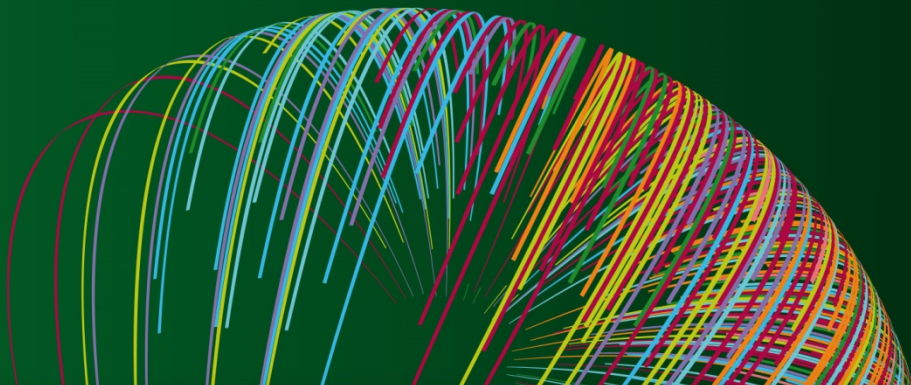


Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Gennaio 2024

n. 9 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 9 (n.s.) – gennaio 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 8

Lorena Stella Martini (ECCO) – CAPITOLO 7

Lisa Orlandi (RIE) – CAPITOLO 2

Marco Ricotti (Politecnico di Milano) – CAPITOLO 3

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 5

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

Arturo Varvelli (European Council on Foreign Relations - ECFR) – CAPITOLO 6

Angela Ziccardi (European Council on Foreign Relations - ECFR) – CAPITOLO 6

Focus Sicurezza energetica

n. 9 (n.s.) – gennaio 2024

Sommario

1. Una fotografia sul mercato elettrico e del gas in Italia nel 2023.....	5
2. La stabile incertezza del mercato petrolifero internazionale	24
3. Energia nucleare? Sfide e opportunità	31
4. La crescita delle rinnovabili, quale contributo alla sicurezza energetica e quali debolezze...45	
5. Diplomazia energetica italiana nel continente africano.....	53
6. Energia in Libia: quali opportunità in un contesto di crisi?.....	67
7. Italia-Algeria: analisi di un partenariato strategico	75
8. Il Qatar nell'approvvigionamento nazionale.....	84

1. Una fotografia sul mercato elettrico e del gas in Italia nel 2023

Agata Gugliotta

Se il 2022 verrà ricordato come l'anno della ripresa post-Covid, dello scoppio della guerra in Ucraina, della crisi energetica e di prezzi record delle *commodities*, il 2023 si chiude con il conflitto russo-ucraino ancora in corso, nuovi teatri bellici pericolosi e un'economia che arranca, nonostante il deciso ridimensionamento delle quotazioni dei principali prodotti energetici. Sono stati due anni difficili e complicati, tanto sotto il profilo umano, quanto sotto il profilo economico, in ragione dei cambiamenti, alcuni anche di natura strutturale, che ne sono derivati. Se guardiamo all'energia, pur all'interno di un contesto di trasformazione che ha riguardato tutte le fonti energetiche, principale protagonista di questi due anni è stato il gas e, per la loro intrinseca relazione, l'elettricità. Due mercati strategici che, nel giro di 24 mesi, hanno compiuto prima una corsa sfrenata sulle montagne russe dei prezzi record, intraprendendo poi un *mood* di decrescita nel tentativo di trovare un nuovo equilibrio, ancora troppo instabile per definirsi tale. Nel presente articolo, di queste due fonti verranno analizzate per il 2023 le principali dinamiche, a livello nazionale, di domanda, offerta e prezzi, in raffronto con l'anno precedente e nel contesto dei cambiamenti che stanno interessando altri paesi europei.

2022: la domanda di energia inizia a contrarsi...

Nel 2022, la guerra in Ucraina ha impattato il settore energetico italiano, così come quello europeo e internazionale. Nonostante un aumento del Pil del 3,7%¹ (crescita attenuatasi progressivamente nel corso dei mesi) e nonostante il valore aggiunto complessivo dei settori produttivi sia aumentato in volume del 3,9%, quello del settore energetico nazionale ha registrato una flessione pari all'1,3%².

In linea con il dato europeo, la domanda primaria di energia (in termini di disponibilità energetica lorda), si è attestata a 149.175 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), in calo del 4,5% rispetto all'anno precedente. Il calo è maturato già a partire dal III trimestre, ma sarà soprattutto nell'ultimo che si registrerà un crollo superiore al 10%. Al contrario, per tutto il primo semestre, la performance era stata di crescita. Tre i principali fattori alla base del crollo dei consumi: 1) clima eccezionalmente mite con il 2022 che è stato il quinto anno più caldo di sempre³; 2) i prezzi elevatissimi dell'energia che hanno, da un lato, distrutto la domanda, specie quella dell'industria⁴ e dall'altro, incrementato le azioni di adattamento (*fuel*

¹ Dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2015.

² Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, [La situazione energetica nazionale nel 2022](#), luglio 2023.

³ Il 2022 è stato il quinto anno più caldo di sempre, con l'estate con le temperature più alte mai registrate in Europa dall'età preindustriale (dati Copernicus, il Servizio per i Cambiamenti Climatici dell'Unione Europea, Global Climate Highlights 2022, Copernicus). L'Italia è stata più calda della media per quasi tutti i mesi dell'anno, con massimi storici a maggio, ottobre e dicembre. ENEA, [Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano](#), Anno 2022, 1/2023, aprile 2023.

⁴ La produzione dei beni intermedi più energivori ha chiuso con un -6% nel IV trimestre (e -3% la media annua).

switching, aumenti di efficienza); 3) le misure di contenimento dei consumi del governo italiano.

Anche, l'intensità energetica ha registrato un forte calo rispetto al 2021 (-7,9%), come conseguenza del decremento dei consumi rispetto a un aumento del Pil, attestandosi a 85,5 tep/milione di euro (il livello più basso negli ultimi dieci anni).

In termini di fonti, il calo dei consumi di energia primaria rispetto al 2021 è stato la risultante di una forte contrazione di gas naturale e fonti rinnovabili, compensata solo in parte dalla maggiore richiesta di petrolio e carbone.

Una minore domanda di energia, tuttavia, non ha frenato l'aumento delle emissioni di CO₂, che in Italia, a differenza del dato medio europeo (-1% nell'area euro) hanno registrato il secondo aumento consecutivo su base annua, sebbene solo dello 0,5%, a causa della politica di maggiore ricorso al carbone e all'olio combustibile nella produzione termoelettrica, che ha più che compensato la forte contrazione del *carbon intensive* gas naturale.

Relativamente alla dipendenza dall'estero, si registra un peggioramento di questo dato, dal momento che le importazioni nette di energia sono aumentate del 3,5%⁵, mentre la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita dell'8%. A diminuire è stato soprattutto l'import di gas naturale (- 4,9%) ed energie rinnovabili e bioliquidi (-5,9%), a fronte di un marcato aumento di combustibili solidi (+41,6%), di petrolio e prodotti petroliferi (+10,5%) e di energia elettrica (+0,5%).

2023: il trend di decrescita della domanda di energia si consolida

Secondo le stime preliminari di ENEA⁶, nel 2023, i consumi di energia primaria dovrebbero ridursi di un nuovo 3% su base annua, confermando il trend di decrescita che ormai caratterizza l'Italia, quanto l'Europa, dal terzo trimestre del 2022. Il dato su 9 mesi indica un calo cumulato del 4%, appena un punto percentuale più basso di quanto stimato, per lo stesso periodo, per l'area euro. Le motivazioni alla base della nuova contrazione della domanda sono rintracciabili da un lato, in un contesto macroeconomico di crisi e dall'altro, nel clima estremamente mite. Quanto al primo fattore, arrestatasi la lunga fase di ripresa economica post-Covid, il Pil dopo essere cresciuto nel I trimestre 2023, è passato in negativo nel II e rimasto stazionario nel III, risentendo di una forte incertezza sull'andamento dell'economia mondiale e dell'inflazione e soprattutto della persistente debolezza dell'attività manifatturiera (in calo da sei trimestri consecutivi). Su base annua, nel 2023 il Pil italiano dovrebbe risultare in crescita, anche se solo dello 0,7%⁷.

Guardando alle singole fonti, è ancora una volta il gas a contrarsi più di ogni altra: in assenza dei dati annuali, la stima su 9 mesi indica -5,5 Mtep, seguito da carbone (-1,3 Mtep) e petrolio (-0,6 Mtep). Al contrario, segnano aumenti significativi le rinnovabili elettriche (+1,9 Mtep) e le importazioni nette di elettricità (+ 1 Mtep).

⁵ Ibidem.

⁶ ENEA, [Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano, 3/2023](#), novembre 2023.

⁷ Istat, [Le prospettive dell'economia italiana](#), 5 dicembre 2023.

Il calo dei consumi, soprattutto quello delle fonti fossili (in primis carbone), unitamente al fattore climatico, prezzi dell'energia ancora elevati, debolezza dell'attività industriale e maggior apporto delle Fonti Energetiche Rinnovabili (Fer) nella generazione elettrica hanno contribuito a una contrazione delle emissioni di CO₂, che si flettono complessivamente dell'8% da gennaio a settembre 2023, in controtendenza rispetto al +6% registrato nel pari periodo 2022.

Mercato del gas: dinamiche di prezzo a confronto

Tanto nel 2023, quanto prima nel 2022, a trainare il calo dei consumi di energia primaria è stato il gas naturale, protagonista indiscusso di questi due anni "energetici", le cui dinamiche di domanda e offerta, nonché il suo ruolo quale arma di "guerra" fra la Russia e l'Europa hanno esercitato un ruolo pivotale sull'intero sistema energetico nazionale ed europeo.

A seguito dell'invasione dell'Ucraina, infatti, la rottura delle relazioni UE-Russia, le sanzioni e il taglio dei volumi di gas russo verso l'Europa, nonché l'impossibilità di poterle sostituire in tempi brevi, hanno prodotto sui mercati profonde tensioni, che hanno spinto i prezzi all'ingrosso del gas a livelli esagitati, costringendo i paesi a contenere i consumi e contestualmente a procedere alla sostituzione del gas di Mosca.

Ma andiamo per ordine e partiamo dai prezzi. Nel 2022 i prezzi spot del gas all'ingrosso in Italia, ovvero quelli all'hub virtuale Psv (Punto di scambio virtuale), proseguendo il *pattern* di crescita che avevano intrapreso già l'anno precedente⁸, hanno raggiunto livelli elevatissimi, chiudendo in media annua sui 122 €/MWh, + 160% sul 2021 e +180% sulla media degli ultimi 5 anni. Analizzandone l'andamento annuale, è possibile rintracciare tre fasi principali.

La prima fase, fortemente *bullish*, va da fine febbraio alla prima decade di settembre. Se a inizio anno, i prezzi al Psv mostrano una lieve flessione rispetto ai valori di fine 2021: 86 €/MWh in gennaio e 81,5 €/MWh in febbraio vs i 144 di dicembre, a marzo, a un mese dallo scoppio del conflitto, il Psv si porta sui 126 €/MWh (+45 €/MWh su febbraio). Quotazioni leggermente più basse ad aprile e maggio per poi tornarsi a impennare dalla seconda metà di giugno, quando il Psv chiude a 102,5 €/MWh, in ragione di criticità lato offerta: crisi politica in Libia, scioperi nell'O&G in Norvegia, incendio nel terminal di liquefazione di Freeport (Texas) che ha messo fuori uso l'impianto che nei primi 5 mesi 2022 aveva spedito il 70% del suo export all'Europa. Sarà, però nei mesi estivi che si registreranno i valori massimi: a luglio si supera la soglia dei 172 €/MWh, mentre ad agosto si raggiungono i 234 €/MWh, con punte che a fine mese toccano i 315 €/MWh. L'ennesimo rally dei prezzi è ascrivibile ad 1) nuova riduzione dei volumi di gas russo (i flussi da Nord Stream vengono bloccati a inizio settembre e non più ripristinati) e 2) aumento della domanda per la ricostituzione delle scorte europee al fine di centrare l'obiettivo fissato dalla Commissione di riempire i siti di stoccaggio all'80% della loro capacità entro novembre; 3) scarso apporto delle fonti alternative al gas, in primis l'idroelettrico che ha risentito del caldo intenso e della siccità, nonché del nucleare d'oltralpe, con la Francia che non ha potuto disporre di 32 dei suoi 56 reattori, fermi per

⁸ In media le quotazioni erano più che quadruplicate rispetto al 2020.

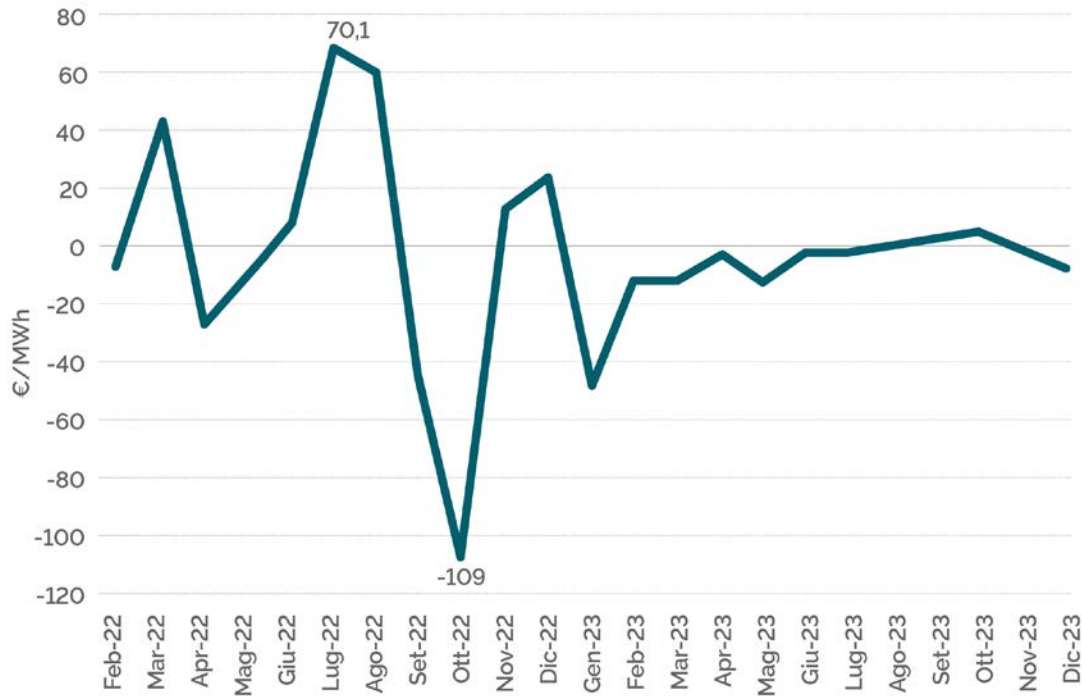
manutenzione o altre ragioni. Fattore, quest'ultimo, che ha ridotto l'export e determinato una elevata richiesta di gas da parte delle centrali termoelettriche.

La seconda fase, invece, che si estende da metà settembre a fino a fine ottobre è stata caratterizzata da una significativa flessione dei valori medi mensili, di nuovo sotto la soglia dei 200 €/MWh: un buon livello di iniezione negli stoccaggi, calo della domanda e prospettive per nuovi arrivi di gnl fungono da calmierante. Minimo l'impatto sui prezzi dell'incidente, o presunto sabotaggio, al gasdotto Nord Stream: segno probabilmente che i mercati avevano già scontato un'interruzione dei volumi transitanti da questo gasdotto, di fatto azzerati già a inizio settembre. A ottobre, addirittura, complice anche la crisi che morde l'industria, la media mensile del Psv è scesa al di sotto degli 80 €/MWh, per un valore più basso rispetto al corrispondente mese del 2021 (85,4 €/MWh).

La terza e ultima fase vede una nuova temporanea ripresa dei prezzi: con l'arrivo dell'inverno e dei primi, benché brevi, periodi di freddo e conseguentemente con l'aumento della domanda per riscaldamento, i prezzi tornano a crescere dai 30 €/MWh di fine ottobre fino a punte di 150 €/MWh a inizio dicembre. Il rally però stavolta ha breve durata e a partire dalla metà di dicembre i prezzi tornano a flettersi, ripiegando prima sotto i 90 €/MWh e chiudendo comunque l'ultimo mese dell'anno in media nell'intorno dei 116 €/MWh (+27% su novembre). Ad influire sulla contrazione una brusca frenata dei consumi per riscaldamento (in Italia -25%) fiaccati da temperature ben al di sopra della media stagionali e di quelli industriali (-27%) morsi dalla crisi, mentre lato offerta, si assiste a una buona disponibilità di gnl con un mercato asiatico che arranca a ripartire nei consumi e un maggior apporto di fonti alternative. Tutti fattori che hanno limitato il ricorso ai siti di stoccaggio pieni, a fine dicembre, all'82%.

Il 2023 conferma e consolida, per quasi tutto l'anno, il trend di discesa intrapreso dalla seconda metà del mese di dicembre, con un calo dei prezzi progressivamente più repentino e più ampio delle attese. In media annua i prezzi chiudono sui 42 €/MWh (-65% sul 2022 e non molto distanti dal 2021). Pur all'interno di un andamento molto volatile e nervoso, anche nel corso di una stessa settimana, a differenza dell'anno precedente, su base mensile le quotazioni non hanno subito dei forti e improvvisi strappi al rialzo o al ribasso, con una variazione assoluta fra i mesi che si è mantenuta sempre contenuta e mai superiore ai 12 €/MWh (si veda grafico seguente). Nei pari mesi del 2022, invece, le distanze fra i valori medi mensili sono state molto marcate e dai -4,5 €/MWh di febbraio vs gennaio, si è passati ai +70 €/MWh di luglio su giugno e ai -109 €/MWh di ottobre su settembre.

FIG. 1.1 - VARIAZIONI ASSOLUTE MESE SU MESE PREZZI SPOT AL PSV 2022-23



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Platts

Così come il 2022, anche per il 2023, volendo provare a scomporre l'anno in fasi, è possibile tracciare delle macro-tendenze relative al Psv: la prima di decrescita complessiva dei prezzi che copre i primi 8 mesi dell'anno, una seconda, circoscritta a settembre e ottobre, in cui si registra un rimbalzo delle medie mensili, e un'ultima sul finire dell'anno, in cui si assiste a un nuovo ripiegamento.

La prima fase è rintracciabile già a partire dall'ultima decade di dicembre 2022, quando i prezzi iniziano una discesa, che pur con temporanee e congiunturali inversioni di tendenza, è continua e progressiva. Se, fino al 15 dicembre 2022, il Psv quotava 138 €/MWh, supportato dai primi freddi e dal conseguente aumento della domanda e dei prelievi dagli stoccaggi, a partire dalla seconda metà del mese i prezzi hanno cominciato a ripiegare, scendendo prima sotto i 100 €/MWh e poi via via sotto gli 80, i 70 fino a chiudere gennaio sui 68 €/MWh, febbraio sui 57 €/MWh e infine marzo sui 46 €/MWh. Complessivamente, quindi, il trimestre invernale non riscontra grosse criticità, con i prezzi che hanno risentito di fondamentali marcatamente ribassisti: lato domanda si assiste a una brusca frenata dei consumi nazionali. Lato offerta, invece, a: 1) una buona disponibilità di gnl: il 12/02 ripartono anche i carichi dall'impianto di Freeport negli Usa, chiuso a giugno per un incendio, a fronte invece di una scarsa concorrenza da parte del mercato asiatico, i cui consumi

rimangono deboli. 2) volumi complessivamente stabili via condotta e 3) un maggior apporto di fonti alternative. Tutti fattori che hanno limitato il ricorso ai siti di stoccaggio, pieni a inizio gennaio all' 82,5% (vs 65% del 2022) e al 58% al 31 marzo⁹, data tradizionalmente di fine erogazione.

Il trend di calo del primo trimestre si conferma anche in quello primaverile, anche se i ritmi di decrescita sono stati meno marcati. Al Psv i prezzi spot hanno registrato una progressiva ma costante diminuzione fino a inizio giugno, per medie mensili che si attestano su valori prossimi ai 45 €/MWh in aprile (-4% su marzo), sui 34 €/MWh a maggio (-24% su aprile). Nei primi giorni di giugno i prezzi avevano toccato addirittura i 24,1 €/MWh in linea con il pari periodo del 2021.

In assenza di eventi congiunturali destabilizzanti e di crisi di rilievo, a guidare i prezzi sono stati ancora una volta i fondamentali reali del mercato: tanto lato domanda quanto lato offerta, con un'attività di iniezione negli stoccaggi avvenuta senza difficoltà, sebbene il tasso di riempimento sia stato meno marcato di quello dell'anno scorso, quando il contesto e l'urgenza di ricostituire le scorte era maggiore¹⁰.

A partire dalla seconda settimana di giugno, però, pur in presenza di una marcata volatilità e oscillazioni giornaliere sensibili, i prezzi sono tornati a rialzarsi, registrando per tre settimane consecutive dei guadagni e valori spot con punte superiori a 41 €/MWh. Un andamento nervoso che alla fine si è tradotto in un valore medio di 33 €/MWh, appena 1 €/MWh più basso del mese precedente. Un rimbalzo che dovrebbe trovare una giustificazione, in alcuni casi "forzata", nelle manutenzioni alle infrastrutture come quelle avvenute in Norvegia, ma che è piuttosto indice del nervosismo e dell'incertezza che caratterizza il mercato europeo del gas, ancora lontano dall'aver trovato un *new normal* e che reagisce con bruschi strappi a fattori congiunturali.

