S. El Wardany e H. Mohareb, "Libya's Surprise Oil Minister Change Throws Spotlight on Output", *Bloomberg*, 28 marzo 2024.

⁶ N. Ahmed, "With Libya's Oil Minister Out Of The Way, NOC Could Pass Controversial NC-7 Deal", *MEEES*, 5 aprile 2024.

⁷ "Libia: il governo di Tripoli frena lo stop ai sussidi per il carburante", *Agenzia Nova*, 12 gennaio 2024.

⁸ Banca Mondiale, Policy Research Working Paper, *The quest for subsidy reforms in Libya*, 30 marzo 2015.

⁹ "Energia: la Libia è il secondo Paese al mondo dove la benzina costa meno", *Agenzia Nova*, 8 gennaio 2024.

¹⁰ S. Zaptia, "Libya loses about US\$ 12 billion annually in smuggled subsidies: Aldabaiba", *Libya Herald*, 18 gennaio 2024.

¹¹ Nel 2023 il principale fornitore di prodotti petroliferi verso la Libia è stata la Russia, con una quota del 28%, in netta crescita rispetto al 4% del 2021.

“sussidiato”, pari a circa il 70% in meno rispetto al costo di acquisto sul mercato internazionale¹².

La questione del carburante sussidiato si intreccia poi con quella del contrabbando di petrolio, perché è proprio il carburante sussidiato ad essere contrabbandato all'estero. Secondo alcune stime, infatti, circa il 40% del carburante sussidiato viene contrabbandato, generando una perdita di circa 5 miliardi di dollari nel solo 2022¹³. Questo traffico porta poi alle paradossali, ripetute penurie di carburante in molte parti del Paese, aumentando la frustrazione e il malcontento popolare. Negli ultimi mesi sono emerse interessanti inchieste giornalistiche sul contrabbando di petrolio fra Libia e Albania e Libia e Turchia, inchieste che seguono quelle degli anni passati sul traffico fra Libia, Malta e Italia. Secondo un rapporto del panel degli esperti Onu sulla Libia¹⁴, il contrabbando di petrolio dalle coste della Cirenaica è aumentato a seguito dell'aggressione russa all'Ucraina, con il coinvolgimento diretto delle Laaf del maresciallo di campo Haftar, così come è aumentato il contrabbando alla frontiera terrestre fra Libia e Tunisia (interi carichi destinati alle stazioni di rifornimento sono sequestrati e rivenduti sul mercato nero)¹⁵. Un recente articolo del *Guardian* ha evidenziato le connessioni fra contrabbando di petrolio e il conflitto in corso in Sudan, dove una parte di questo viene rivenduto alle *Rapid Support Forces*, ma anche ad Africa Corps, la nuova denominazione assunta dal gruppo russo Wagner, attivo nell'est del Paese.

L'industria petrolifera: fra produzione in crescita e limiti infrastrutturali

La Libia possiede le più ingenti riserve provate di petrolio dell'intero continente africano: questo potenziale però risulta fortemente limitato dalla fragile situazione securitaria del Paese, che ha ostacolato nuovi investimenti nel settore e impedito l'esplorazione su vasta scala di nuovi giacimenti. Il 63% della produzione di greggio e condensati è venduta sul mercato europeo (Italia, Germania e Spagna sono i primi compratori). Anche l'Asia si sta imponendo come un compratore significativo, con una quota di mercato del 25% nel 2020¹⁶.

Il petrolio soddisfa il 62% del fabbisogno energetico del Paese e costituisce l'88% della produzione domestica. A seguito della crisi di due anni fa, rimarginatasi con la nomina di Bengdara, la produzione ha raggiunto una certa stabilità, assestandosi su 1,2 milioni di barili di petrolio al giorno, ancora lontana dagli 1,8 milioni del 2008 ma comunque superiore rispetto ai minimi toccati nel mese di giugno del 2022¹⁷.

La NOC pianifica, di raggiungere 1,6 milioni di barili al giorno entro la fine del 2024 e di arrivare a due milioni di barili al giorno entro la fine del 2025. Negli ultimi mesi in effetti sono stati annunciati nuovi progetti di sviluppo e la realizzazione di nuovi pozzi, ma questi

¹² P. Wintour, “[Libya to investigate claims oil smuggling is fuelling Sudan civil war](#)”, *The Guardian*, 25 marzo 2024.