I mesi estivi di luglio e agosto chiudono su valori non molto distanti da giugno (33 €/MWh), rispettivamente a 31,3 e 32,8 €/MWh, ma le quotazioni hanno risentito, più di altri mesi, di spinte opposte: ribassiste, quelle derivanti dalle dinamiche di domanda e offerta, e rialziste, quelle legate a fattori congiunturali e di breve periodo. In questi ultimi rientrano: l'estremo caldo che ha sostenuto i consumi del settore termoelettrico (+40% luglio su giugno) per le necessità di raffrescamento; la riduzione, per manutenzione, dei volumi importati dalla Norvegia, sempre più importante nel mix di approvvigionamento europeo; e, sul finire di agosto, le prime minacce di sciopero da parte dei lavoratori di Woodside Energy e Chevron che operano alcuni dei principali impianti di gnl australiani.

Gli ultimi due fattori estendono i loro effetti, incidendo sui prezzi in maniera più decisa, anche nel mese di settembre, che, insieme, a ottobre ha visto le quotazioni aumentare in media mensile (seconda fase). A settembre, il valore medio del Psv si attesta di nuovo sui 37 €/MWh, +13% su agosto. A sostenere il *rebounding* dei prezzi una nuova riduzione dei flussi dalla Norvegia verso l'UE e il proseguimento delle agitazioni sindacali e scioperi negli impianti di liquefazione australiani, nonostante questi ultimi stessero interessando l'altra parte

⁹ Non erano nemmeno al 30% il giorno corrispondente del 2022.

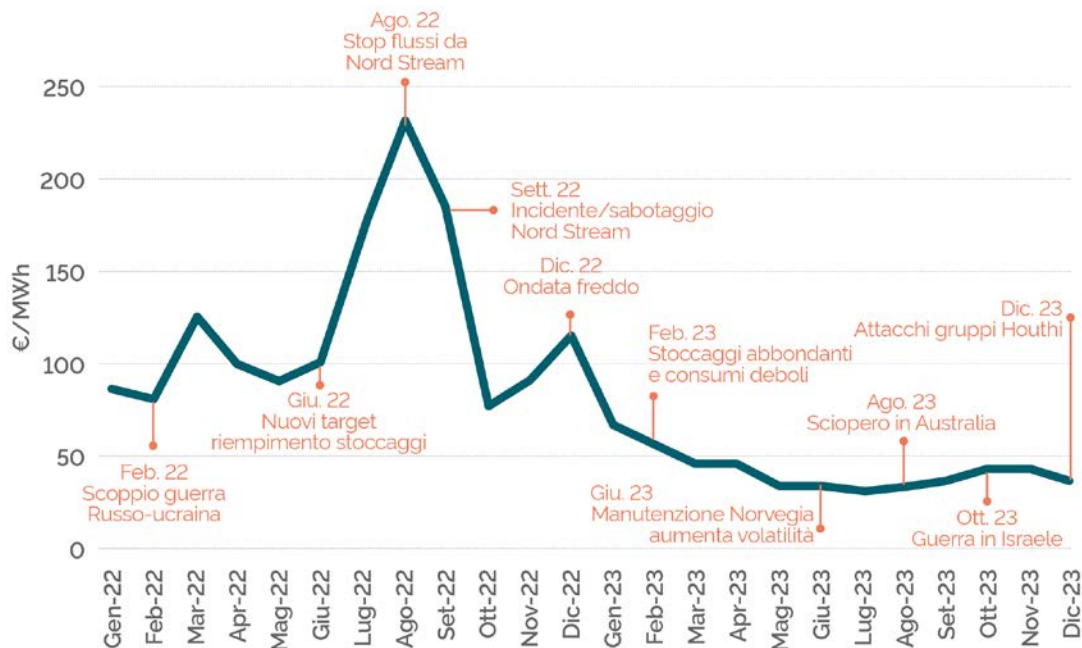
¹⁰ A fine giugno, gli stoccaggi italiani risultano già pieni all'81% (77% la media UE) rispetto al 57% del 2022.

del mondo (l'Italia non importa gnl dall'Australia!). Il dato assume ancora più rilevanza dato il contesto prettamente *bearish* tanto lato domanda, con consumi deboli, quanto lato offerta, con stoccaggi pieni già oltre il 90% e scarso appetito dei *buyers* asiatici, poco disposti ad accaparrarsi dei volumi di gnl con flessibilità di destinazione, non necessari. Un ulteriore +18% viene raggiunto a ottobre, quando la media mensile chiude a 43,7 €/MWh, con quotazioni che su base giornaliera si riportano anche sopra i 50 €/MWh, su livelli che non si riscontravano da aprile 2023. Ancora una volta, però, la spiegazione dell'aumento non è da ricercarsi nei fondamentali del mercato, rimasti immutati, quanto nell'ennesimo evento geopolitico – l'esplosione della guerra in Israele – e nelle “potenziali” conseguenze che questo potrebbe avere sul mercato in caso di un ampliamento del conflitto ad altri paesi del Medio Oriente. Benché Israele non sia ancora un esportatore di primo piano di gas naturale, si trova in un'area strategica per le forniture di metano, soprattutto verso l'Europa, che vede interessati Egitto, Qatar e ad altri paesi del Golfo. Questo evento che si è andato a sommare agli scioperi nei terminali gnl australiani (poi conclusisi) e al danneggiamento al gasdotto che collega Estonia e Finlandia (per cui poi è stata esclusa la pista del sabotaggio) ha generato nervosismo sui mercati innescando un rimbalzo dei prezzi “eccessivo” e non “giustificabile” nella portata, visto un contesto di mercato rassicurante sul fronte dell'offerta rimasta stabile e non intaccata dagli avvenimenti mediorientali, con stoccaggi pieni e consumi, che seppur leggermente in crescita (+2%) sul pari mese 2022, continuano a rimanere nettamente più bassi (-13%) della media degli ultimi 10 anni.

Sempre molto instabile e nervoso, ma complessivamente in calo, l'andamento del Psv negli ultimi due mesi dell'anno (terza fase). A novembre, la media mensile infatti, è frutto di forze opposte: se a inizio mese, ridottisi i timori riguardo un'espansione del conflitto in Medio Oriente e a fronte di temperature sopra la media, le quotazioni hanno registrato un calo sensibile in confronto a ottobre, riportandosi sotto i 40 €/MWh, successivamente hanno intrapreso un trend al rialzo con l'inoltrarsi della stagione autunnale e l'arrivo dei primi freddi che hanno determinato un aumento della domanda per riscaldamento (+13% su novembre 2022) e i primi prelievi netti dagli stoccaggi. Al Psv, dai 37 €/MWh con cui si era aperto il mese si è passati ai 45 circa dell'ultima decade, per chiudere però sui 42,5 €/MWh (-2,4% vs ottobre).

Ulteriore discesa in dicembre, con i prezzi spot al Psv, che, nonostante l'inoltrarsi della stagione invernale, si riportano in media a 36 €/MWh, per un calo del 15% su novembre. Un calo che riflette un temperature eccezionalmente miti, stoccaggi praticamente ancora pieni (83% in Italia e 87% in UE) e offerta rassicurante. Tuttavia, la volatilità *intraday* e giornaliera rimane molto elevata. Sono sufficienti timori circa eventuali restrizioni temporanee dell'offerta derivanti da fattori geopolitici, come gli attacchi alle navi cargo nel Mar Rosso da parte dei gruppi armati Houthi dello Yemen che costringono le navi a circumnavigare il Capo di Buona Speranza (allungando la navigazione fino a 15 giorni) per determinare bruschi, ma brevi, movimenti rialzisti dei prezzi.

FIG. 1.2 - ANDAMENTO PREZZO SPOT AL PSV 2022 E 2023



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Platts

Tanto nel 2022 quanto nel 2023, i prezzi al Psv hanno seguito, grosso modo, lo stesso *mood* delle altre principali borse gas europee, soprattutto di quelle continentali, come il Title Transfer Facility (Ttf) olandese o la tedesca Trading Hub Europe (THE),¹¹ i cui andamenti hanno risentito delle dinamiche geopolitiche e dello shock creatosi a seguito dello scoppio della guerra russo-ucraina e del drastico taglio dei flussi di gas provenienti da Mosca. Mettendo a confronto il Psv con il principale hub del gas europeo Ttf, le cui dinamiche condizionano largamente quelle di quasi tutti gli altri, merita rilevare per il 2023 un leggero allargamento della forbice, per quotazioni mediamente più alte di 1,6€/MWh per l'hub italiano (lo spread su base annua è stato 1,2 €/MWh nel 2022).

Mercato del gas: il calo della domanda

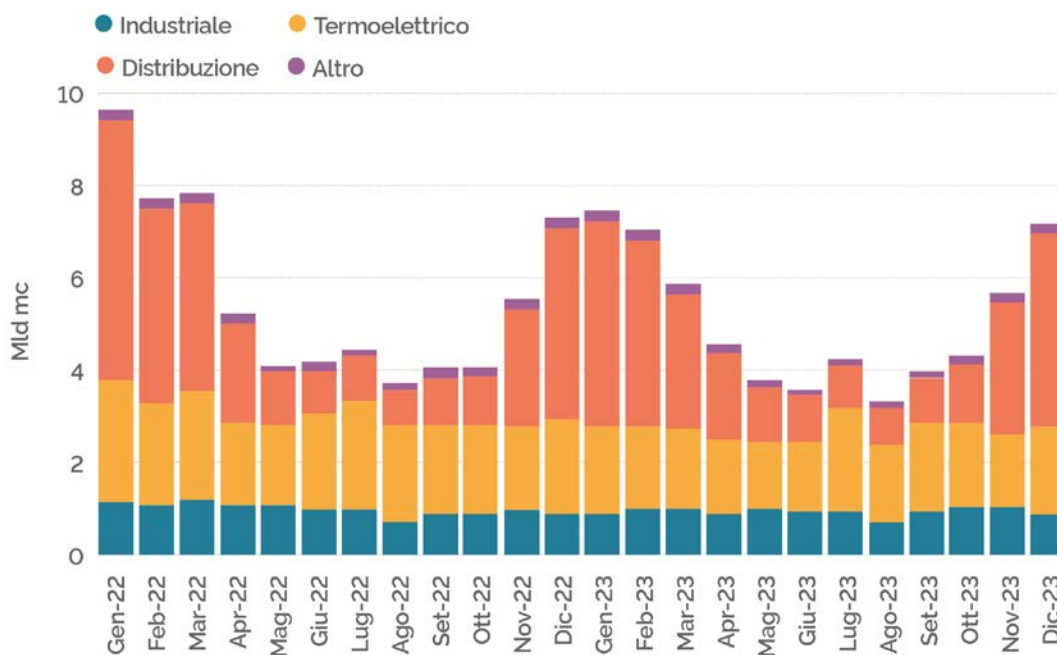
A condizionare i prezzi del gas sono stati fondamentali di mercato mantenutesi prevalentemente ribassisti, tanto lato domanda quanto lato offerta. Ma sarà soprattutto la domanda a perdere terreno. Nel 2022, su base annua, i consumi di gas in Italia conoscono una flessione del 10% sul 2021, per un volume in valore assoluto pari a 7,7 mld di mc. Tra i settori, a conoscere un calo più deciso è stato il comparto delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto (-15,3%), seguito dal settore civile (13,8%). Segue invece, un trend diverso, il settore termoelettrico che, su base annua, perde solo “un 3,2%” risentendo di una prima

¹¹ La Germania al pari dell'Italia era fortemente dipendente dal gas russo

parte dell'anno in cui la generazione elettrica a gas e i relativi consumi erano aumentati soprattutto per la necessità di far fronte al forte calo della produzione idroelettrica e di una seconda, in cui soprattutto a partire da settembre, la richiesta di gas è cominciata a diminuire.

Una nuova importante contrazione della domanda si registra nel 2023. Su base annua, sono stati consumati in Italia 61 mld mc¹², in calo di un ulteriore 10% rispetto al 2022. Bisogna andare indietro al 2014 per trovare dei consumi più bassi. In valori assoluti, sono stati lasciati sul campo 6,8 mld mc (poco meno del calo annuo 2022): di questi, quasi il 60% (4 mld mc) è attribuibile alla diminuzione dei consumi per usi termoelettrici, il 31% (2,1 mld mc) ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbana legati prevalentemente ai consumi per usi civili e il 7% ai minori consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto (quasi 0,5 mld mc), mentre la parte restante a consumi di sistema e altre voci residuali¹³. Tuttavia, su base mensile, mentre fino ad agosto i consumi seguono un *pattern* di decrescita continua, a partire da settembre e fino a fine anno si intravedono i primissimi, ma modesti, segnali di ripresa. Un aumento però che non riesce a modificare il quadro di fondo di consumi ormai molto distanti dalle medie storiche.

FIG. 1.3 - CONSUMI DI GAS NATURALE IN ITALIA PER TIPOLOGIA E PER MESE (2022 E 2023)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam

Guardando ai singoli settori di utilizzo, i prelievi delle reti di distribuzione urbana sono stati inferiori di circa il 7% rispetto al 2022 e del 15,6% sulla media dei 10 anni. Le contrazioni maggiori rispetto al pari mese 2022, complici soprattutto le temperature eccezionalmente

¹² Il dato è al netto delle esportazioni.

¹³ Elaborazioni su dati Snam.

miti, si sono registrate durante i mesi invernali, con gennaio che ha segnato -21% e marzo -27%. Oltre al fattore meteorologico, un contributo alla riduzione viene dalle misure di contenimento della domanda. Una ripresa, invece, si intravede nell'ultimo trimestre dell'anno: più marcato a ottobre (+17%) rispetto a novembre (+13%) e a dicembre (+3%): un guadagno in larga parte imputabile a temperature medie lievemente più fredde di quelle registrate l'anno precedente.

I consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto rallentano la loro decrescita, segnando un -4% rispetto al 2022 (che invece aveva visto un -15,3%), anche se la distanza risulta in negativo di oltre 15 punti percentuali rispetto alla media del decennio. Almeno fino a luglio e nonostante una riduzione marcata del costo dell'energia (avvenuta nel caso dell'industria con tempistiche più lunghe rispetto al calo osservato sui prezzi spot, anche per via di coperture troppo estese nei momenti di maggior incertezza¹⁴), la domanda industriale non mostra evidenti segnali di ripresa, penalizzata da un quadro macroeconomico indebolito (deflazione in Cina e recessione nell'*heartland* industriale tedesco), un'inflazione che resta elevata e un costo del denaro in aumento.

A partire da agosto, però, merita rilevare la leggera ripresa che si amplia fino a raggiungere un +10% a ottobre, per poi ripiegare a novembre che chiude con +5% e dicembre (+3%) anche se rispetto alle medie decennali l'aumento rimane meno rilevante¹⁵. Indice che siamo ancora lontani da un'inversione di tendenza e da una significativa ripartenza della produzione industriale italiana, che "potrebbe essere rimandata alla seconda metà del 2024 in concomitanza con la ripresa del commercio mondiale"¹⁶. Un rialzo che, in linea con quello registrato da altri paesi europei, attutisce il calo dei dodici mesi che risulta meno pronunciato rispetto a quello del termoelettrico (-16,1%) e delle reti di distribuzione (-7,4%).

Relativamente ai consumi gas delle centrali termoelettriche, la flessione è stata decisamente più profonda rispetto al 2022 (-3,2%) e pari, come detto, al -16,1%. In questo caso, a differenza degli altri due comparti, la riduzione è stata costante in tutti i mesi dell'anno, anche se le variazioni mensili più marcate si registrano soprattutto in corrispondenza di gennaio e marzo, che segnano rispettivamente -31% e -30%. Il calo è rintracciabile, 1) in una flessione della domanda elettrica, nella riduzione della produzione termoelettrica e nell'aumento delle importazioni nette (+19% circa), più convenienti per via di prezzi all'ingrosso dei paesi interconnessi inferiori a quelli italiani.

La dinamica nazionale dei consumi si inserisce in un contesto europeo generale di contrazione della domanda gas che, iniziato nel 2022 (-13%), prosegue anche nel corso del 2023. Nei primi 11 mesi del 2023 i consumi dell'UE si flettono di circa un 5%. Su base mensile il trend è di prevalente declino almeno fino a luglio, con consumi che risultano più bassi dei corrispettivi mesi del 2022. A partire da agosto, però, e con la sola eccezione di settembre, il trend inizia a invertirsi, seppur i rialzi, nell'intorno dei 5-6,5% siano stati molto più contenuti delle contrazioni (mediamente -9%). A incidere al rialzo, è stata principalmente una prima timida ripresa dei consumi industriali, sebbene ancora distanti dai livelli pre-crisi

¹⁴ M. Soldavini, "2023: il primo anno della 'nuova età' del gas", *RiEnergia*, 3 gennaio 2023.

¹⁵ Il confronto con le medie decennali restituisce un -12%, -13% e -22% per ottobre, novembre e dicembre.

¹⁶ "Italia, Intesa: presto per vedere significativa ripartenza produzione industriale", *La Stampa*, 7 dicembre 2023.

e in corrispondenza degli ultimi mesi dell'anno, un abbassamento delle temperature che ha sostenuto la domanda per riscaldamento. Al contrario, continua a rimanere in calo il ricorso del gas nella generazione elettrica (che dal 20% del 2022 si contrae al 17%), soddisfatto dall'apporto di altre fonti, in primis le rinnovabili che guadagnano 6 punti percentuali, passando dal 34% al 40%¹⁷. Complessivamente, in tutti i principali paesi europei, su base annua il trend è di un calo dei consumi. A variare però da paese a paese sono i tassi di decrescita. Considerando i primi sei principali mercati per dimensione, Germania, UK, Italia, Francia, Olanda e Spagna, che rappresentano circa il 70% della domanda europea, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un range che va da un minimo del -4% dei Paesi Bassi, a -12% della Spagna¹⁸.

Mercato del gas: si consolida il processo di sostituzione del gas russo

Lato offerta, nel 2023 si consolida e si amplifica il processo di sostituzione completa del gas russo, almeno via condotta, iniziato nel 2022. Un processo difficile e “oneroso” per un paese come l'Italia che prima dello scoppio della guerra importava da Mosca circa 29 mld di mc di gas, pari al 38% del consumo interno di gas (dato 2021), seconda sola alla Germania che invece vi dipendeva per il 55%. Complessivamente, nel 2022, i volumi importati dalla Russia via gasdotto si sono ridotti di 15 mld di mc rispetto all'anno prima (-52%), per un'incidenza sulle importazioni complessive scesa al 19%. Nuova netta riduzione nel 2023, quando il gas di Mosca si è ulteriormente contratto di circa il 70% per un volume inferiore a 3 mld mc e un'incidenza del 4% sull'import, che, complessivamente, si attesta sui 60,3 mld mc (-11,7% sul 2022). Da primo fornitore di gas all'Italia, la Russia precipita agli ultimi posti facendo appena meglio della Libia ferma a 2,5 mld (-3,7% sul 2022 e quasi la metà rispetto alla media degli ultimi dieci anni).

A sopperire all'ammancio russo hanno contribuito, oltre a una minore domanda, i volumi aggiuntivi arrivati via gasdotto dagli altri fornitori tradizionali e il maggior apporto del gas liquido giunto via nave.

Relativamente al gas via condotta, nel 2023 è l'Algeria a confermarsi come primo esportatore con 23 mld mc: un volume in calo del 2,2% sul 2022, ma superiore del 50% rispetto alla media degli ultimi 10 anni e una copertura dell'import del 38%. Al paese africano, segue l'Azerbaijan con 9,8 mld di mc (-3,4% sull'anno precedente) e una quota sul totale complessivo delle importazioni di circa il 16%. Risultano in flessione, anche i volumi di gas all'*entry point* di Passo Gries provenienti dal Nord Europa che si attestano a 6,4 mld di mc (quasi -10%), per un'incidenza di circa l'11%. Complessivamente, quindi, nel 2023 il metano giunto in Italia via gasdotto è ammontato a circa 44 mld mc, soddisfacendo quasi il 73% dei consumi.

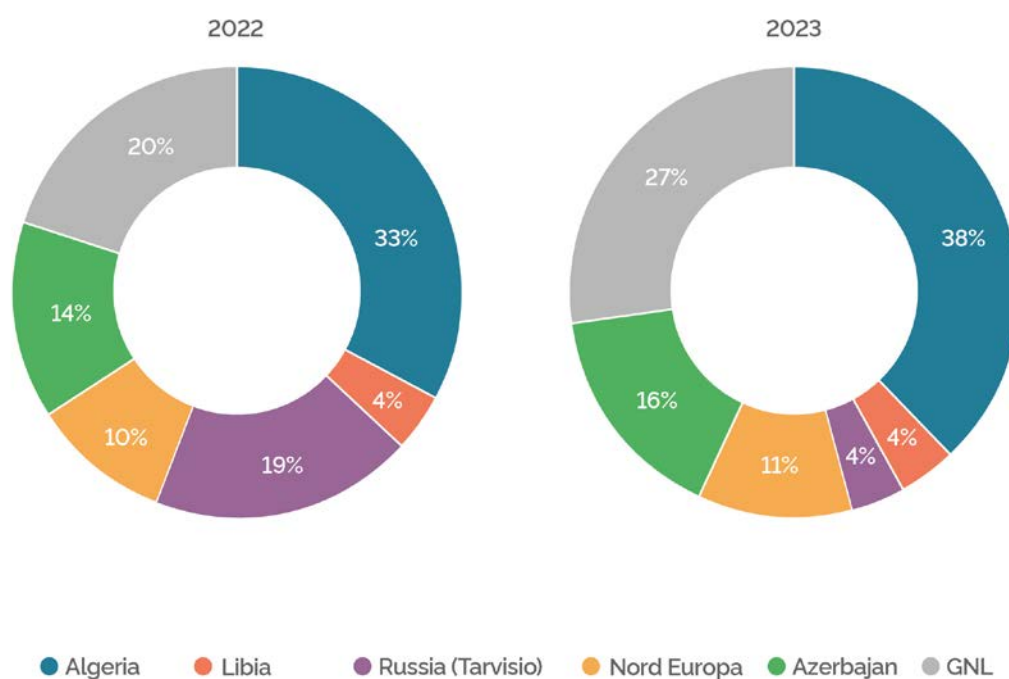
Il resto è stato coperto ricorrendo al gnl: sono poco più di 16 mld i mc di gas liquefatto approdati presso le coste italiane, in aumento del 14% (o 2 mld mc) rispetto al 2022.

¹⁷ Ember, [Electricity Data Explorer](#).

¹⁸ Le variazioni sono fonte GEFC, a eccezione dei Paesi Bassi (Fonte Eurostat) e dell'Italia (Fonte Snam).

Di questi, oltre la metà sono stati rigassificati presso il terminale di Rovigo, che sulla base di impegni contrattuali decennali riceve soprattutto le metaniere provenienti dal Qatar; il 23% è giunto nell'impianto offshore di Livorno e il 16% in quello onshore di Panigaglia (La Spezia). I volumi restanti sono stati processati presso il nuovo rigassificatore galleggiante (Floating Storage and Regasification Units - FsrU) installato a Piombino. Pivotal è il ruolo del gas liquido nel processo di sostituzione del gas russo: seppur a caro prezzo, infatti, il gnl ha costituito la via principale per far fronte all'ammancio di gas russo, senza il quale difficilmente la crisi sarebbe stata superata. Negli ultimi due anni, il peso del gnl sull'import complessivo è aumentato significativamente: se nell'intero 2021, erano stati rigassificati circa 9,7 mld mc, pari al 13,3% delle importazioni totali, nel 2022 i volumi sono aumentati a 14,3 mld mc, con un'incidenza sull'import salita al 20%¹⁹, fino ad arrivare, a coprire uno *share* di quasi il 27% nel 2023.

FIG. 1.4 - COMPOSIZIONE DELLE IMPORTAZIONI NAZIONALI PER TIPOLOGIA E PROVENIENZA



Fonte: Elaborazioni su dati Mase e Snam

L'inverno scorso eccezionalmente mite e le misure di contenimento dei consumi hanno consentito un limitato ricorso agli stoccaggi: nei primi tre mesi dell'anno, sono stati erogati dai siti 4,3 mld mc rispetto a una media di 6,7 mld mc del pari periodo 2022. Ciò ha permesso di chiudere la stagione di erogazione al 31 marzo con un livello di riempimento del 59% in confronto al critico 30% del 2022, il che ha allentato la corsa all'immissione per la ricostituzione delle scorte. Da aprile a ottobre sono stati iniettati 7,9 mld mc, in confronto ai

¹⁹ Fonte Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), [Gas naturale: Bilancio](#).

quasi 12 del pari periodo 2022, ma già ad agosto il tasso di riempimento aveva toccato il livello del 90%, target che le istituzioni europee avevano imposto per il primo di novembre. Simili dinamiche sono riscontrabili anche per il blocco UE 27 che, a fine settembre, chiude in media a 95,6% e per i principali paesi europei: Germania (95,7%), Spagna (100,4%), Francia (92,1%) e Paesi Bassi (96,3%). Nell'ultimo bimestre dell'anno, all'avvio della nuova stagione di erogazione, sono stati prelevati dai nostri siti di stoccaggio 3,27 mld mc di gas, il 38,5% in più rispetto al valore molto basso del pari periodo 2022, ma un -5,6% sulla media 2014-23.

Quanto alla produzione interna il contributo al fabbisogno nazionale continua a mostrarsi particolarmente modesto: con soli 2,8 mld di mc – in calo del 9,7% rispetto al 2022 (-46% ca sulla media degli ultimi dieci anni) – ha contribuito solo per il 4,6% al gas consumato.

Chiudiamo la disamina sul gas, riportando un dato meritevole di attenzione. Il 2023 ha visto riesportare al di fuori dei confini italiani 2 mld mc di gas, il doppio del precedente record raggiunto nel 2022 e, a oggi, il massimo mai registrato. Di questi il 62% è stato esportato verso l'Austria. Un dato a dimostrazione ulteriore della piena sufficienza dell'offerta disponibile rispetto ai bisogni “dimagriti” della nostra industria e delle nostre centrali termoelettriche.

Mercato dell'elettricità: dinamiche di prezzo a confronto

Più che in ogni altro paese europeo, in Italia le dinamiche del gas si sono riflesse sulle quotazioni dell'elettricità, essendo il fossile la tecnologia marginale che determina il prezzo elettrico per la maggior parte delle ore. Da gennaio a novembre 2023, infatti, relativamente alle ore per le quali risulta possibile identificare esattamente la tecnologia marginale che fissa il prezzo (l'80% circa di quelle complessive), il gas naturale ha “chiuso” il prezzo per il 74,5% delle ore a fronte del 3,5% delle Fer non programmabili, del 13% dell'idroelettrico e dell'1,5% del carbone.

Pertanto, non stupisce che, così come avvenuto per il gas, anche per l'elettricità gli ultimi due anni siano stati particolarmente turbolenti e caratterizzati da prezzi record nel 2022 e da un trend di prevalente flessione nel 2023, con quotazioni medie, però, lungi dal ritornare ai livelli pre-crisi.

Nel 2022, il Prezzo Unico Nazionale (Pun) chiude, in media annua, a 303,95 €/MWh +142% sul 2021 – già interessato a partire dai mesi estivi dal rally dei prezzi – e oltre 4 volte e mezzo la media dei 5 anni precedenti (2017-21).

Restringendo l'analisi su base mensile, si segnala come i primi due mesi del 2022 abbiano visto una lieve flessione rispetto ai valori di dicembre 2021. In gennaio, il Pun registra una inversione di tendenza per la prima volta dopo 10 mesi di continui marcati rialzi, attestandosi a quota 224,5 €/MWh: -20% sul record di dicembre. In febbraio, la flessione del Psv (prima sotto i 90 €/MWh e dopo sotto gli 80 €/MWh) determina un'ulteriore contrazione del Pun, in media mensile pari a 211,7 €/MWh.

Sul finire di febbraio, però, l'invasione della Russia da parte dell'Ucraina e il rischio di un ammanco di gas russo ha ridato nuova spinta ai prezzi del gas, con conseguente pressione al

rialzo di quelli elettrici, che chiudono marzo, in media, a 308,1 €/MWh. A esacerbare le quotazioni anche l'aumento della domanda, il contestuale minore apporto delle rinnovabili, idroelettrico *in primis*, e il calo della produzione nucleare d'oltralpe.

Buona parte del secondo trimestre 2022 ha registrato un prezzo unico nazionale in riduzione: in aprile, un ripiegamento sui 246 €/MWh, mentre un ulteriore declino di 15 €/MWh in maggio riporta la media a 230 €/MWh. Il trend di decrescita, però, si inverte bruscamente già a partire da giugno, quando in un solo mese il Pun guadagna 40 €/MWh, chiudendo a 271 €/MWh. Ancora una volta a giustificare il rialzo è soprattutto la corsa senza freni del Psv, ma anche la crescita della domanda, il ridotto import netto sulla frontiera settentrionale e volumi rinnovabili contenuti.

Se questi sono i primi segnali di una tempesta perfetta, la vera e proprio bufera, però, si registra nel trimestre estivo per un Pun medio che si attesta a 472 €/MWh e punte giornaliere che, a fine agosto, hanno superato la soglia dei 740 €/MWh. Sia luglio che agosto hanno visto le quotazioni medie aumentare repentinamente rispetto al mese precedente (rispettivamente 441,65 €/MWh e 543,15 €/MWh).

Quella di agosto sarà fortunatamente la vetta più alta raggiunta dai prezzi, che da allora, pur all'interno di un movimento volatile e nervoso, intraprendono un *pattern* di progressiva decrescita. A settembre, il prezzo unico nazionale perde un 21% su agosto, attestandosi a 430 €/MWh. A giocare al ribasso hanno concorso prezzi spot del gas in calo rispetto ai valori record dei mesi precedenti, un incremento delle importazioni di energia elettrica e una maggiore offerta eolica e a carbone. A ottobre, addirittura, il valore medio del prezzo unico nazionale si flette di oltre la metà, riportandosi a 211,5 €/MWh. A novembre, invece, con l'arrivo del primo freddo e la ripresa delle quotazioni del gas, tornano a crescere anche i prezzi elettrici che chiudono il mese a 224,5 €/MWh (+13 €/MWh sul mese precedente). Trend di rialzo che si conferma anche a dicembre che, in media mensile, tocca i 295 €/MWh: un valore che riflette le quotazioni elevate del metano dei primi 15 giorni del mese a cui hanno fatto da contraltare, però, i restanti giorni caratterizzati da prezzi più bassi, a loro volta influenzati dal repentino calo delle quotazioni gas e dalle temperature insolitamente miti per il periodo.

In controtendenza con quanto registrato nel 2022, il 2023 si apre all'insegna di prezzi elettrici in progressivo calo e tornati ai livelli dell'estate 2021. La riduzione più marcata si è registrata a gennaio (-41%), che perde oltre 120 €/MWh sul mese precedente, mentre più contenuti i ribassi di febbraio e marzo, rispettivamente -8% e -15%. La contrazione riflette principalmente la netta diminuzione dei costi del gas al Psv, nonché una domanda pressappoco stabile rispetto al trimestre precedente, ma in calo del 4% sul pari trimestre 2022, anche in virtù di un clima eccezionalmente mite; un aumento delle importazioni nette dall'estero, soprattutto sulla frontiera Nord, dove i prezzi delle borse vicine si sono mantenuti mediamente inferiori alla piazza italiana; e un aumento dell'offerta rinnovabile, soprattutto eolico e solare che ha compensato la riduzione dell'idroelettrico.

Ragioni che hanno più che compensato l'aumento medio trimestrale del prezzo dei permessi di emissione, tornati a crescere da fine gennaio a metà marzo, riportandosi progressivamente sopra i 90 €/ton.

Anche nel secondo trimestre 2023 il Pun continua a esibire un andamento ribassista, anche se la velocità con cui rallentano i prezzi si riduce. Ad aprile il prezzo unico nazionale cede appena l'1% su marzo per un valore prossimo ai 135 €/MWh, per poi contrarsi di un 22% a maggio (tornando a 105,8 €/MWh il valore più basso da luglio 2021) e chiudere su valori stabili a giugno (105,3 €/MWh). Oltre che riflettere le dinamiche del Psv, il Pun risente: 1) di consumi in forte flessione ad aprile e in leggera ripresa a maggio e giugno ma sempre più bassi se confrontati con i corrispondenti mesi del 2022, in ragione di temperature miti e il succedersi di festività e ponti; 2) di un maggior apporto delle fonti rinnovabili, soprattutto dell'idroelettrico, che dopo un inizio anno siccitoso, a maggio è cresciuto di un oltre il 140% sul mese precedente, erodendo spazio al termoelettrico; 3) prezzi dei permessi di emissione lievemente in calo sul trimestre (-1%) pur all'interno di oscillazioni mensili non lineari.

Andamenti diversi caratterizzanti i mesi estivi fanno chiudere il terzo trimestre con prezzi appena l'1% più bassi rispetto ai tre mesi precedenti. A luglio, a mantenere le quotazioni sui 112 €/MWh sono state soprattutto le temperature eccezionalmente calde che hanno interessato tutta Italia e che hanno sostenuto la domanda di elettricità soprattutto per il raffrescamento. Un aumento dei consumi quantificabile in un +18% su giugno, soddisfatto da un maggior ricorso alla produzione termoelettrica (+27% circa) che ha compensato una generazione rinnovabile sostanzialmente stabile. Ad agosto, invece, oltre a risentire di consumi sostenuti, anche se circoscritti alla seconda parte del mese a seguito della ripresa post ferie e di temperature di nuovo record, il Pun, stabile rispetto a luglio, è stato condizionato dal rialzo delle quotazioni del gas (tecnologia marginale). Minore, invece, l'influenza di quest'ultimo sulla media del Pun di settembre che cresce di appena il 3% sul mese precedente (rispetto a un +11% segnato dai prezzi al Psv), sulla scia di una lieve ripresa dei consumi (+2% su agosto) e minore apporto delle rinnovabili nel mix elettrico (33 vs 39%), a cui però si sono contrapposti maggiori importazioni nette (+10%), aumento dell'offerta a carbone (+38%) e una modesta diminuzione dei prezzi dei permessi di emissione (-3%).

Negli ultimi tre mesi del 2023, infine, il Pun, in media trimestrale, chiude a 123,8 €/MWh, in rialzo del 9% sul trimestre precedente. Un rialzo circoscrivibile esclusivamente al mese di ottobre, quando il premio rispetto a settembre è del +16% (+18 €/MWh) sulla scia di prezzi del gas di nuovo in crescita (+18%) infiammati dagli eventi bellicosi in Medio Oriente. In assenza di un *rebounding* dei prezzi del gas, l'aumento a due cifre sarebbe stato poco giustificabile, visto che a parte un calo della generazione a rinnovabile (-8%), tutti gli altri fattori avrebbe condotto a una riduzione delle quotazioni: consumi fermi (-1,5% ca) con conseguente riduzione della produzione termoelettrica (-5%) e importazioni nette in aumento (+30%) in ragione di prezzi più convenienti nei mercati interconnessi (in Francia il prezzo all'ingrosso dell'elettricità è stato mediamente 50 €/MWh più basso di quello italiano, in Svizzera 46 €/MWh). Anche i prezzi dei permessi di emissioni hanno registrato un progressivo calo, fino a sfiorare al ribasso, nella parte finale del mese, la soglia degli 80 €/ton.

Un ribasso del 10% si registra, invece, a novembre, con un Pun che si attesta a 122 €/MWh rispetto ai 134 €/MWh dei trenta giorni precedenti. Giustificano il trend: consumi sottotono (-2%), un sensibile aumento delle fonti rinnovabili (+15% circa) che erode spazio alla

generazione termoelettrica (-11%) e compensa un calo del 5% dell'importazione di elettricità dall'estero. Anche sul fronte dei permessi di emissione si registra una spinta ribassista, avendo questi ultimi chiuso il mese a 76 €/ton, circa 4,5 € in meno rispetto a ottobre (-6%) in ragione di una scarsa domanda, nonché del ripiegamento dei prezzi del metano che hanno reso più conveniente lo *switching* da carbone a gas.

A fine anno, infine, nuova riduzione per il Pun, ma più contenuta rispetto a quella registrata a novembre (-10%): a dicembre, il prezzo unico nazionale si flette di un 5% chiudendo a 115,5 €/MWh. A spiegare il trend concorrono variabili di segno opposto: se a spingere al ribasso hanno contribuito la riduzione dei prezzi gas e consumi elettrici sottotono (-3% ca)²⁰, al contrario, a sostenerli è stata una riduzione della disponibilità rinnovabile complessiva (-20%) che ha riguardato tutte le fonti con conseguente aumento del ricorso al più costoso termoelettrico (+18%) che, a sua volta, ha sopperito anche a un calo delle importazioni nette dai paesi limitrofi (-9%). Un peso rilevante poi a fini del contenimento del calo è stato, soprattutto a partire dalla seconda metà del mese, una ripresa dei prezzi dei permessi di emissione che, dopo aver toccato il 15/12 il minimo da oltre un anno di 66,3 €/ton²¹, tornano a crescere riportandosi stabilmente sopra i 70 €/ton, in ragione di un maggiore interesse degli investitori a costruire nuove posizioni per il 2024 in previsione di una minore offerta di quote sul mercato.

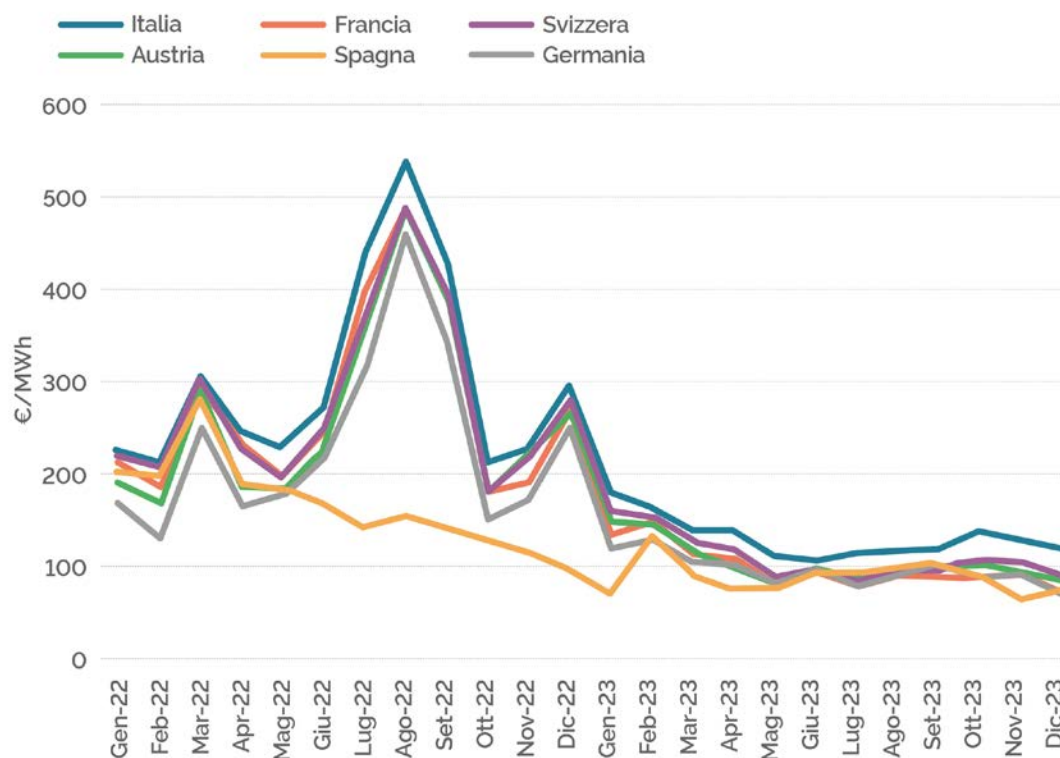
Mediamente, quindi, il 2023 si chiude con un valore medio annuo di 127,2 €/MWh, nettamente inferiore rispetto ai 304 del 2022 e su valori prossimi a quelli del 2021 (125,5 €/MWh). Si tratta, comunque di un livello di prezzo ancora elevato rispetto al periodo pre-crisi e che pesa sulle bollette di famiglie e imprese e sulle finanze dello stato, che questi ultimi ha provato ad aiutare applicando misure di sostegno. Un prezzo medio di borsa che, tra l'altro, si consolida come il più caro rispetto alle altre principali piattaforme europee²².

²⁰ I dati di dicembre sono stime provvisorie elaborate sulla [base dei dati Terna](#).

²¹ Fonte EEX.

²² Il differenziale medio annuo fra il Pun e la media delle principali piazze europee (Francia, Germania, Spagna, Austria, Svizzera) è aumentato considerevolmente nel corso degli anni passando dagli 11 €/MWh del 2018-2019 ai 6 del 2020, fino a 16 del 2021, ai quasi 60 del 2022 e ai circa 28 €/MWh del 2023 (con punte mensili anche di 50 €/MWh).

FIG. 1.5 - ANDAMENTO DEL PUN E DELLE PRINCIPALI BORSE ELETTRICHE EUROPEE
2022 E 2023



Fonte: Elaborazione Rie su dati Gme

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

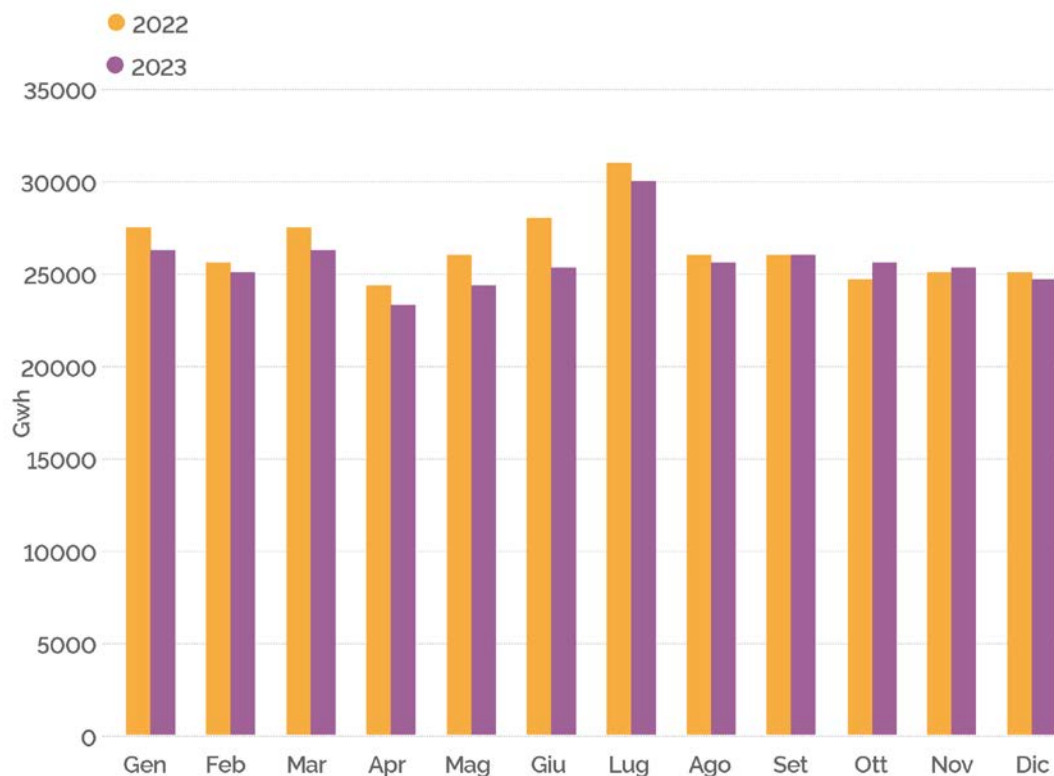
Pur non essendo la variabile principale che determina il prezzo elettrico, l'andamento della domanda di elettricità rimane un dato importante, soprattutto quella del comparto industriale, per capire lo stato di salute dell'economia di un paese.

In Italia, cumulativamente nel 2023 la richiesta elettrica dalla rete ammonta 308,5 TWh (dati provvisori), in calo del 2,6% rispetto al 2022 e del 3,6% rispetto al 2021. Nel confronto con il pari mese del 2022 si nota come i consumi²³, nell'anno appena concluso, siano stati più bassi fino ad agosto, per poi risultare leggermente più alti nella restante parte dell'anno, con l'incremento maggiore riscontrabile nel mese di ottobre (+4% ca).