¹³ Ibid.

¹⁴ Letter dated 14 September 2023 from the Panel of Experts on Libya Established pursuant to Resolution 1973 (2011) addressed to the President of the Security Council, disponibile al seguente [link](#).

¹⁵ M. Herbert, R. Horsely e E. Badi, “[Illicit economies and peace and security in Libya](#)”, Global Initiative Against Transnational Organised Crime, Policy Brief, luglio 2023.

¹⁶ Dati dell'Eia, Energy Information Administration.

¹⁷ “[Libyan oil output collapses after wave of closures](#)”, *Reuters*, 14 giugno 2022.

investimenti rischiano di non essere in grado di compensare le possibili riduzioni della produttività dovute alla vetustà infrastrutturale e alla maturità di molti dei giacimenti tuttora operativi¹⁸.

Come già accennato, il Paese è in grado di raffinare solo il 60% del suo consumo finale di prodotti petroliferi, con un calo del 77% fra il 2000 e il 2021, localizzabile in corrispondenza della rivoluzione del 2011. Il Paese possiede cinque raffinerie, con una capacità nominale di 380,000 barili a giorno. Una di queste, la più grande, sita a Ras Lanuf, non è operativa dal 2013¹⁹. Il basso tasso di produttività delle raffinerie libiche (meno di 125,000 barili al giorno) è il risultato di oltre dieci anni di conflitto, fra danneggiamenti dovuti ai combattimenti, ritardi nelle opere di riabilitazione e manutenzione, blackout che limitano l'operatività degli impianti, dispute legali²⁰. Recentemente sono stati affidati i lavori per la costruzione di una nuova raffineria dalla capacità di 30,000 barili di petrolio al giorno, nel sud-ovest del Paese, nei pressi di Ubari. Si tratterebbe della prima raffineria della regione.

Il gas naturale: i nuovi giacimenti potranno compensare il declino della produzione?

La Libia possiede le quinte più significative riserve di gas naturale del continente africano²¹. Le esportazioni si concentrano solo sul mercato italiano, dato che il terminal di liquefazione di Marsa El Brega non è più operativo dal 2011.

Libia e Italia sono connesse tramite il gasdotto Greenstream che proprio quest'anno festeggia 20 anni di operatività. Le esportazioni, tuttavia, vivono una fase di profondo declino: a fronte di una capacità massima di 8 miliardi di metri cubi l'anno (775 milioni di piedi cubi al giorno), nel 2023 il Paese ha esportato solo 244 milioni di metri cubi al giorno, la media più bassa dal 2011²². Questo calo è dovuto alla declinante produzione dei giacimenti di Bahr Es Salam e di Wafa e alle carenze infrastrutturali.

¹⁸ J. Cockayne, "Libya's 'Road To 2mn b/d' Faces Infrastructure Logjam", *MEEES*, 19 gennaio 2024.