Se il confronto, invece, viene fatto rispetto al mese precedente, la richiesta di energia risulta in aumento solo a marzo, maggio, giugno e soprattutto a luglio, quando l'ondata di caldo estremo abbattutosi sulla penisola ha fatto schizzare i consumi (+18%), soprattutto per raffrescamento.

²³ Si considera il dato non destagionalizzato e corretto dagli effetti contrapposti di calendario e temperatura.

FIG. 1.6 - RICHIESTA ELETTRICA DALLA RETE: VALORI MENSILI



Fonte: Elaborazione Rie su dati Terna

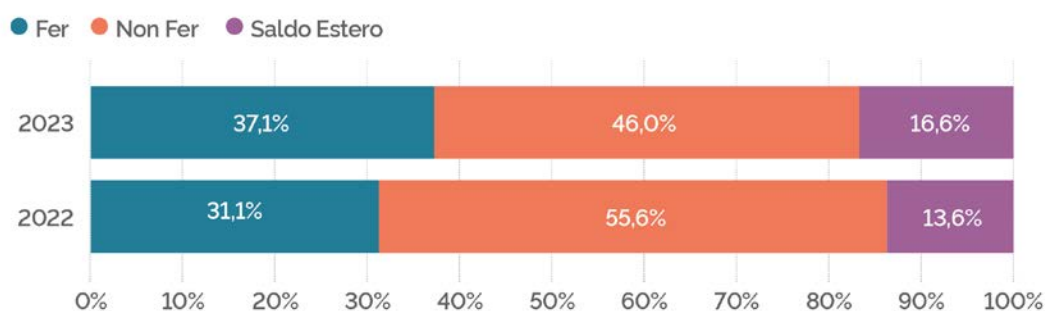
Guardando ai consumi industriali non è possibile intravedere in nessun mese una *perfofance* positiva rispetto a quella del pari periodo 2022. L'indice mensile dei consumi elettrici industriali (Imcei) elaborato da Terna, che prende in esame i consumi industriali di circa 1.000 imprese "energivore", risulta in calo ininterrottamente da aprile 2022, anche se merita rilevare come a partire dalla seconda parte del 2023 si sia ridotto il tasso di decrescita. Si passa, infatti, da un -15% di luglio 2022, a -8/-9% di aprile maggio 2023 fino a 0% di agosto, -1% di novembre.

Sul fronte dell'offerta²⁴ a soddisfare la richiesta di energia hanno concorso per un 46% le fonti energetiche non rinnovabili, per un 37,1% quelle rinnovabili, mentre la restante parte il saldo estero. Il confronto con l'anno precedente ci restituisce un mix elettrico 2023 caratterizzato da un minor apporto del termoelettrico, che perde 9 punti percentuali, in ragione di un calo soprattutto del carbone – il cui ricorso si riduce di un 40% venuta meno l'emergenza post-guerra russo-ucraina – ma anche, come detto prima, del gas. A compensare il calo delle fonti fossili, saranno un maggior ricorso all'elettricità estera (+19%), il cui saldo guadagna 3 punti percentuali sul mix per una ripresa del nucleare francese e, soprattutto, la costante crescita delle fonti rinnovabili il cui contributo alla generazione totale di elettricità

²⁴ Il dato di dicembre viene stimato non essendo ancora stato rilasciato il rapporto mensile di Terna relativo a questo mese.

aumenta di 6 punti percentuali (l'anno scorso si erano fermate al 31%). Tra le Fer, l'idro rinnovabile ha toccato quasi i 39 TWh, lontano dai 45 del 2021, ma in crescita del 40% circa sul 2022, trainato da precipitazioni piovose più abbondanti. Da segnalare anche la crescita di produzione da eolico e da solare, quasi +15% e +11% circa in ragione, anche, di un deciso incremento delle installazioni²⁵.

FIG. 1.7 - COPERTURA FABBISOGNO ELETTRICO



Fonte: Elaborazione Rie su dati Terna

Conclusione

L'inizio di un nuovo anno è tempo di bilanci su quello che è stato e di previsioni/speranze su quello che sarà. “Energeticamente” si chiudono due anni complicati: inaspettato e devastante negli effetti il primo, “vulnerabile” e di difficile assestamento il secondo. Per il 2024, tutto lascia pensare a un anno sulla falsariga di quello appena finito: alla ricerca di una nuova normalità, di cui ancora però non si intravedono bene i contorni. Sullo sfondo due conflitti ancora in corso (Ucraina e Medio Oriente) ma definiti (almeno per ora), un quadro macroeconomico debole, consumi sottotono, un ruolo crescente delle rinnovabili. All'orizzonte, le nubi dell'incertezza: lo spettro di un nuovo shock esogeno di natura bellica, il non completato processo di sostituzione del gas di Mosca, un mercato gas destinato a rimanere ancora molto teso e le esigenze della decarbonizzazione che premono per un cambio di marcia.

²⁵ Nei primi undici mesi del 2023, la capacità FER in esercizio è aumentata di 4,9 GW, un incremento dell'85% rispetto allo stesso periodo del 2022 (2,7 GW di installato). L. Tavazzi e N. Serpella, “2024: il nuovo corso delle rinnovabili in Italia?”, *RiEnergia*, 3 gennaio 2024.

2. La stabile incertezza del mercato petrolifero internazionale

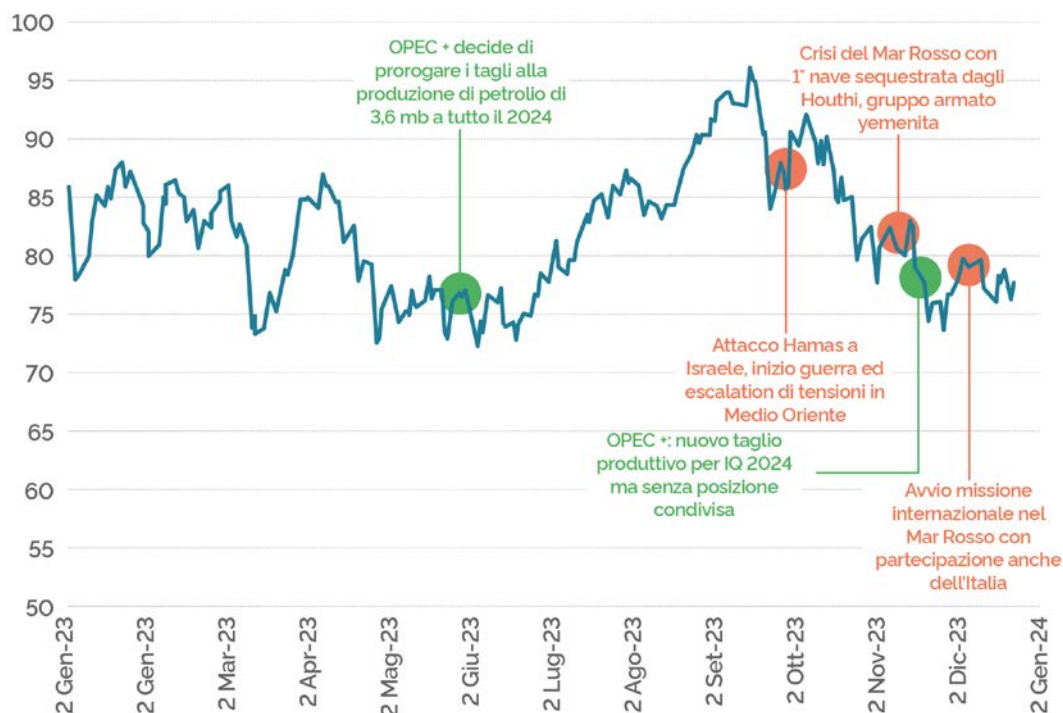
Lisa Orlandi

Il 2023 si è rivelato un anno complesso e sfaccettato, in cui si sono consolidati alcuni trend avviatisi nell'ultimo triennio e sono emerse nuove dinamiche dalla cui evoluzione dipenderà l'equilibrio domanda/offerta, da sempre il primo fattore monitorato dagli analisti. Negli ultimi mesi, l'irruzione sulla scena della guerra Israele-Hamas ha reso ancora più complesso il quadro geopolitico anche se i prezzi hanno sinora retto l'urto, grazie ad aspettative di domanda in rallentamento e a un'offerta di matrice non-Opec particolarmente abbondante. Non è, tuttavia, scontato che questa combinazione di elementi prosegua nell'anno appena iniziato; le previsioni sui consumi, come noto, sono soggette a continue revisioni – ora al rialzo, ora al ribasso – e l'aumento produttivo extra Opec segue traiettorie spesso non prevedibili, anche se in molti sostengono che sia difficile replicare la crescita del 2023. Siamo quindi in presenza di un mercato che cerca stabilità pur poggiando su un equilibrio precario e in un contesto di gravi e diffuse crisi geopolitiche.

“Israele - Hamas in guerra, Usa e Gran Bretagna bombardano le basi Houthi in Yemen, i ribelli yemeniti attaccano le navi americane e inglesi nel Mar Rosso”. Sono le notizie che imperversano nei quotidiani e media internazionali nei primi giorni del 2024 che, se il buon giorno si vede dal mattino, non sarà un anno noioso, esattamente come i tre precedenti. L'escalation della crisi sulla Striscia di Gaza e nel Mar Rosso, aree nevralgiche per i flussi energetici internazionali, non ha sinora sortito spike di prezzo duraturi anche se la situazione è più che mai aperta. Infatti, come la storia insegna, in simili situazioni si naviga a vista ma quel che è certo è che la variabile “crisi” continua a fornire supporto ai prezzi, se non in termini di aumenti almeno in termini di definizione di un *floor* minimo sotto il quale il barile fatica a scendere.

Come approfondito nell'articolo dello scorso ottobre, nell'anno appena concluso il Brent (greggio di riferimento europeo) ha visto l'alternarsi di dinamiche rialziste – sorrette dal *war premium* e da aspettative di mercato “corto” – a periodi di ribassi guidati dall'*anxiety discount* – ovvero dai timori di peggioramento della situazione economica mondiale a causa del prolungarsi del conflitto tra Russia e Ucraina, della crisi del sistema bancario americano e delle incertezze sulla tenuta dell'economia cinese. Le quotazioni hanno oscillato in prevalenza tra i 70 e i 90 doll/bbl, chiudendo mediamente a circa 82 doll/bbl e interrompendo il trend di crescita su base annua del biennio precedente. Tuttavia, il livello medio rimane elevato e con un minimo consolidato attorno ai 70 doll/bbl. Concentrandoci sugli andamenti più recenti, merita rilevare come a partire da ottobre sia prevalsa una traiettoria ribassista: i prezzi sono progressivamente scesi rispetto agli oltre 90 doll/bbl di settembre muovendosi all'interno del range 75-85, per via di fattori concomitanti (alcuni reali altri attesi) che hanno attenuato l'effetto di speculazioni e congetture legate alle crisi in atto. Si tratta comunque di condizioni dall'evoluzione incerta e, in quanto tali, non indicative di un equilibrio stabile e duraturo.

FIG. 2.1 - ANDAMENTO DEL BRENT DATED (DOLL./BBL)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Ice Brent

I prezzi non aumentano nonostante le crisi geopolitiche

L'ultima parte dell'anno è stata interessata dalla presenza diffusa di situazioni critiche in paesi chiave del Medio Oriente. *In primis*, l'improvviso attacco sferrato ad inizio ottobre da Hamas - il gruppo militante palestinese sostenuto dall'Iran che opera nella Striscia di Gaza - verso Israele. Inizialmente, le ipotesi riguardo l'evolversi della crisi e il coinvolgimento più o meno esteso degli stati produttori vicini hanno portato i più a paventare il ripetersi di una condizione simile a quella del 1973-74, il che ha determinato un immediato rialzo delle quotazioni che si sono riavvicinate alla soglia dei 90 doll/bbl; il premio per il rischio riguardava principalmente il potenziale impatto sulle esportazioni di petrolio iraniane, già aumentate negli ultimi anni grazie all'approccio più morbido verso le sanzioni adottato dagli Stati Uniti¹. Tuttavia, già alla fine del mese, il mercato ha iniziato a scontare l'assenza di un effetto immediato sulla produzione e, di conseguenza, il barile ha iniziato a perdere terreno riportandosi nella fascia 75-85 doll/bbl. Il dato medio di dicembre si è infatti attestato a 77 doll/bbl contro i 93 dollari registrati a settembre, prima dell'avvio della crisi lungo la striscia di Gaza.

Tutto ciò nonostante il perdurare della crisi e nuovi sviluppi, come gli attacchi marittimi sferrati a inizio gennaio dai ribelli yemeniti Houthi (sostenuti dall'Iran) nella zona del Mar Rosso ai danni di una nave Usa, per impedirle di raggiungere Israele. La zona del Mar Rosso,

¹ La produzione di greggio supera oggi i 3 milioni bbl/g¹ e le esportazioni i 2 milioni bbl/g - i livelli più alti da quando l'amministrazione Trump ha ritirato gli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano nel 2018.

su cui l'Iran esercita una forte influenza servendosi anche degli Houthi, è un'area di importanza cruciale sia in termini commerciali che geostrategici: ponte naturale tra Oriente e Occidente, la sua posizione è diventata sempre più nevralgica dopo lo scoppio del conflitto in Ucraina che sta rendendo necessario il conseguimento dell'indipendenza energetica europea dalla Russia. Anche a seguito degli attacchi Houthi, tuttavia, il Brent ha rialzato la testa sono nell'immediato e in modo contenuto, mantenendosi addirittura al di sotto degli 80 doll/bbl.

Le ragioni di questa dinamica sono molteplici e di diversa natura, spaziando da considerazioni strutturali di lungo periodo a ragionamenti legati ai fondamentali reali correnti e alle loro – in certi casi inattese – evoluzioni. Riguardo al primo nucleo di ragioni, merita rilevare come la situazione attuale sia molto diversa da quella di cinquant'anni fa e per certi versi migliore². Il mercato petrolifero ha cambiato peso e con esso sono profondamente mutati i protagonisti della scena mondiale. La domanda di petrolio di oggi è all'incirca il doppio (100 vs 60 mil.bbl/g) di quella di allora ma rappresenta solo un terzo dei consumi energetici mondiali contro il 50% del 1973; ancora, i paesi Opec – tra cui rientrano alcuni stati coinvolti nella crisi – soddisfano il 36% della produzione globale contro il 53% di cinquant'anni fa; gli Stati Uniti, dall'essere il maggior importatore di petrolio sono divenuti il maggior produttore globale.

Minor peso della domanda e minore ingerenza del Medio Oriente nella produzione mondiale sono fattori di attenuazione della crisi, o meglio del suo impatto diretto sui prezzi. Tuttavia, non mancano elementi di preoccupazione e non si può quindi dare per scontato che il mercato continui a integrare la crisi in atto senza esibire spike di prezzo più duraturi³.

Quali elementi di vulnerabilità?

Occorre analizzare con la lente alcune dinamiche che potrebbero far vacillare la capacità del mercato di gestire la situazione. Due su tutte: la tenuta della produzione statunitense e l'importanza nevralgica del Mar Rosso nel mutato contesto geopolitico avviatosi con la guerra in Ucraina.

Nel caso degli Usa, l'ultimo anno è stato foriero di una nuova ondata produttiva con gli *shipper* che, in novembre, hanno portato fuori dai confini 4,5 mil. bbl/g, più di quanto non sia stato prodotto dall'Iraq, secondo maggiore paese Opec⁴. La maggiore produzione messa in campo dagli operatori shale nell'ultimo anno (13,2 mil. bbl/g ad ottobre, +900.000 bbl/g rispetto a dodici mesi prima) è, infatti, in larga parte imputabile ai pozzi sviluppati a fine 2022, sulla scia di prezzi del greggio elevati⁵. Grazie al suo breve *time to market*, lo shale Usa rappresenta indubbiamente un valido cuscino in situazioni di crisi temporanea; tuttavia, in

² A. Clò, "La storia si ripropone ma non si ripete", *Energia*, n. 4, pp. 8-12.

³ Il testo è stato concluso il 12 gennaio 2024. Inoltre, nel momento in cui si scrive³, si è appresa la notizia di un nuovo attacco, questa volta da parte di Stati Uniti e Gran Bretagna, verso gli obiettivi Houthi in Yemen, con conseguente minaccia di pesanti rappresaglie da parte dei ribelli.

⁴ *Petroleum Intelligence Weekly*, 4 gennaio 2024.

⁵ Si ricorda che nel 2022 il prezzo medio annuo del Brent è stato di circa 99 doll/bbl, con un prolungato periodo di quotazioni a tre cifre.

presenza di shock di offerta estesi e duraturi, la capacità di attenuazione dello shale verrebbe messa a dura prova, anche in considerazione del fatto che molti analisti sono pronti a scommettere su una crescita ben più anemica del petrolio non convenzionale statunitense nel 2024, in ragione dei tagli di budget degli operatori e di prezzi del greggio meno convenienti.

Incertezze a parte, appare evidente come la fine del 2023 abbia mostrato quello che Daniel Yergin ha definito il “great rebalancing”, con il progressivo slittamento del cuore della produzione petrolifera dai paesi del Golfo all’Occidente. Americhe e Canada insieme hanno infatti prodotto, nell’ultimo anno, più petrolio dell’intero Medio Oriente, a dimostrazione di quanto sopra esposto: la sfera di influenza dei diversi attori di mercato è profondamente diversa da quella che caratterizzava la prima crisi petrolifera del 1973 e, per certi versi, migliore.

Siamo comunque lontani dal dormire sonni tranquilli. I recenti attacchi nel Mar Rosso – anche se al momento non inficiano le produzioni petrolifere - vanno a colpire un punto nevralgico per i flussi energetici internazionali. Qualche impatto, seppur non diretto sui prezzi del barile, è già evidente: il costo dei noli di trasporto di greggio e prodotti lungo tutte le rotte che transitano nella regione è schizzato verso l’alto; ciò risulta problematico anche per il nostro Continente che, dopo le sanzioni alla Russia, ha proprio nel Medio Oriente il suo secondo principale fornitore (dopo l’India). Saudi Aramco, ad esempio, consegna il greggio all’Europa attraverso il deposito di Sidi Kerir in Egitto, all’estremità settentrionale del Canale di Suez, e lo stesso dicasi per una parte dell’export del Kuwait. Analogamente, il 90% del greggio saudita consegnato a Orlen in Polonia viene spedito dall’Egitto. Ma anche per il greggio iracheno di Bassora – diventato un asse portante per le lavorazioni delle raffinerie UE – la rotta del Mar Rosso è un’arteria fondamentale.

Questi elementi, in un contesto di embarghi e ridefinizione dei flussi internazionali, aggiungono vulnerabilità ad un mercato che storicamente ha dimostrato la precarietà dei suoi equilibri. Va da sé che un’importante degenerazione del conflitto in atto non potrà essere priva di conseguenze. Si pensi solo all’eventuale blocco del Canale di Suez attraverso cui transitano, secondo i dati EIA-DOE relativi al primo semestre 2023, circa 9 mil. bbl/g di petrolio, inclusa la pipeline SUMED. Contro un ammanco di simile entità, a nulla potrebbe il cuscino della produzione statunitense.

Le aspettative per il 2024

La domanda petrolifera mondiale è attesa dimezzare la sua crescita nel 2024 rispetto al 2023 riportandosi in linea con gli incrementi annuali storici e quindi nell’intorno di 1 mil. bbl/g. Questa “normalizzazione” fa seguito allo smaltimento del contro-shock successivo alla fine della pandemia ma riflette anche il peggioramento del quadro macroeconomico mondiale e l’atteso rallentamento della Cina, primo motore dei consumi globali.

FIG. 2.2 - LE PREVISIONI DEI PRINCIPALI CENTRI DI ANALISI

PREVISIONI PREZZI PETROLIFERI		
BRENT (\$)	2023	2024
Citi	82,00	75,00
Bank of America	83,00	90,00
Turner Mason	82,40	85,00
Energy Intelligence	82,35	82,50
Piper Sandler	84,00	80,00
EIA	82,40	82,57
WTI (\$)		
Citi	78,00	71,00
Bank of America	78,00	86,00
Turner Mason	77,60	79,77
Energy Intelligence	78,00	79,00
Piper Sandler	79,00	76,00
EIA	77,63	78,07

Fonte: *Petroleum Intelligence Weekly*, 14 dicembre 2023

Le dinamiche attese lato domanda e la maggiore produzione di matrice non-Opec sono le principali motivazioni alla base delle previsioni di prezzo formulate dai principali centri di analisi per il 2024. La maggior parte converge verso il range 75-85 doll/bbl, ravvisando un mercato complessivamente ben fornito, nonostante il prolungarsi dei tagli decisi dall'Opec Plus fino a marzo 2024. Nel sondaggio condotto dal *Petroleum Intelligence Weekly* e riportato in tabella, si nota solo la posizione fuori dal coro di Bank of America che indica una possibile media annua di 90 doll/bbl sostenuta da tensioni geopolitiche e da ipotesi di taglio dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve, tali da impattare sull'economia Usa.