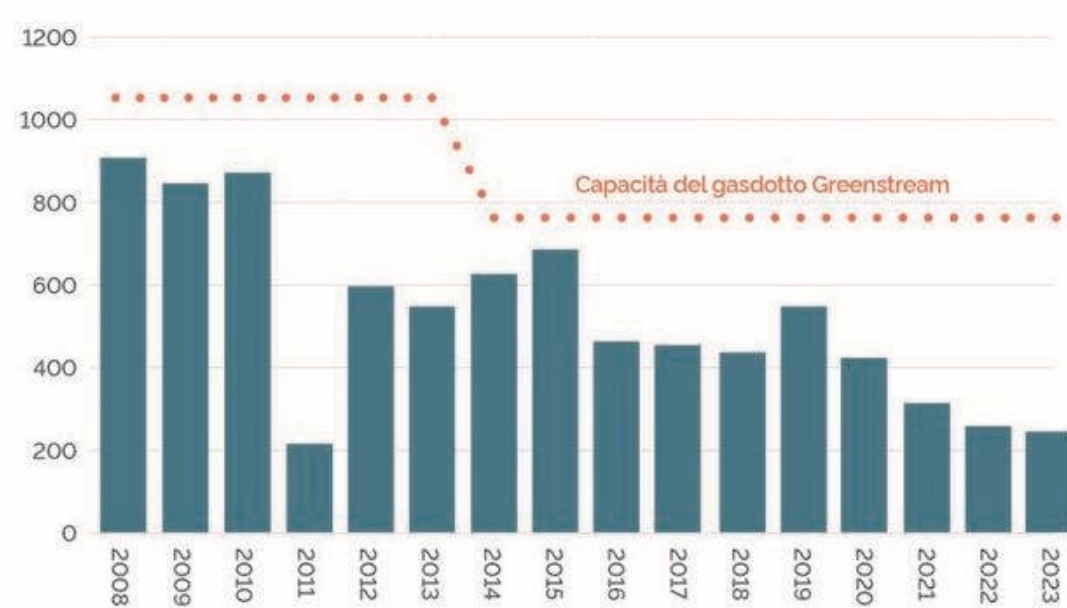
¹⁹ A. Calik, "Libya's Ras Lanuf Refinery: Closer To A Return?", *MEEES*, 4 marzo 2022.

²⁰ Dati dell'Eia, Energy Information Administration.

²¹ Ibid.

²² J. Cockayne, "Libya Gas Exports At 13-Year Low", *MEEES*, 8 marzo 2024.

FIG. 9.2 - ESPORTAZIONI DI GAS LIBICO IN ITALIA (MILIONI DI PIEDI CUBI AL GIORNO)



Fonte: SNAM, ENI, MEES

Nel gennaio 2023 Eni e la NOC hanno siglato un accordo del valore di circa 8 miliardi di dollari per avviare lo sviluppo di due giacimenti di gas, chiamati rispettivamente “Struttura A” e “Struttura E”, al fine di aumentare la produzione di gas per il mercato interno libico e le esportazioni verso l’Europa. La produzione di gas dovrebbe partire entro il 2026 ma non dovrebbe tradursi in un aumento significativo delle esportazioni verso l’Europa. Bisogna infatti ricordare che oltre il 73% dell’elettricità libica è prodotta tramite gas naturale²³, e che in assenza di un qualsiasi processo di diversificazione delle fonti di produzione, la crescita della domanda interna riduce le quantità destinate all’esportazione. Un ulteriore problema dell’industria libica è quello del “gas flaring” che nel 2022 ha contribuito alla dispersione di oltre 5,2 miliardi di metri cubi di gas²⁴.

La transizione inesistente

Risulta infine particolarmente emblematico dello stato di “rovina” del settore energetico libico, la completa inesistenza di un processo di transizione energetica. Come tutti gli Stati del Nord Africa, infatti, il Paese offre eccellenti condizioni di irraggiamento solare, che potrebbero contribuire a far emergere la Libia come un importante produttore di elettricità verde, che potrebbe contribuire a soddisfare il consumo interno, risolvere i problemi legati ai frequenti black-out elettrici che colpiscono la popolazione, soprattutto durante la stagione estiva, e per “liberare” gas naturale, da destinare in maggiore quantità alle esportazioni.

²³ Dati dell’Iea, International Energy Agency.

²⁴ Dati della [Global Flaring and Methane Reduction Partnership \(GFMR\)](#), Banca Mondiale.

In Libia il processo di transizione energetica non è mai cominciato, impedito da anni di conflitto, instabilità istituzionale e mancanza di volontà politica: non vi sono impianti solari né eolici, la percentuale di rinnovabili della capacità elettrica installata è pari allo 0,1%²⁵. Nel Paese esistono solo piccoli impianti solari, *mini-grids* al servizio di edifici pubblici o impianti di illuminazione.

A dicembre, grazie al supporto dell'Agenzia americana per lo sviluppo internazionale (Usaid), il primo ministro Dbeibah ha lanciato la "Strategia Nazionale per l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica" che ha lo scopo di generare 4 GW di elettricità tramite solare ed eolico entro il 2035. Al momento questo piano appare più un sogno irraggiungibile che una prospettiva concreta. Il progetto più avanzato è quello per la costruzione di una centrale solare da 500 MW cui partecipa anche TotalEnergies, ma sono ancora molti gli ostacoli, soprattutto a livello normativo, che devono essere superati²⁶. Vi è poi l'idea di connettere la rete elettrica libica a quella maltese, tramite un interconnettore sottomarino, per esportare elettricità verde dalla Libia, ma al momento il progetto, nonostante la firma di un *Memorandum of Understanding* a giugno 2023, appare più come un auspicio che una prospettiva concreta²⁷. Non va poi dimenticato lo stato di fatiscenza dell'infrastruttura di trasmissione dell'elettricità nell'intero Paese²⁸.

Conclusioni

L'intera industria energetica libica ha risentito del conflitto, del clima di instabilità e frammentazione che hanno caratterizzato l'ultimo decennio. La "biforcazione politica"²⁹ e gli scontri fra milizie e gruppi armati hanno tenuto in ostaggio la produzione petrolifera e l'export di gas naturale e impedito qualsiasi processo di transizione verde, il tutto sullo sfondo di un'industria in rovina, di un profondo deterioramento dei giacimenti e delle infrastrutture, e di cronica mancanza di investimenti.

Oggi petrolio e gas naturale forniscono circa il 98% delle entrate del Paese e coprono il 73% del valore totale dell'export ma la Libia è un "rentier state fallito"³⁰, perché nonostante sopravviva grazie alla rendita energetica³¹, non riesce a creare condizioni di sviluppo e benessere condiviso, né ad attirare investimenti esteri. Al contrario, il Paese è rimasto imbrigliato in una dinamica di cleptocrazia e corruzione, di cui i cittadini sono le prime

²⁵ Dati dell'Irena, International Renewable Energy Agency.

²⁶ J. Cockayne, "Instability Rains On Libya's Oil Parade As Output Targets Face Infrastructure Decay", *MEES*, 19 gennaio 2024.

²⁷ N. Ahmed, "Libya Renewables Strategy", *MEES*, 15 dicembre 2023.

²⁸ Dati dell'EIA, U.S. Energy Information Administration.

²⁹ A. Varvellie e A. Ziccardi, "Energia in Libia: quali opportunità in un contesto di crisi?" in Osservatorio di Politica Internazionale, Focus Sicurezza Energetica n. 9, gennaio 2024.

³⁰ Espressione utilizzata da Claudia Gazzini, Analista Senior per la Libia, International Crisis Group, durante la conferenza "Energy Strategies 2024" organizzata da NATO Science for Peace and Security Programme, Policy Center for the New South, Fondazione Compagnia di San Paolo, NATO Defense College e Middle East Institute Switzerland a Roma lo scorso 16 aprile.

³¹ A. Varvelli e A. Ziccardi, "Energia in Libia: quali opportunità in un contesto di crisi?"..., cit.

vittime, fra violenza diffusa, soprusi e un tasso di povertà che ha raggiunto il 40% della popolazione³².

Nonostante proprio l'accordo sulla guida della NOC del luglio 2022 abbia dato vita al compromesso fra Dbeibah e Haftar che ancora oggi garantisce al Paese una fase di “stabile instabilità” e assenza di scontri diretti, oggi è improbabile che i due leader e gli altri attori con ambizioni nazionali si mettano d'accordo sul raggiungimento di un equilibrio istituzionale definito e definitivo. Fin quando la gestione della rendita energetica, il cuore della ricchezza del Paese, resterà nelle mani (in forme lecite o illecite) di una miriade di attori e sistemi di potere diversi, l'interesse per una soluzione politica del conflitto e per il processo di stabilizzazione e riconciliazione nazionale è destinato a rimanere marginale anche in futuro.

³² A. Assad, “[NIHRL: Poverty rate in Libya hits 40%](#)”, *The Libya Observer*, 27 dicembre 2023.

Osservatorio di Politica internazionale

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

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei deputati

Servizio Studi

Dipartimento Affari Esteri

Tel. 0667604939

Email st_affari_esteri@camera.it

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

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