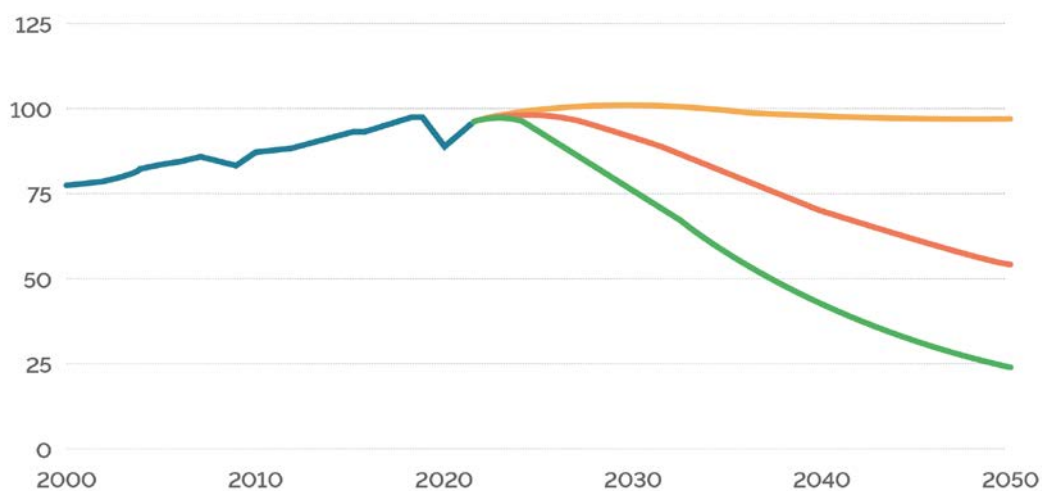
Le previsioni – per definizione incerte – sottendono l'interpretazione soggettiva delle dinamiche in atto e ci raccontano di un mercato che si sta cimentando in prove di stabilità, nonostante un contesto dai contorni tutt'altro che nitidi e la presenza di forze in grado di agire in direzioni opposte, anche in relazione ad una stessa variabile. Ottimismo o pessimismo sulla domanda cinese, sull'andamento dello shale Usa e sulle evoluzioni delle crisi politiche in corso possono cambiare repentinamente la direzione dei prezzi, evidenziando

la precarietà delle fasi di equilibrio di un mercato che reagisce alle aspettative e con persistenti fragilità strutturali.

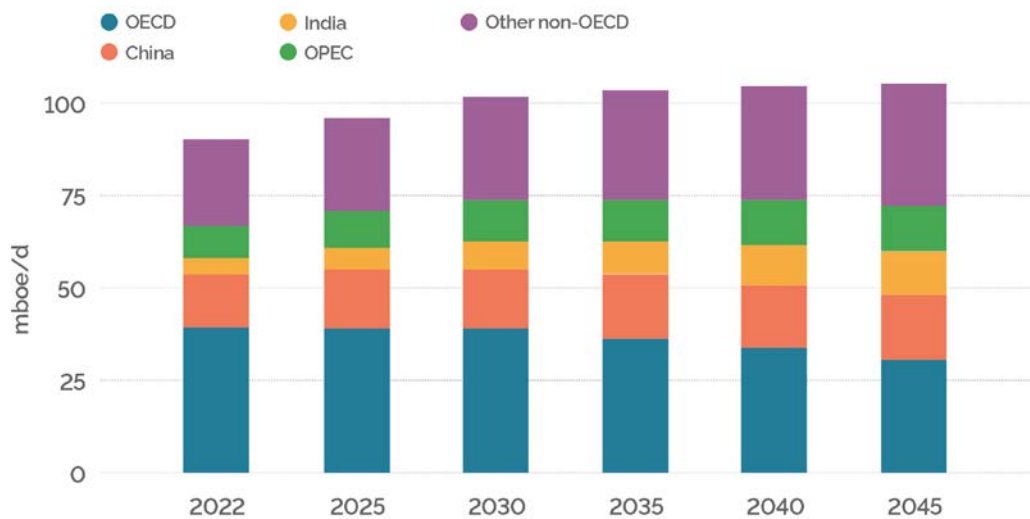
Sul più lungo termine, pesa l'incognita della domanda

Se per il breve termine le attese sono di una crescita anemica dei consumi mondiali, per il più lungo periodo l'argomento dominante riguarda il momento in cui si consegnerà il picco. Tema ampiamente dibattuto negli anni, con vedute diametralmente opposte tra Opec da un lato e Agenzia Internazionale per l'Energia (Aie) dall'altro. Quest'ultima, nello scenario Steps⁶ del suo recente *World Energy Outlook*, prospetta il conseguimento del massimo livello di domanda – pari a 102 mil. bbl/g - alla fine del decennio in corso; seguirà un periodo di stabilità attorno al volume di plateau per poi scendere a 97 mil. bbl/g nel 2050. Completamente diversa la traiettoria negli scenari Aps (Announced Pledges Scenario) e Nze (Net Zero Emissions) che indicano un crollo verticale dei consumi, tali da arrivare rispettivamente a 55 e a 24 mil. bbl/g alla metà del millennio. Al contrario, Nel suo *World Oil Outlook*, l'Opec delinea una traiettoria opposta, caratterizzata da incrementi continui sino al 2045, ultimo anno dell'orizzonte di previsione considerato, con consumi che si mantengono stabilmente al di sopra dei 100 mil. bbl/g. In entrambi i casi l'ago della bilancia è la Cina, la cui domanda è attesa in calo dopo il 2030 nelle stime Aie mentre mostra costanti aumenti in quelle dell'Opec.

FIG. 2.3 - SCENARI DELLA DOMANDA PETROLIFERA MONDIALE, AIE VS OPEC (MIL. B/G)



⁶ Si tratta dello scenario a politiche correnti che, a partire dall'ultima edizione del WEO, è considerato lo scenario di riferimento.



Fonte: per il grafico a sinistra AIE, *World Energy Outlook 2023*; per il grafico di destra OPEC, *World Oil Outlook 2023*.

Che le due istituzioni viaggino su binari distanti è un fatto storico. Probabilmente, come nella migliore delle storie, la verità si assesterà nel mezzo (o nei suoi intorni). Risulta comunque importante sottolineare che l'Aie, dopo diversi anni in cui sosteneva con forza la centralità dello scenario Nze poggia ora le sue maggiori speranze su quello a politiche correnti (Steps) che comunque prevede ancora al 2050 una richiesta di quasi 100 mil. bbl/g. Un importante bagno di consapevolezza rispetto all'ideologia spinta della traiettoria Net zero che la stessa Aie ha implicitamente ammesso essere irrealizzabile.

3. Energia nucleare? Sfide e opportunità

Marco Ricotti

Il ritorno di interesse per il nucleare è stato plasticamente e sorprendentemente sintetizzato nella recente Cop 28 a Dubai: sia dalla presenza, per la prima volta, dell'energia atomica nella dichiarazione conclusiva¹ allorché si cita (punto 28e) la necessità di “accelerare nelle tecnologie a zero e a basse emissioni, tra cui, inter alia, energie rinnovabili, nucleare, tecnologie di abbattimento e rimozione come la cattura del carbonio e utilizzo e stoccaggio (...)”, sia dalla dichiarazione di impegno a triplicare la capacità nucleare al 2050², firmata da 22 nazioni.

Tre sono i motivi essenziali del ripensamento circa l'energia nucleare, riassumibili in una maggior presa di coscienza circa il cosiddetto ‘trilemma energetico’: la necessità di affrontare e risolvere il problema della disponibilità di energia in modo equilibrato e tale da contemperare le esigenze di sostenibilità nel senso completo del termine, vale a dire in ossequio agli aspetti i) ambientali, ii) geopolitico-strategici, iii) economico-sociali. Certamente, l'escalation dei costi energetici iniziata a fine 2021, la guerra della Russia all'Ucraina e le tensioni internazionali che si sono succedute sino ai nuovi, drammatici fatti odierni, hanno avuto un ruolo decisivo nel far comprendere, ai decisori politici così come ai cittadini, i rischi di dipendenza da paesi ‘critici’ e il grave impatto su tutti i settori industriali e sulla vita quotidiana, che una crisi sui prezzi e sull'approvvigionamento di energia può portare con sé.

La fonte nucleare possiede caratteristiche tali da renderla utile nella ricerca di soluzioni energetiche adeguate a rispondere ai quesiti del trilemma: a una sintetica descrizione di queste sue peculiarità è dedicata la parte iniziale del compendio che chiude il capitolo.

Il ruolo attuale dell'energia nucleare, nel Mondo e in Europa

Oggi il nucleare rappresenta un contributo limitato al fabbisogno energetico complessivo mondiale, ancora largamente dominato dai combustibili fossili, nonostante i titanici sforzi e le ingenti risorse economico-finanziarie dedicate alla decarbonizzazione, soprattutto in Europa. Nel 2022³, l'energia necessaria ad alimentare la vita e le attività umane sul globo è stata prodotta con olio combustibile (32%), carbone (27%), gas (23%) – quindi un preoccupante 80% e oltre di fossili – integrati dal 14% di rinnovabili, tra le quali l'idroelettrico al 7%, l'eolico al 3% e il solare al 2%, completati infine dal 4% di nucleare.

Tuttavia, guardando al nostro continente, il ruolo dell'atomo risulta tutt'altro che trascurabile. Anzitutto, consideriamo il solo settore elettrico, poiché le centrali nucleari oggi producono quasi esclusivamente elettricità, inoltre la principale strategia di decarbonizzazione prevede di elettrificare per intero i sistemi dell'industria, dei trasporti e dell'abitare. In tale quadro, i cento reattori continentali (dei quali 87 operanti in 12 dei 27 stati UE) rappresentano la prima

¹ UN COP 28, *First Global Stocktake*, Dubai, 13 dicembre 2023.

² UN COP 28, *Summary of Global Climate Action at COP 28*.

³ “Primary energy consumption by source”, World, *Our World in Data*, 2022.

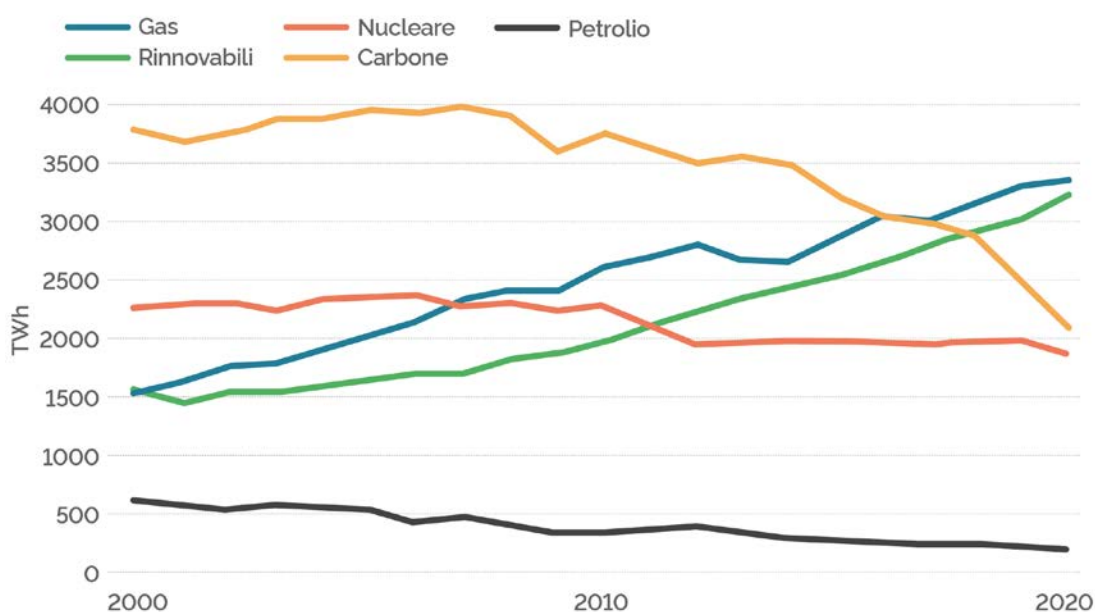
fonte energetica ‘green’ fornendo il 21,9% dell’elettricità, seguiti dall’eolico (15,9%), dall’idroelettrico (11,3%), dal fotovoltaico (7,6%) e dalle biomasse (4,4%)⁴.

Considerando invece i paesi dell’Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Ocse)⁵, i dati al 2020 (Figura 3.1) mostrano il contributo nucleare al 17%, con il gas poco sopra il 31%, le rinnovabili complessivamente al 30%, il carbone poco sotto il 20% e un ruolo residuo dell’olio combustibile (1,7%), con una sostanziale stabilità della produzione dall’atomo nell’ultimo decennio, una tendenza ventennale in decisa decrescita del carbone e in crescita stabile, costante e parallela del gas e delle rinnovabili.

Nel complesso ad oggi, nel mondo⁶, sono 412 i reattori nucleari in funzione, per un totale di 370 GWe installati e oltre 19 mila anni di esperienza operativa accumulata. A questi si aggiungeranno nei prossimi anni altri 59 reattori in costruzione, pari a oltre 61 GWe. Queste macchine funzionano di norma a piena potenza per oltre l’80% delle ore in un anno, la percentuale di gran lunga maggiore tra tutti gli impianti di generazione elettrica.

Il baricentro del settore nucleare negli ultimi decenni si è spostato sempre più verso oriente, come appare evidente dai numeri mostrati in Figura 3.2 circa il numero di reattori oggi in costruzione nel mondo: i paesi Brics sono impegnati a realizzare il 60% della nuova potenza nucleare mondiale, mentre alle nazioni del G7 compete solo il 15% della quota complessiva.

FIG. 3.1 – ELETTRICITÀ GENERATA PER FONTE NEI PAESI OCSE (2000-20)



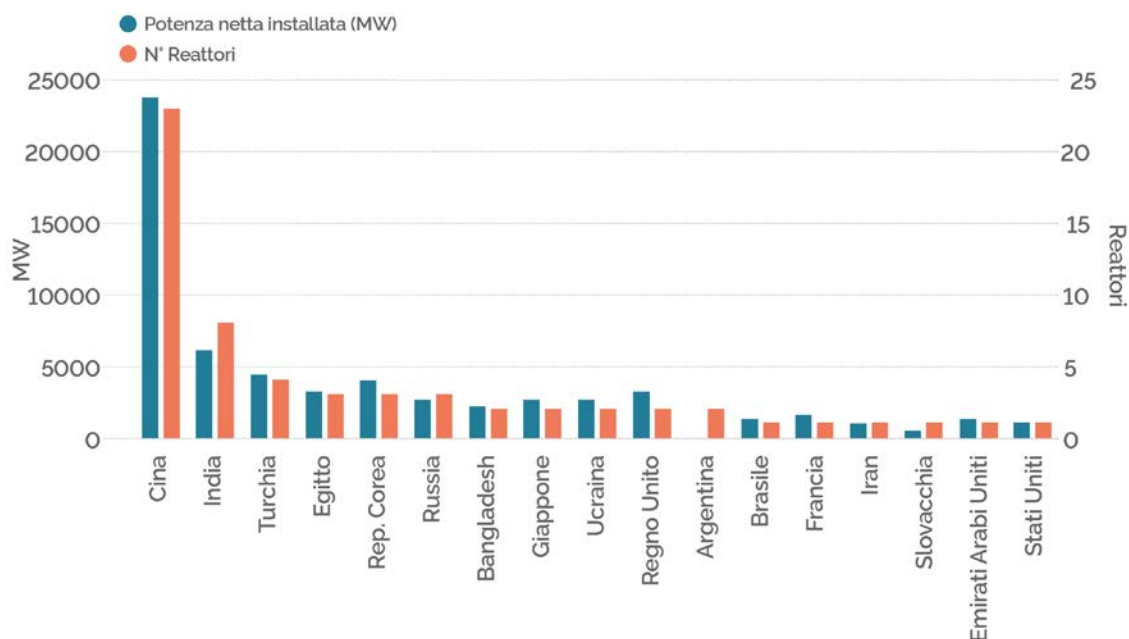
Fonte: Ocse

⁴ European Council, [Infographic - How is EU electricity produced and sold?](#), su dati Eurostat 2022.

⁵ International Energy Agency (Iea), [“Electricity generation by source, OECD, 2000-2020”](#).

⁶ International Atomic Energy Agency (Iaea), [“Power Reactor Information System”](#), 2024.

FIG. 3.2 – REATTORI IN COSTRUZIONE NEL MONDO, 2024



Fonte: Iaea

Mentre l'occidente (Stati Uniti, Canada e continente europeo) possiede ancora più della metà (54%) dei 412 impianti attualmente in funzione, Cina (55 reattori) e Russia (37) sono destinate a giocare anche per il futuro il ruolo di attori protagonisti sulla scena internazionale. La prima, a causa del mastodontico programma nazionale⁷ che prevede il raddoppio del contributo nucleare domestico al 2035, oggi limitato al 5% e addirittura il target del 18% (pari a 400 GWe) al 2060, con il quale è destinata a raggiungere e superare le nazioni che oggi occupano le prime due posizioni, Stati Uniti (93) e Francia (56). La seconda, anche per l'aggressivo programma di offerta e costruzione di propria tecnologia in paesi terzi: sono infatti russi i reattori in costruzione in Turchia (4), in India (4), in Egitto (3) e in Bangladesh (2).

Il contributo del nucleare alla soluzione del trilemma: quali tecnologie e quando?

Nel processo di identificazione di strategie energetiche compatibili con l'ambiente, resilienti e convenienti, l'energia nucleare sarà in grado di contribuire con cinque differenti soluzioni tecnologiche, le prime due già utilizzabili ora, le altre in fase di sviluppo e realisticamente disponibili nei prossimi decenni.

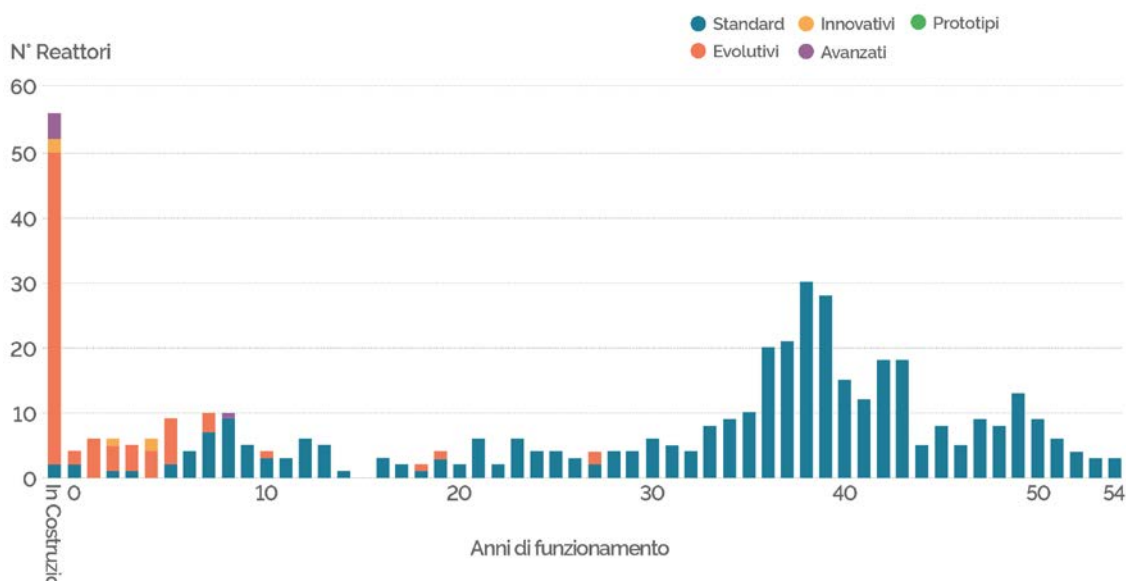
1. "Estensione di vita" (oggi). Nei primi decenni dell'industria nucleare, la vita operativa di un reattore è stata tecnicamente e legalmente prevista durare 30-40 anni, al termine dei quali si sarebbe dovuto procedere all'arresto definitivo dell'impianto e in seguito allo smantellamento. Molti dei reattori della flotta attualmente in esercizio hanno rappresentato lo standard costruttivo negli anni '70-'90, ergo buona parte avrebbe

⁷ "China / Country to Double Share Of Nuclear In Power Generation By 2035, Says Official", NucNet, 27 settembre. 2023

dovuto essere già chiusa e molti dovrebbero essere fermati nel prossimo decennio, come si può evincere dalla Figura 3.3. Per la maggioranza delle unità appartenenti a questa seconda categoria, in realtà, si prospetta quanto già avvenuto per la prima, soprattutto negli Stati Uniti, ossia un'estensione di vita per altri 10-20 anni, di norma dopo opere di aggiornamento dei sistemi di sicurezza e di sostituzione di alcuni componenti con elementi nuovi aventi prestazioni migliorate (*uprate* di potenza del 10-20%). Nessun'altra fonte energetica possiede impianti per la produzione di elettricità in grado di funzionare così a lungo.

2. “Reattori evolutivi” (oggi). Nei due decenni a cavallo del nuovo millennio, l'industria nucleare ha sviluppato un'evoluzione della tecnologia standard, mantenendo nella sostanza le linee progettuali originali ma migliorandone decisamente la performance e il grado di sicurezza – fossero stati presenti reattori simili a Fukushima, verosimilmente non si sarebbe verificato quello scenario incidentale severo. Si tratta di reattori di grande taglia, ben oltre i 1000 MWe di potenza per sfruttare i vantaggi dell'economia di scala, che rappresentano larga parte dei reattori oggi in costruzione sul globo. Unità di questo tipo operano già da alcuni anni con successo in Russia, in Cina, negli Emirati Arabi Uniti. Sono di recente attivazione anche in Finlandia e negli Stati Uniti, sebbene con notevoli criticità, in termini di tempi e costi di costruzione.
3. “Reattori innovativi” (2030). Il terzo contributo sarà quello offerto da tecnologie innovative, rappresentate dai piccoli reattori modulari (*Small modular reactors, Smr*), caratterizzati da dimensioni e taglie ridotte, comprese tra 100 e 300 MWe per modulo, con soluzioni di sicurezza di tipo “passivo”, ossia praticamente senza necessità di alimentazione elettrica e di intervento umano in caso di incidente. Gli Smr in sostanza sono ancora basati sull'impiego dell'acqua per il raffreddamento, sono progettati per essere costruiti principalmente in officina, cioè in un ambiente più controllato rispetto al cantiere, indi trasportati e assemblati in loco. Ciò garantirebbe tempi e costi più certi e ridotti, quindi un minor rischio finanziario. L'installazione di moduli in successione, favorita dalla modularità, consentirà anche un effetto di autofinanziamento: mentre un modulo produce elettricità, con il flusso di cassa è possibile co-finanziare la realizzazione del modulo successivo. Gli Smr apriranno anche opportunità per la cogenerazione, come il teleriscaldamento, la desalazione dell'acqua, la produzione di biocarburanti e, non ultima, la produzione di idrogeno. Questa tecnologia è già disponibile in Russia e in Cina ma è destinata a maturare entro la fine del decennio anche nel resto del mondo, Europa inclusa.

FIG. 3.3 – REATTORI PER ETÀ (2023)



Fonte: Iaea

4. “Reattori avanzati” (2040). Entro il decennio successivo è previsto si renda disponibile una tecnologia avanzata, molto diversa da quelle standard ed evolutiva, ma con le caratteristiche di modularità e di sicurezza ‘passiva’ in comune con i reattori innovativi, con taglie anch’esse contenute entro i 300 MWe (*Advanced modular reactors, Amr*) o addirittura ridotte a meno di 10 MWe (*Micro modular reactors, Mmr*). Oltre a promettere alti standard di sicurezza, potrà consentire un ulteriore passo avanti in termini di sostenibilità del ciclo del combustibile, attraverso il riciclo dei rifiuti a lunga vita e ad alta radioattività, quelli più pericolosi. In questo modo, la durata della radiotossicità dei rifiuti sarà drasticamente ridotta, da oltre 100 mila a meno di 300 anni. Tuttavia, per raggiungere questo scopo si dovranno affrontare e risolvere alcune fasi molto delicate dal punto di vista sia tecnologico sia geopolitico-strategico, quali il riprocessamento del combustibile e l’estrazione del plutonio. La prima dimostrazione di questa nuova soluzione di riciclo, il progetto “Proryv”⁸, è già in costruzione in Russia e dovrebbe essere completata attorno al 2030. La tecnologia adottata per Amr e Mmr non sarà più quella del raffreddamento ad acqua, bensì a piombo o a sodio liquidi, a sali fusi o ad elio.

Una sintetica descrizione degli oltre 80 progetti di Smr, Amr e Mmr oggi in fase di sviluppo nel mondo è raccolta nella pubblicazione biennale della International atomic energy agency (Iaea)⁹ dell’Onu.

⁸ Rosatom, *Proryv project*, 2020.

⁹ International Agency Energy Agency (Iaea), “*Advances in Small modular reactor technology developments*”, 2022.

5. “Reattori a fusione” (2050). Una nuova tecnologia con meno problemi di sicurezza rispetto alla fissione, ma con un livello di complessità decisamente superiore dal punto di vista fisico e ingegneristico, se si considera che i primi studi sulla fusione termonucleare controllata per scopi civili iniziarono negli anni '50, alcuni anni dopo la dimostrazione di Fermi circa il controllo della reazione di fissione a catena (1942). Un passo importante nel percorso che porterà alla futura fase commerciale dell'energia da fusione sarà l'accensione del reattore Iter¹⁰, il più grande progetto internazionale dedicato a questa tecnologia, in costruzione a Cadarache in Francia e al quale l'Europa collabora insieme a Cina, Corea del Sud, Giappone, India, Russia e Stati Uniti. Mentre sembra realisticamente difficile pensare di avere la prima centrale nucleare a fusione di tipo commerciale, basata sulla tecnologia Demo (il seguito di Iter) collegata alla rete prima del 2050-60, altre iniziative sono state avviate nel mondo, di solito start-up supportate da private equity, promettendo accelerazioni formidabili nella fase di sviluppo e di realizzazione di macchine a fusione. Tra queste, Commonwealth fusion system (Cfs)¹¹, *spinout* del Mit di Boston, nella quale Eni gioca il ruolo di primo investitore industriale. Saranno comunque i prossimi anni a confermare o smentire questa prospettiva.

Il ritorno di interesse per l'energia dall'atomo: i programmi di sviluppo

Guardando al quadro internazionale complessivo, potremmo suddividere i paesi interessati al nucleare in tre gruppi, i “*big players*”, i “*newcomers*”, gli europei, per osservarne le diverse politiche.

Nel primo gruppo sono certamente da includere Cina, Russia, Stati Uniti, Francia, Regno Unito, Corea del Sud, Giappone, Canada, vale a dire complessivamente oltre i tre quarti del nucleare mondiale. Tutti questi paesi hanno in comune politiche di sviluppo per l'atomo, pur di grado diverso: del programma aggressivo di Cina e Russia abbiamo già detto, prospettive simili sono state delineate dal governo indiano che prevede di triplicare la potenza nucleare installata entro il 2047, portandola dagli attuali 7,5 a 22,5 GWe. La triplicazione della potenza nucleare al 2050 (pari a 24 GWe) è obiettivo condiviso anche dal governo del Regno Unito, quale parte fondamentale di una strategia di sicurezza energetica. La Francia ha un piano altrettanto impegnativo, per 6 nuovi reattori EPR2 più potenziali altri 8, pari a oltre 22 GWe complessivi, da realizzare tra il 2035 e il 2050, in aggiunta all'estensione di vita di almeno 30 reattori e allo sviluppo di Smr. Gli Stati Uniti sono oggi particolarmente impegnati e interessati a recuperare la leadership nello sviluppo di reattori ‘innovativi’ e ‘avanzati’ (Smr, Amr, Mmr), sia per il mercato domestico sia per quello estero, mentre scontano ancora una situazione di *impasse* circa la pianificazione di nuovi grandi reattori evolutivi, dopo l'esperienza negativa di Vogtle e VC Summer. Il Canada ha da tempo reindirizzato il proprio sistema nucleare verso la realizzazione di nuovi reattori di grande taglia, di Smr e verso l'estensione di vita dei reattori installati in due centrali, per un totale di 10 unità. Anche la Corea del Sud, dopo il cambio di governo nel 2022, ha pianificato un incremento della potenza nucleare

¹⁰ *Iter project.*

¹¹ *Cfs project.*

installata di circa il 30% al 2036 (da 24,7 a 31,7 GWe), oltre alla vendita all'estero di 10 reattori e allo sviluppo degli Smr. Infine, il Giappone, che dopo Fukushima ha riavviato 12 reattori e pianifica di incrementare il ruolo del nucleare nel proprio mix energetico, dall'attuale 10% al 20% nel 2030, riavviandone altri dopo aver effettuato lavori di miglioramento dei sistemi di sicurezza e previa approvazione da parte delle autorità locali, nonché estendendo la vita di alcuni impianti anche oltre i 60 anni e permettendo la costruzione di reattori di nuova generazione.

Al gruppo dei *big players* appartengono tutti i paesi che, pur interessati sostanzialmente a sviluppare le prime due soluzioni elencate in precedenza (estensione di vita della flotta esistente e costruzione di grandi reattori “evolutivi”), sono anche in prima linea nello sviluppo delle due nuove tecnologie di fissione, quella ‘innovativa’ (Smr) e quella “avanzata” (Amr e Mmr), con l'esplicita strategia di offrire le soluzioni dei grandi reattori e degli Smr ai paesi *newcomers*.

Questi ultimi sono “guidati” dagli Emirati Arabi Uniti i quali rappresentano un po' l'esempio trainante, capaci infatti di entrare nel “club nucleare” nell'arco di un decennio e realizzare quattro grandi reattori “evolutivi” di progettazione coreana, partendo da zero. Del gruppo fanno parte Turchia, Egitto, Bangladesh, con programmi già ben definiti e costruzioni di grandi reattori già avviate, tutte di tecnologia russa. Poi Arabia Saudita, Giordania, Marocco, Ghana, Filippine, Indonesia, Malesia, con il primo paese attualmente in procinto di seguire l'esempio emiratino ma aperto a considerare anche i reattori modulari di piccola taglia, mentre gli altri appaiono decisamente più interessati a valutare e nel caso pianificare l'adozione di soluzioni Smr, per vincoli sia di rete elettrica sia di budget.

Infine, gli “europei”. A questo gruppo appartiene un mix di paesi con le caratteristiche dei due precedenti: sia “esperti”, sia *newcomers*. Tra i paesi già nucleari, da segnalare i cambi di linea verso nuove politiche di sviluppo della Svezia¹², che ha abbandonato la strategia di *phase-out*, del Belgio e dei Paesi Bassi, con attenzione sia ai grandi reattori “evolutivi” sia agli Smr e Amr. Ad essi si aggiungono nazioni che mostrano un rafforzamento dell'interesse per nuove costruzioni di reattori, grandi e piccoli: Finlandia e Repubblica Ceca, che sviluppano anche tecnologia Smr domestica per teleriscaldamento, poi Slovacchia, Romania, Bulgaria, Slovenia. I *newcomers* sono rappresentati da Polonia, Estonia, Norvegia: mentre la prima da diversi anni lavorava per un programma di ingresso nel nucleare ora divenuto più ambizioso, anche per il supporto degli Stati Uniti, le altre due rappresentano una sorpresa. Entrambe puntano ad introdurre l'atomo nel loro mix energetico sfruttando la tecnologia Smr: l'Estonia a seguito di una raccomandazione da parte del gruppo di lavoro (*Nuclear Energy Programme Implementing Organization*, Nepio) preposto a tale valutazione¹³, la Norvegia a seguito di una esplicita proposta di costruzione¹⁴ da parte di una startup nazionale, in collaborazione con una importante utility nucleare finlandese (Tvo).

¹² “Sweden / Gov't Appoints Nuclear Coordinator As Plans To Deploy New Reactors Gather Pace”, NucNet, 5 gennaio 2024.

¹³ “Estonian report backs nuclear's climate goals potential”, *World Nuclear News (WNN)*, 3 gennaio 2024.

¹⁴ “SMR power plant proposed in Norway”, *World Nuclear News (WNN)*, 3 novembre 2023.

Le altre principali novità sono i) la nascita, spinta dalla Francia, della Alleanza Nucleare Europea che oggi raccoglie l'adesione di 14 paesi¹⁵, alla quale l'Italia partecipa in veste di osservatore e il Regno Unito in qualità di nazione invitata, intenzionata a supportare politiche europee pro-nucleari e piani di sviluppo per 150 GWe al 2050¹⁶, nonché ii) l'avvio nel 2024 della *EU Smr industrial alliance*¹⁷, una iniziativa supportata dalla Commissione europea, dedicata allo sviluppo delle tecnologie modulari 'innovative' e alla creazione di una *supply chain* condivisa.

E l'Italia? I requisiti, le capacità

Due eventi politici avvenuti nel 2023 hanno indicato un cambio di *mood* circa il tema nucleare. Il primo: l'approvazione da parte del Parlamento italiano (9 maggio) di due mozioni¹⁸, una del governo, l'altra di parte dell'opposizione, a favore di una riconsiderazione dell'opzione nucleare. Il secondo: il lancio della Piattaforma nazionale per un nucleare sostenibile¹⁹ (12 settembre), promossa dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Chiari segnali di apertura a una rivalutazione della fonte nucleare, ma solo i primi passi in un percorso articolato. Per rientrare nel settore nucleare, infatti, serve predisporre in totale 19 infrastrutture materiali e immateriali²⁰, secondo quanto suggerito dalla agenzia Iaea dell'Onu di Vienna. *In primis*, una decisione politica, per quanto possibile condivisa con l'opposizione, corroborata da una legge che delinea le caratteristiche, i criteri, i vincoli del nucleare italiano. *In secundis*, l'istituzione di una autorità di sicurezza nucleare nazionale, indipendente, adeguatamente dotata di fondi e personale competente, in grado di assumere la responsabilità di valutare e nel caso approvare progetti e realizzazione di impianti nucleari sul territorio. A queste occorre aggiungere, tra le altre: l'istituzione della struttura governativa (Nepio) che curi, coordini e implementi il programma nucleare nazionale, che per la sua strategicità e complessità non può essere lasciato all'azione di un singolo ministero; la preparazione delle risorse umane in numero e competenze adeguate per l'intero sistema (industrie, istituzioni, enti di ricerca, università); una strategia di coinvolgimento di tutti gli *stakeholder*, in particolare l'informazione completa e trasparente dei cittadini; la realizzazione del deposito nazionale per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi, vera cartina di tornasole per la verifica sia della volontà politica sia della maturità culturale dei cittadini nell'affrontare il tema nucleare. A esse vanno aggiunte diverse altre infrastrutture, indispensabili per un avvio stabile e robusto di una decisione strategica di lungo termine per il paese, per completare le quali è realistico ipotizzare dai 3 ai 5 anni.

¹⁵ Belgio, Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Estonia, Finlandia, Francia, Ungheria, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovenia, Slovacchia, Svezia.

¹⁶ *Euractiv*, "Nuclear alliance aims for 150 GW of nuclear capacity in EU by 2050", 17 maggio 2023.

¹⁷ European Commission, *European Nuclear Energy Forum 2023 discusses benefits of European Small Modular Reactors (SMRs) initiative*, 7 novembre 2023.

¹⁸ Camera dei deputati, *Atti parlamentari*, 9 maggio 2023.

¹⁹ Ministero per l'ambiente e lo sviluppo ambientale (Mase), *Piattaforma nazionale per un nucleare sostenibile*, settembre 2023.

²⁰ International Atomic Energy Agency (Iaea), "Milestones in the development of a national infrastructure for nuclear power", 2015.

L'Italia ha dimostrato di essere in grado di mantenere e anzi sviluppare nel settore nucleare, nonostante i due referendum contrari al nucleare (1987 post-Chernobyl e 2011 post-Fukushima) e le conseguenti decisioni politiche, sorprendenti capacità e qualità: nella *supply chain*, nella formazione, nella ricerca. Possiamo identificare questi tre elementi come pilastri imprescindibili di capacità e competenza, indispensabili per un programma nucleare di qualsiasi natura e in qualunque paese, ma anche come tre tipici paradossi italiani.

Circa la ricerca: sin dal 2018 l'Italia non finanzia più la ricerca sulla fissione nucleare (finanziamento che è sempre stato mantenuto, anche da governi differenti, dal 2006), inoltre il tema non è presente né nel Pnr (Piano nazionale della ricerca), né nel Pnrr, pur essendo il nucleare riconosciuto nella *EU Green Taxonomy*. Nonostante ciò, nel 2021 l'Italia registra il record storico di progetti di ricerca selezionati e finanziati da Euratom, l'istituzione deputata a gestire e finanziare le attività nucleari in Europa: su 47 progetti approvati, poco più del 50% (24) vedono la partecipazione o la leadership di aziende, enti di ricerca o università italiane.

Riguardo la formazione: sin dagli anni '50 del secolo scorso, nel paese ancora operano 7 università dedicate alla formazione e alla ricerca nel campo dell'ingegneria nucleare (Palermo, Roma La Sapienza, Pisa, Bologna, Padova e i Politecnici di Torino e Milano). Sono consorziate nel Cirten²¹ (Consorzio interuniversitario per la ricerca tecnologica nucleare) e negli ultimi 4-5 anni hanno visto più che raddoppiare il numero di studenti nucleari, sebbene ancora oggi una decisione politica sull'energia nucleare non sia stata presa. In alcuni casi, si tratta dei corsi di laurea in ingegneria nucleare più numerosi in Europa.

Per concludere, la *supply chain* industriale: nel 2022, periodo di massima crisi energetica europea, la Francia ha dovuto ridurre drasticamente e per lungo tempo la propria produzione elettronucleare. Per due motivi: diversi reattori spenti per alcuni mesi a causa della manutenzione decennale programmata, ma ben 12 reattori arrestati per quasi un anno dall'autorità di sicurezza nucleare francese (Asn) a causa di piccoli punti di corrosione riscontrati nelle tubazioni vicine al reattore. Per poter riavviare le proprie centrali, Edf doveva comprendere il problema, trovare una soluzione, farla approvare da Asn e infine realizzarla. Giunti alla fase di realizzazione, Edf ha chiesto alle aziende francesi quali fra loro fossero in grado di realizzare i pezzi sostitutivi, tutti in acciaio inox, forgiati senza saldatura, in alta qualità, in tempi rapidi e al "giusto prezzo". Nessuna azienda francese ha risposto. Edf si è vista quindi costretta ad estendere la ricerca ad altri paesi. Ha infine trovato due aziende in Europa in grado di rispondere alle richieste: entrambe sono italiane, addirittura entrambe sono del piacentino (Tectubi Raccordi e IBF). Hanno fornito i pezzi necessari e i 12 reattori sono tornati in funzione tra la fine del 2022 e l'inizio 2023.

Infine, da una recente indagine²² svolta dal Politecnico di Milano, emerge una potenzialità realizzativa singolare, circa i componenti più grandi e critici degli Smr, vale a dire i recipienti in pressione (*reactor pressure vessel* - Rpv) che contengono il combustibile nucleare e i principali componenti del reattore. Lavorando in stretto coordinamento, i forgiatori e i manifatturieri italiani sarebbero in grado di costruire almeno 8 Rpv all'anno: un numero di tutto rilievo per

²¹ Cirten, Consorzio interuniversitario per la ricerca tecnologica nucleare.

²² *Italian Nuclear Supply Chain for Small Modular Reactors*, Preliminary investigation and Case Study on Large Components manufacturing, November 2023.

un mercato europeo degli Smr che, secondo una stima presentata dalla *EU Smr Pre-Partnership*²³, potrebbe vedere la realizzazione di circa 10 Smr tra il 2030 e il 2035, per poi crescere a circa 10-20 Smr all'anno nel periodo 2035-45.

Nucleare: compendio minimo

In conclusione, si ritiene opportuno integrare il sintetico quadro internazionale e nazionale con una serie di informazioni e dati, in grado sia di giustificare il ruolo del nucleare nei confronti dei quesiti del trilemma energetico, sia di fornire risposte alle critiche sull'atomo che usualmente si riscontrano del dibattito pubblico.

“Il nucleare contribuisce al riscaldamento globale”. Se consideriamo le emissioni in atmosfera di gas climalteranti durante l'intero ciclo di vita degli impianti di produzione di energia elettrica, dalla costruzione al funzionamento sino allo smantellamento, i documenti²⁴ dell'Intergovernmental panel on climate change (Ipc) riportano valori di circa 12 grammi di CO₂ equivalente emessa per ogni kWh elettrico prodotto con l'energia nucleare o con quella eolica, valore che sale a 24 per l'idroelettrico e a 48 per il fotovoltaico. Emissioni quasi trascurabili, se confrontati con i 490 grammi del gas naturale e gli 820 grammi del carbone.

“Il nucleare ci espone al rischio geopolitico”. L'energia nucleare contribuisce a ridurre la dipendenza da paesi extra-europei, poiché è un ciclo industriale quasi interamente europeo. Infatti, dalla progettazione alla costruzione, alla gestione e allo smantellamento delle centrali nucleari, dall'arricchimento alla fabbricazione del combustibile, la tecnologica, il know-how e le capacità realizzative sono interamente europee e in parte anche italiane. Solo l'approvvigionamento dell'Uranio naturale²⁵ avviene fuori dal continente, sebbene alcuni giacimenti esistano anche in Europa, ma dalla distribuzione delle riserve uranifere mondiali (Figura 3.4) appare evidente come ci si possa rifornire sostanzialmente senza rischi da paesi quali Australia e Canada.

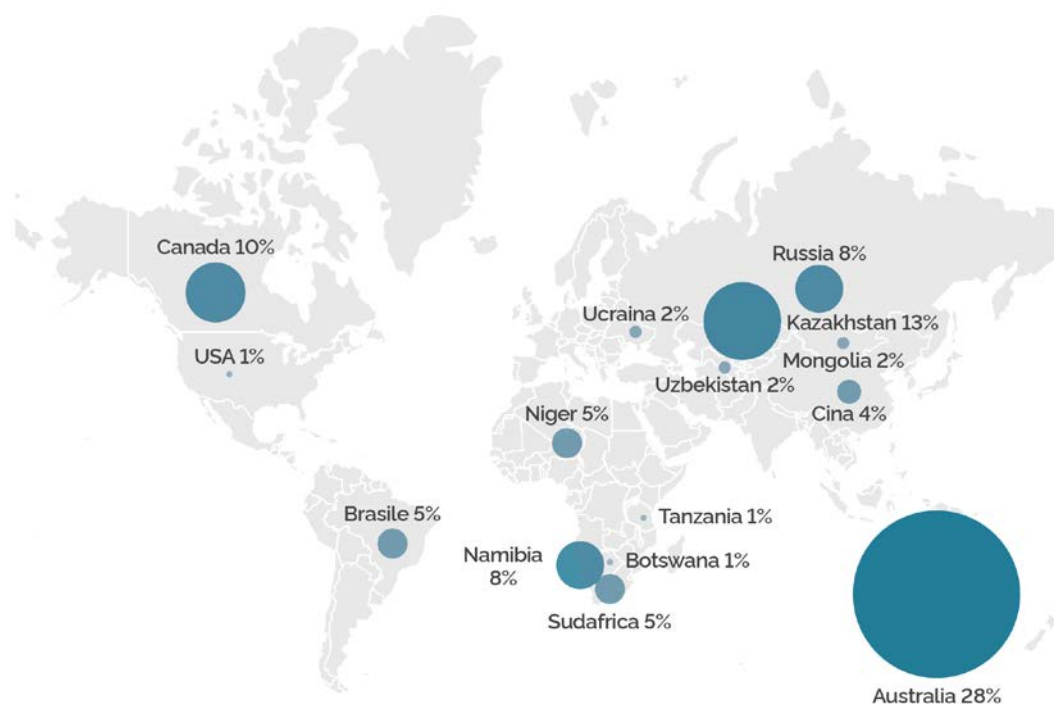
“Il nucleare non è economico”. Le ricadute sul sistema economico-sociale europeo sono decisamente positive, perché il nucleare coinvolge una filiera industriale continentale diffusa, fatta di aziende di manifattura sia “pesante” sia “leggera”, da infrastrutture civili importanti e da servizi ad alto valore aggiunto. È una filiera di alta qualità, che coinvolge oltre un milione di lavoratori e genera oltre 450 miliardi di euro di Pil all'anno. La ricaduta in Europa di ogni euro investito nel nucleare si può stimare in almeno l'80%. Inoltre, la programmabilità della produzione di energia e la stabilità e prevedibilità dei costi di generazione sono fattori unici per le aziende e per il mercato elettrico.

²³ SNETP-Sustainable Nuclear Energy Technology Platform, *EU SMR Market analysis in the EU*, Annual Forum, 2023.

²⁴ S. Schlömer (ed.), *Technology-specific Cost and Performance Parameters*, Annex III of Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.

²⁵ International Atomic Energy Agency (Iaea) e Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Ocse)-Nuclear Energy Agency (Nea), “[Uranium resources, production and demand](#)”, 2020.

FIG. 3.4 – RISORSE MONDIALI DI URANIO NATURALE (2020)



Fonte: Ocse

“Il nucleare non è una fonte energetica importante”. A questa critica si è già risposto all’inizio del capitolo, mostrando i dati Eurostat 2022: il nucleare è la principale fonte di elettricità decarbonizzata in Europa.

“Il nucleare consuma l’ambiente”. A titolo di esempio, se si considera l’utilizzo di suolo, i dati sono espliciti: per installare una centrale elettrica da 1000 MWe di potenza, il nucleare impiega circa 3,3 km², mentre le rinnovabili, in funzione della forza del vento e del grado di insolazione, necessitano di superfici in un intervallo di 117-194 km² (solare) e 673-932 km² (eolico). Più in generale, per una valutazione della sostenibilità ambientale del nucleare e dei rischi associati per persone e ambiente, si rimanda al corposo report²⁶ prodotto dal *Joint research centre* (Jrc), l’organizzazione di ricerca dell’Unione Europea e utilizzato dalla Commissione Europea per giustificare l’inclusione dell’atomo nella tassonomia verde.

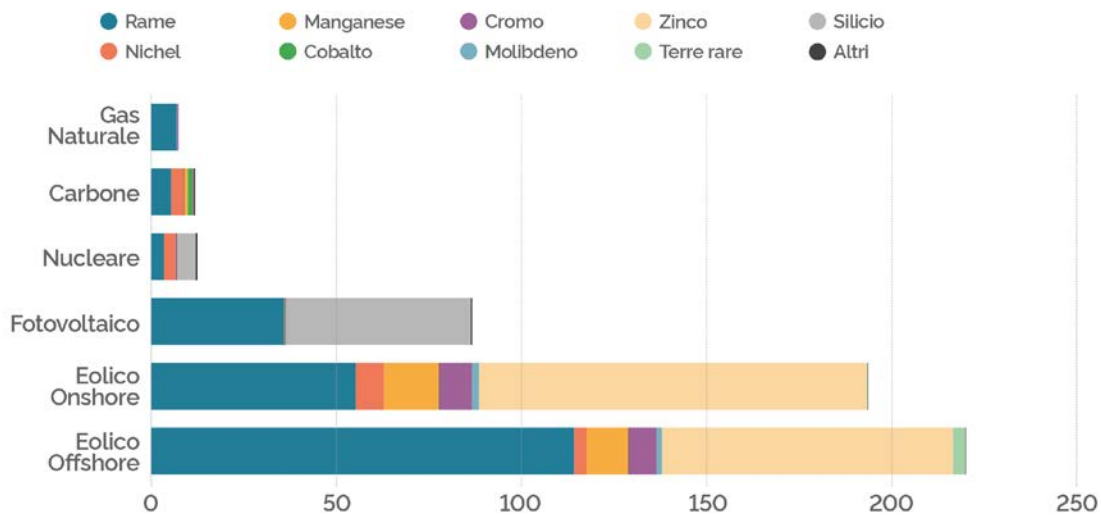
“Il nucleare danneggia l’ambiente e ci fa dipendere da paesi extra-europei”. Tale critica si riferisce alla dipendenza da materiali critici incluse le terre rare, per l’estrazione dei quali spesso l’impatto ambientale risulta fortemente negativo. La Figura 3.5 elabora dati della International Energy Agency (Iea)²⁷ e compara l’utilizzo di materiali critici impiegati nella costruzione e gestione di impianti di potenza delle varie fonti energetiche, a fronte

²⁶ European Commission, Jrc, [Technical assessment of nuclear energy with respect to the “do no significant harm” criteria of Regulation \(EU\) 2020/852](#), 2021.

²⁷ International Energy Agency (Iea), [“Minerals used in clean energy technologies compared to other power generation sources”](#), 2021.

dell'energia prodotta nell'intero arco di vita operativa dell'impianto: il nucleare risulta decisamente meno impattante delle rinnovabili. Circa la dipendenza geopolitica, è utile osservare gli impressionanti dati contenuti nel secondo report²⁸ della Commissione europea al riguardo: la Cina gioca un ruolo quasi da monopolista mondiale, ad esempio circa la produzione di alcune terre rare per i magneti permanenti (93%), indispensabili per l'eolico e per i futuri veicoli elettrici, nonché sulla proprietà dei brevetti metallurgici corrispondenti.

FIG. 3.5 – MATERIALI CRITICI UTILIZZATI PER ENERGIA GENERATA (2021)



Valori espressi in ton/TWh. Fonte: elaborazione dati Iea

“Il nucleare non è sicuro”. L’indicazione migliore per rispondere senza enfasi e senza ideologia a questa importante domanda è quella di affidarsi ai dati storici e statistici riportati dai ricercatori dell’università di Oxford che gestiscono il database aperto *Our world in data*. Pur considerando i tre drammatici incidenti nucleari di Three Miles Island (1979), Chernobyl (1986) e Fukushima (2011) accaduti nei 70 anni di vita commerciale dell’industria elettronucleare, appare chiaro che alcune rinnovabili e il nucleare siano le fonti di energia meno dannose in termini di decessi attribuiti per TeraWatt-ora (TWh) di elettricità prodotta²⁹, rispettivamente con 0,04 (eolico), 0,03 (nucleare) e 0,02 (solare), mentre il gas naturale (2,8) e la rinnovabile biomassa (4,6) le sopravanzano, pur rimanendo largamente inferiori a petrolio (18,4) e carbone (24,6).

“Il nucleare produce molti rifiuti pericolosi”. È importante valutare la dimensione complessiva del problema e confrontare le varie criticità al suo interno, in termini sia di pericolosità sia di quantità: la produzione annuale pro capite di rifiuti di qualsiasi natura da parte di un europeo³⁰, riportata in Figura 3.6, mostra una quantità di rifiuti tossico-nocivi (tra i quali arsenico, mercurio, diossine) mille volte superiore ai rifiuti radioattivi complessivi. Tra questi,

²⁸ European commission, *EU strategic dependencies and capacities: second stage of in-depth reviews*, 2022.

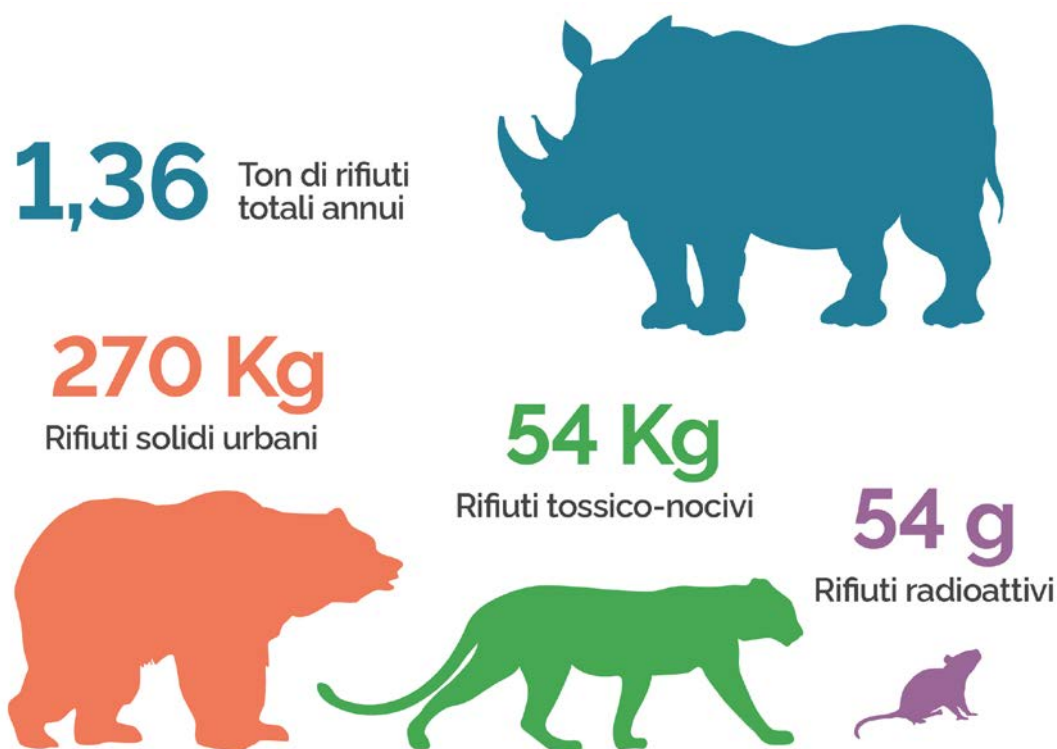
²⁹ H. Ritchie e P. Rosado, “Nuclear energy”, *Our world in data*, 2020.

³⁰ Nucleareurope, *Facts & figures*, 2023.

tuttavia, i rifiuti veramente pericolosi, ossia ad alta radioattività e a lunga vita, sono meno del 10%.

“Il nucleare non sa gestire i rifiuti”. Tutti i paesi che usano materiali radioattivi, nella medicina, nell’industria e nella ricerca, si sono già dotati di depositi superficiali per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività e a vita breve – anche quelli che non possiedono centrali nucleari, l’Italia risultando ancora una delle pochissime eccezioni, purtroppo. Tali impianti non presentano alcuna sfida in termini di sicurezza radiologica, tanto che in alcuni casi sono collocati persino in aree pregiate dal punto di vista agricolo ed economico: fa testo il caso francese del sito dell’Aube, nella zona dello champagne, che lì attorno viene prodotto. Nessuno invece ha ancora predisposto una soluzione per lo smaltimento definitivo dei rifiuti radioattivi più pericolosi: tuttavia, il primo paese al mondo a dotarsene sarà europeo, la Finlandia, che sta completando il sito geologico profondo ad Onkalo, in una struttura ingegneristica a 500 m nel sottosuolo granitico e previsto divenire operativo nel 2025. In seguito, soluzioni simili saranno adottate dalla Francia, dalla Svezia e dal Canada.

FIG. 3.6 – PRODUZIONE ANNUA DI RIFIUTI PER PERSONA, UE



Fonte: Nucleareurope (dati Ocse/Nea, 2015; World Bank ‘What a waste 2.0’, 2018)

“Il nucleare ha costi e tempi di costruzione esorbitanti”. La critica è perfettamente calzante per le recenti realizzazioni di reattori di nuova generazione “evolutiva” in Finlandia (Olkiluoto 3), in Francia (Flamanville 3) e negli Stati Uniti (Vogtle 3 e 4 e VC Summer). Un’esperienza letteralmente fallimentare, visto che le aziende progettiste e realizzatrici, alias Areva (Francia) e Westinghouse (Usa), hanno dapprima accumulato enormi ritardi, in media 10 anni in più rispetto ai 4-5 preventivati, ed extra costi, con incrementi anche del 300%, poi hanno presentato istanza di fallimento. Tuttavia, esattamente le stesse tecnologie occidentali o soluzioni assai simili sono state già realizzate, senza gli stessi enormi ritardi e gli incredibili sforamenti di budget, e sono ormai da tempo operative in Cina, in Corea del Sud, in Russia, persino negli Emirati Arabi Uniti. Il motivo principale è da ricercarsi nella continuità industriale e di sistema: i primi tre paesi citati, negli ultimi 20 anni hanno periodicamente connesso alla rete almeno uno, se non due, reattori nucleari all’anno. Nel mentre, invece, Europa e Stati Uniti per quasi due decenni sono rimasti al palo senza alcuna realizzazione, prima di iniziare la costruzione di Olkiluoto e di Vogtle.

4. La crescita delle rinnovabili, quale contributo alla sicurezza energetica e quali debolezze

Antonio Sileo

Il significativo incremento di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili è condizione necessaria per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050. Per ciò, politiche europee e nazionali, e non di rado locali, ormai da tempo, hanno previsto crescenti obiettivi di nuova potenza rinnovabile installata. Non c'è quindi da stupirsi se la quota di Fonti energetiche rinnovabili (Fer) sia in continua crescita.

Secondo i dati preliminari di Terna, il 2023 si è chiuso con una flessione dei consumi elettrici del 2,8% rispetto al 2022, poco meno di 308 TWh, valore di poco superiore a quello del 2020, come noto, funestato dal dilagare della pandemia da Covid-19¹. Per ritrovare un valore più basso bisogna tornare indietro fino al 2000.

Per contro, la produzione di energia elettrica rinnovabile è cresciuta di poco meno del 16% raggiungendo, invero, il massimo storico di sempre. Circa due terzi dell'incremento sono stati determinati dalla ripresa della produzione idroelettrica, che al netto dei pompaggi ha raggiunto quota 38,8 TWh, il 38,6% in più sul 2022 pari a 10,8 TWh, e oltre un terzo da solare fotovoltaico ed eolico, da cui complessivamente sono arrivati circa 6 TWh in più che nell'anno precedente. Il fotovoltaico ha raggiunto il volume record intorno ai 30,6 TWh, l'11% in più, oltre 3 TWh, rispetto al 2022, con il massimo storico mensile registrato nel mese di giugno (a oltre 3,5 TWh). Sempre secondo i dati preliminari di Terna, l'energia prodotta dal vento è cresciuta del 14,7% arrivando a 23,3 TWh, con il picco mensile a novembre a circa 2,97 TWh.

Valori record di generazione elettrica rinnovabile sarebbero stati raggiunti anche in Germania, secondo un'analisi pubblicata da *Reuters* e basata sui dati di sistema raccolti dal *think tank* Ember, con eolico a 139 TWh e solare fotovoltaico a 60 TWh, valori mai visti prima, che sono andati a sommarsi a una produzione idroelettrica pari a 20,32 TWh, la più elevata degli ultimi dieci anni. La percentuale di energia elettrica a zero emissioni è così arrivata al 55,8 del totale (269 su 482 TWh) contro il 50,7% nel 2022, mentre la produzione da carbone è diminuita di circa il 30%. Tali valori, tuttavia, non sono bastati per compensare del tutto la minore produzione da fonte nucleare, determinata dalla chiusura degli ultimi reattori, con la conseguenza che in termini assoluti l'energia elettrica prodotta da fonti a zero emissioni è, benché di poco diminuita rispetto al 2022: -2,4%. Da notare, per contro, l'aumento dell'energia elettrica prodotta da fonte elettronucleare importata dalla Francia.

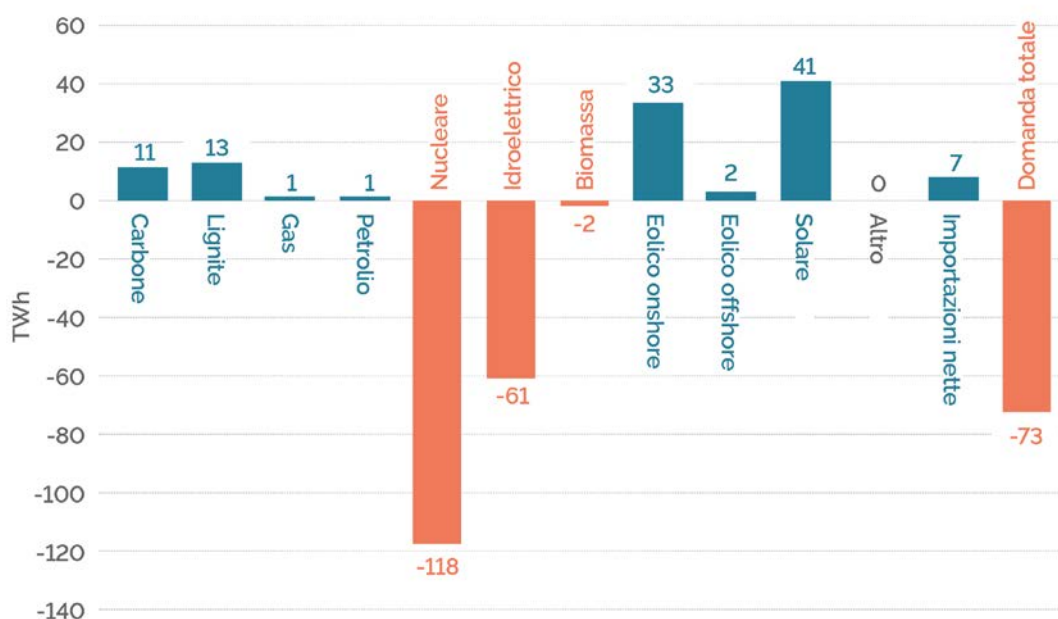
Anche in Germania, dunque, la flessione della domanda, e di quella industriale in particolare, spinta dai prezzi dell'energia elettrica elevati, benché in calo rispetto ai valori più alti del 2022, è stato determinante nella crescita dell'apporto di fonti rinnovabili nel mix di generazione tedesco.

¹ G. Picchio, "Elettricità, nel 2023 domanda ai minimi e rinnovabili record", *Staffetta Quotidiana*, 4 gennaio 2023.

Il mutato mix di generazione dell'elettricità nell'Unione Europea tra il 2021 e il 2022

L'evoluzione delle produzioni di energia elettrica di Italia e Germania nel 2023, si inserisce nei cambiamenti invero piuttosto rilevanti che ci sono generalmente stati nei paesi UE nel 2022 rispetto al 2021. Complessivamente, nei 27 paesi dell'Unione Europea, sia l'elettricità generata da fonti fossili che da fonti rinnovabili è aumentata, mentre la generazione da nucleare è drasticamente diminuita. A dispetto della rigidità o meglio delle complicazioni, dai prezzi alti al degenerare in conflitto aperto della crisi russo-ucraina, che hanno caratterizzato il mercato del gas naturale, l'energia elettrica generata con quest'ultimo è aumentata rispetto all'anno precedente, così come l'elettricità prodotta da centrali a carbone, per le quali i limiti di utilizzo fissati normativamente sono stati derogati o anche la dismissione di alcune centrali è stata rimandata per far fronte alla crisi energetica. Mentre non si è arrestato il minor apporto di elettricità da nucleare è dovuto alle manutenzioni programmate nelle centrali francesi e alla progressiva dismissione delle centrali tedesche, pianificata per il 2022 e solo in parte rimandata. Invece, l'intensa siccità che ha colpito tutta Europa ha fortemente compromesso la produzione di energia idroelettrica. In compenso, la generazione di energia elettrica da solare fotovoltaico ed eolico è aumentata notevolmente, incrementando il contributo delle fonti rinnovabili al mix elettrico.

FIG. 4.1 – VARIAZIONE NEL MIX DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DELL'UNIONE EUROPEA FRA IL 2021 E 2022



Fonte: Quarterly report on European electricity markets Q4 2022

La crescita in valore assoluto delle nuove rinnovabili, eolico e solare, del 2022 nella produzione di energia elettrica nell'Unione ha avuto un peso percentuale ancora maggiore per via della flessione della domanda.

Il “problema” è che le policies puntano proprio su un incremento, o meglio, su una maggior diffusione dei consumi elettrici – l'elettrificazione appunto – che dovrebbero essere soddisfatti tramite (nuova) produzione da fonti rinnovabili. Cosa che si sta rivelando più complessa e meno rapida di quanto in molti non solo auspicavano, ma ritenevano (facilmente) possibile, e che è stata messa alla prova dagli effetti, che sono andati combinandosi, della pandemia da Covid-19 prima e della guerra tra Russia e Ucraina.

L'impatto sui prezzi dell'energia, infatti, ha riportato in auge il trilemma energetico, che ruota intorno a tre assi costitutivi: sostenibilità, sicurezza energetica e accesso conveniente all'energia. Elemento cardine della politica energetica europea da oltre vent'anni che tuttavia negli ultimi lustri è parso sbilanciato sul lato della sostenibilità².

La crisi dei prezzi, successiva al dilagare della pandemia, ha riportato l'attenzione sull'equità e sull'energia accessibile, mentre la guerra sulla sicurezza delle forniture. Due eventi che, soprattutto, nel medio termine hanno certamente complicato il percorso di transizione energetica³.

Particolarmente esemplificativo è il riferimento alla Germania, dove il programma di incentivazione Energiewende, che ha determinato i maggiori investimenti in Europa nello sviluppo di nuove rinnovabili⁴, non è riuscito ad alimentare – al momento del bisogno – l'economia tedesca, tanto da rendere indispensabile l'ampliamento di nuove estese miniere di lignite a cielo aperto e di un conseguente rialzo di emissioni, anche quelle dannose per il clima⁵.

Da osservare, per inciso, anche i cambiamenti in atto nel dibattito internazionale intorno alle politiche energetiche e climatiche: l'approccio emergenziale – e il continuo rilancio di obiettivi sempre più ambiziosi a cui non seguono però fatti e risultati conseguenti – pare lasciare il passo a un più modesto realismo. Come emerso anche dalle conferenze delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, del 2022 e del 2023, COP27 in Egitto e COP28 a Dubai.

Più rinnovabili, meno gas naturale?

L'analisi dell'evoluzione storica del mix di generazione italiano permette di trarre utili considerazioni sul recente passato, ma anche sul prossimo futuro, in particolare fattori per quanto riguarda le nuove rinnovabili.

² Per l'andamento delle tre dimensioni del trilemma energetico si rimanda all'indice sintetico della transizione energetica Ispred (Indice Sicurezza energetica PRezzi Energia Decarbonizzazione) elaborato da ENEA, riportato nell'[Analisi trimestrale del sistema energetico italiano](#).

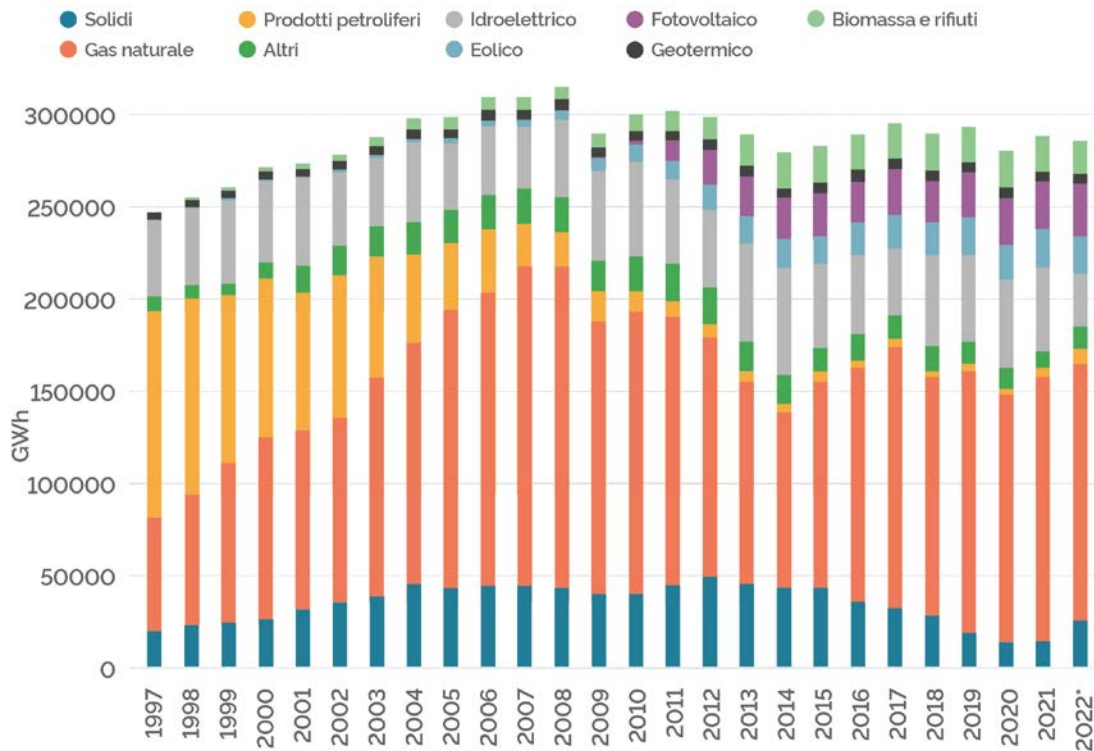
³ R. Napoli, “[Quando il trilemma energetico è sbilanciato sulla sicurezza](#)”, *Nuova Energia*, 1-2022.

⁴ Del resto, la Germania, come noto, è la maggiore economia del Vecchio Continente.

⁵ M. Tommasi, “[La caduta dei miti e la scoperta dell'energy security](#)”, *Nuova Energia*, 5+6-2022.

Nella generazione elettrica negli anni Novanta del secolo scorso prima e a inizio del nuovo poi, l'olio combustibile ha lasciato progressivamente spazio al gas naturale (Figura 4.2) le cui centrali a cicli combinati, caratterizzate da un basso costo unitario di investimento, dimensioni contenute e ridotti tempi di realizzazione si sono rivelate le più adatte a un mercato che si andava aprendo e anche al nuovo assetto costituzionale⁶.

FIG. 4.2 - PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA



La voce "Prodotti petroliferi" comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

La voce "Altri" comprende: gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

* Dati provvisori

Fonte: Elaborazioni Arera su dati GRIN/TERNA.

Non c'è stata invece una stagione di nuovi investimenti per i grandi impianti a carbone per gli alti costi di investimento ma anche per quelli ambientali; con la rilevante eccezione della centrale di Torrevaldaliga Nord, di Civitavecchia, un impianto di nuova concezione a carbone che ha sostituito l'olio combustibile. Tanto che a cavallo tra il 2007 e il 2008 i cicli combinati alimentati a gas naturale erano arrivati a coprire oltre il 55% della domanda elettrica⁷

⁶ Il riferimento è alla riforma costituzionale del 2001 con la nota modifica al Titolo V.

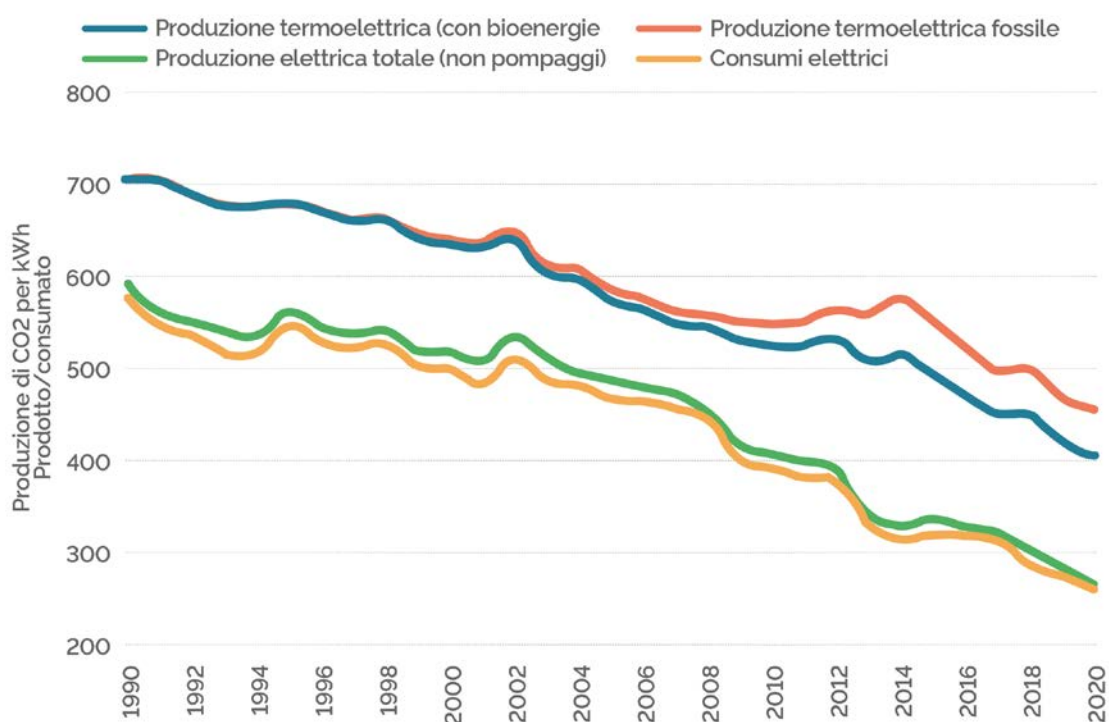
⁷ Anche grazie a interventi normativi *ad hoc* come il decreto "Sblocca Centrali" del 2002 che, semplificando le procedure autorizzative per la costruzione di impianti termoelettrici, ha permesso, pur con non poche incertezze *ex post*, un'accelerazione dello svecchiamento del parco termoelettrico nazionale.

diventando la principale tecnologia del parco di generazione italiano, con rendimenti tra i migliori al mondo.

Tra fattori di successo del gas naturale vi è stato dunque senza dubbio il vantaggio ambientale, che rappresenta il punto di forza dei nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare eolico e ancor di più fotovoltaico, ma anche bioenergie⁸, cresciuti in maniera considerevole in coerenza con una politica fortemente voluta in sede europea a partire dal 1999.

Per avere un'idea dei benefici di tale evoluzione combinata è opportuno richiamare il lavoro svolto da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) sul fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale. Questo, infatti, diminuisce costantemente dal 1990 al 2020, con valori che vanno da 709,1 g CO₂/kWh a 400,4 g CO₂/kWh (Figura 4.3).

FIG. 4.3 - ANDAMENTO DEL FATTORE DI EMISSIONE PER LA PRODUZIONE LORDA E IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA (G CO₂/ KWH)



Fonte: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (Ispra), 2022.

⁸ Biomasse solide e di rifiuti solidi urbani o assimilabili, bioliquidi e biogas.

La diminuzione è dovuta principalmente all'incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico di questo combustibile, riduzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da gas naturale.

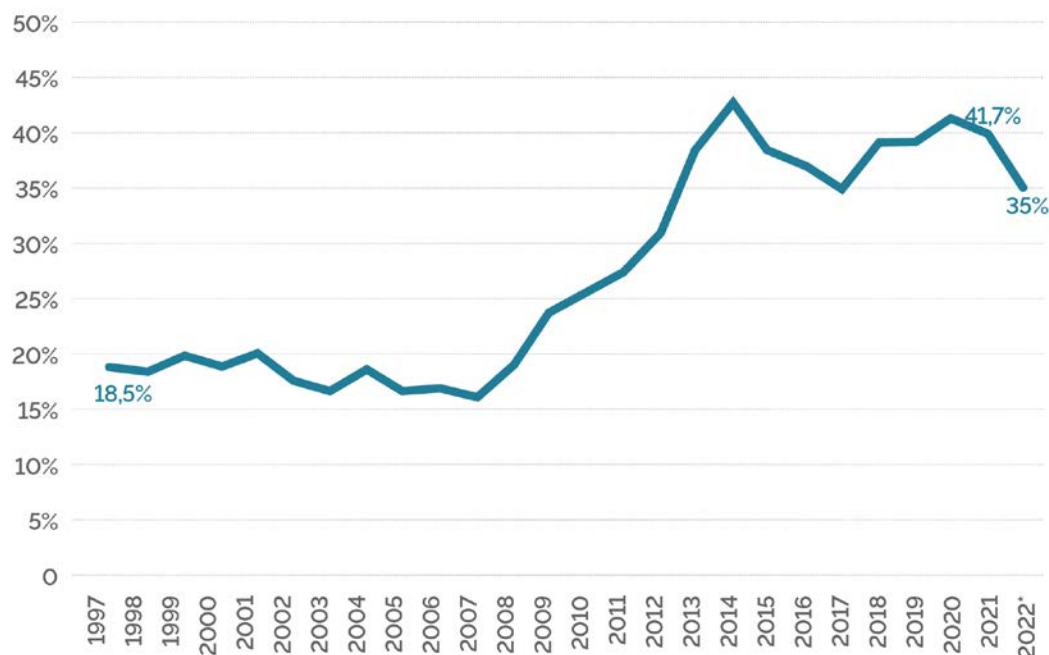
Un ruolo importante assume anche l'utilizzo di bioenergie con bilancio emissivo zero tra gli altri combustibili che nel 2020 contribuiscono per il 10,8% della produzione termoelettrica. Si tratta di un notevole incremento considerando che nel 1990 il contributo delle bioenergie alla produzione termoelettrica era dello 0,03% e fino al 2005 era di 1,9%. La differenza tra i fattori di emissione del parco termoelettrico con e senza il contributo delle bioenergie mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione. La differenza diventa rilevante successivamente al 2000 in seguito all'incremento della quantità di biomasse solide e di rifiuti solidi urbani o assimilabili utilizzati per la produzione elettrica e all'ancora più rilevante incremento di bioliquidi e biogas osservato successivamente al 2008⁹. Da notare che in quegli anni, a seguito degli impatti sull'economia reale della grande crisi finanziaria del 2007-08, si è osservata una riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. I dati mostrano che il 2014 rappresenta l'anno in cui si è raggiunto il minimo di produzione elettrica dall'inizio della crisi economica. Negli anni successivi si osserva una decisa ripresa della produzione elettrica e, parallelamente, della produzione termoelettrica. Le emissioni del settore termoelettrico nel 2016 sono diminuite del 26,6% rispetto al 1990, a fronte di un incremento nello stesso periodo della produzione del 11,9% a dimostrazione del virtuoso effetto sostituzione che c'è stato con i vantaggi ambientali dati dall'utilizzo del gas naturale, derivanti anche dall'incremento di efficienza delle centrali che è proseguito anche negli anni più recenti. A giugno 2023 a Porto Marghera (Ve) è stata inaugurata la più efficiente centrale d'Italia e tra le prime al mondo: una nuova centrale a ciclo combinato a gas da 780 MW che ha sostituito un precedente impianto termoelettrico.

Un percorso tracciato, ma tutt'altro che facile

Negli ultimi 25 anni il contributo delle rinnovabili alla produzione di energia elettrica, se si considerano il 2021 e il 2022 anni anomali (v. *supra*), può considerarsi più che raddoppiato (Figura 4.4).

⁹ Ispra, *Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*, Rapporto Ispra 363/2022.

FIG. 4.4 - QUOTA FER SU PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA DAL 1997 AL 2022*



Fonte: Elaborazione su dati GRITN/TERNA

Un andamento non certo disprezzabile (nello stesso periodo la produzione è cresciuta quasi del 14%) che è certamente destinato a migliorare con immaginabili benefici sul lato della sicurezza degli approvvigionamenti. Una maggior diffusione e produzione di energia generata fonti rinnovabili implica, infatti, anche se non sempre direttamente e proporzionalmente, una minor dipendenza da combustibili fossili (importati) e quindi una maggior sicurezza energetica. Anche se non mancano rischi di una nuova dipendenza tecnologica, che riguarda eolico e fotovoltaico e ancor di più i sistemi di accumulo, che come di usa dire delle nuove rinnovabili sono fattori abilitanti.

Come ormai è piuttosto risaputo, in Italia ma non solo, non la realizzazione degli impianti, di varia taglia, non è così facile, come noti sono i nodi e le lentezze autorizzative che andrebbero sciolti e superate.

Tra i punti di forza delle nuove rinnovabili, del solare fotovoltaico, in particolare vi è senz'altro la possibilità di installazioni domestiche o comunque di piccola taglia comunque utili per l'autoconsumo, che può essere anche collettivo e che è alla base delle Comunità Energetiche Rinnovabili su cui tante attese sono riposte; a modesto avviso di scrive con tutta probabilità anche troppe.

Tanti piccoli impianti, infatti, sono utili, ma (purtroppo) non necessariamente sufficienti. I numeri che riguardano la Germania, di nuovo, possono essere d'aiuto.

Il 2023 è stato un anno record per le installazioni di solare fotovoltaico e termico su tetti e spazi aperti tedeschi sono stati realizzati più di un milione di nuovi impianti. Tra questi l'Agenzia federale delle reti ha stimato che sempre nel solo 2023 sono stati messi in funzione

circa 270.000 dispositivi solari *plug&play* – le cosiddette “centrali elettriche da balcone”, un valore più che quadruplo rispetto al 2022. Tuttavia, a causa della potenza minima che caratterizza gli impianti alla spina, questi hanno rappresentato poco meno del 2% del totale dell’energia fotovoltaica installata nel 2023.

Le cose, infine, si complicano ulteriormente se dall’energia elettrica si passa all’energia primaria, che non a caso si misura in tep (tonnellate equivalenti di petrolio)¹⁰. Ambito in cui nel 2023 il petrolio ha nuovamente superato il gas naturale come prima fonte italiana. Una flessione dovuta ai minori consumi nel riscaldamento e nella generazione di energia elettrica che invece erano stati proprio i binari su cui nel 2016, benché di pochi decimali, il gas naturale era passato in testa.

Sull’energia primaria le fonti rinnovabili sono decisamente più indietro basti dire che pesano intorno al 18,5%, valore sui cui era attestata la produzione di energia elettrica verde 25 anni fa (v. *supra*).

Dovrebbe dunque essere piuttosto chiaro, che la diffusione delle energie rinnovabili debba essere accompagnata da una pari attenzione per l’efficienza e il risparmio energetico¹¹.

¹⁰ Un’unità di misura di energia usata soprattutto con riferimento ai bilanci energetici, poiché esprime i consumi energetici primari o in usi finali con un’unica unità per ciascun vettore energetico. Rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una *tonnellata di petrolio grezzo* e vale circa 42 GJ.

¹¹ L’uso (più) razionale dell’energia come si usa dire in Francia.

5. Diplomazia energetica italiana nel continente africano

Francesco Sassi

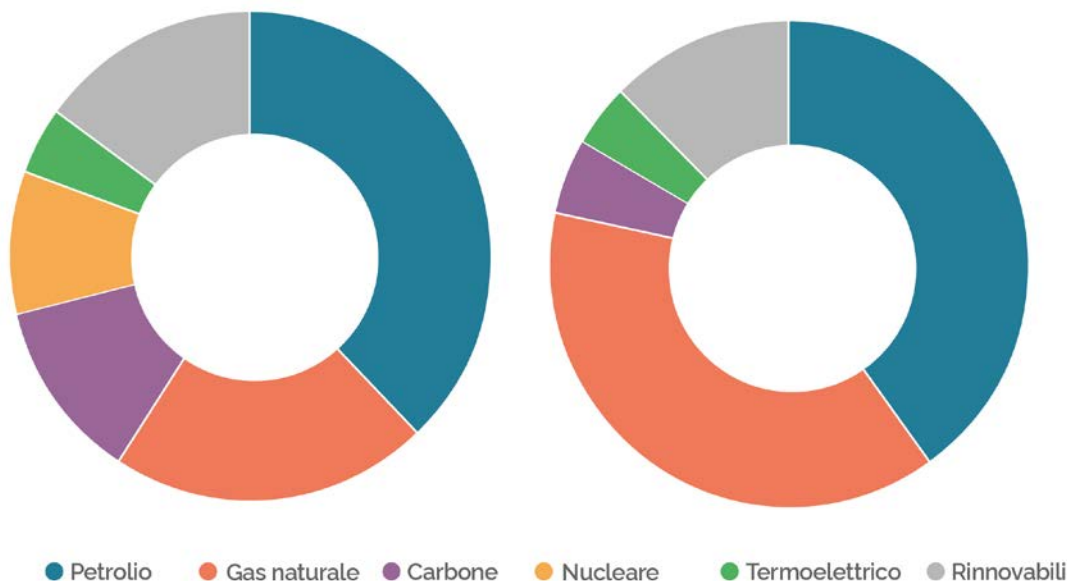
La profonda rimodulazione dei flussi energetici europei e il costituirsi di un nuovo ordine energetico globale sono, in questa fase, due delle trasformazioni più significative del panorama internazionale. La creazione di nuove mappe fisiche e concettuali dell'energia e dei mercati che ne compongono gli ingranaggi più rodati è un processo appartenente a un mondo dinamico e di un'industria in costante cambiamento. Pur rappresentando un movimento perenne, questa evoluzione è profondamente accelerata in seguito alla pandemia da Covid-19, gli eventi tragici seguiti all'invasione russa dell'Ucraina e oggi in conseguenza dell'escalation di violenze in tutto il Medio Oriente. Uno scenario, dunque, assai fluido che passa dal "riordino del sistema energetico mondiale e muove verso la neutralità carbonica nel nome del clima" e in cui diverse forze sono in gioco contemporaneamente¹.

L'Europa, alle prese con le difficoltà di una complessa e sfaccettata diversificazione delle importazioni, fa i conti con numerose altre sfide interne ed esterne, le quali mettono a dura prova sia la tenuta di lungo corso del Green Deal, ma anche lo stesso obiettivo di assicurare nuove forniture energetiche. Il dibattito assiste a una polarizzazione crescente tra chi percepisce il cambiamento climatico e chi, invece, vede nell'insicurezza energetica il pericolo principale al proprio benessere. Un dibattito che ricade sugli elettori europei e la loro predilezione per energie a basso impatto carbonico o per i combustibili fossili².

¹ D. Yergin, *The New Energy Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations*, Penguin Books, 2020.

² C. Arndt, "Climate change vs energy security? The conditional support for energy sources among Western Europeans", *Energy Policy*, vol. 174, 113471, 2023.

FIG. 5.1 - CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA IN UE E IN ITALIA PER FONTE (2022)



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati Energy Institute

Fenomeni concatenati che enfatizzano ulteriormente l'incapacità dimostrata dall'Unione Europea di fare fronte comune alle situazioni critiche vissute nel 2022-23, con alcuni studi che dimostrano un approccio più indirizzato alla tutela degli interessi nazionali, e l'interesse dei governi a tutelare la propria base elettorale, e più in generale una estrema politicizzazione dei mercati energetici³.

In questo ridisegnarsi delle interdipendenze energetiche in archi temporali assai ristretti, anche l'Italia ha avvertito la necessità di avviare un nuovo ciclo di strategie. A tal riguardo, i pochi studi disponibili sul tema segnalano una sorprendente continuità tra i governi Draghi e Meloni, basata sui seguenti punti⁴:

- La cospicua enfasi sulla necessità di fornire alternative di gas naturale e gli investimenti in nuove infrastrutture.
- Il rafforzamento del ruolo dei cosiddetti "campioni nazionali".
- Un'accelerazione della messa a terra di fonti rinnovabili.
- Il riorientamento dell'asse energetico da Est-Ovest, basato sulla cooperazione con la Russia, a un asse Sud-Nord, incentrato sul ruolo dell'Italia nel Mediterraneo e sulla cooperazione con i paesi africani.

³ M. Mišák e A. Nosko, "Each one for themselves: Exploring the energy security paradox of the European Union", *Energy Research & Social Science*, vol. 99, 103074, 2023; F. Sassi, "The Geopolitics of the EU-Russia Gas Trade: Reviewing Power in International Gas Markets", in F. Taghizadeh-Hesary e D. Zhang (a cura di), *The Handbook of Energy Policy*, Springer, Singapore, 2023, pp. 33-67.

⁴ A. Prontera e R. Lizzi, "The necessary reorientation of Italian energy policy", *Contemporary Italian Politics*, vol. 15, no. 2, pp. 252-268, 2023; F. Sassi, "L'energia di Meloni: come l'Italia vuole sfruttare il nuovo ordine energetico mondiale", *Il Grand Continent*, 26 ottobre 2023.

La strategia del nostro paese, discorsivamente rappresentata da un Piano Mattei che ancora non si è concretizzato, si poggia su un difficile equilibrio tra sicurezza e transizione, da raggiungere in un mutevole scenario internazionale e costruendo “rapporti di cooperazione seri strategici, da pari a pari, non predatori” con i paesi africani. Una strategia che segna, secondo la presidente del Consiglio Meloni, una discontinuità con un approccio “paternalistico, quando non predatorio” da parte europea che non ha sinora aiutato il dibattito e la cooperazione con i paesi dell’Africa, non solo quella affacciata sul Mediterraneo, ma anche e soprattutto quella subsahariana⁵. Secondo Claudio Descalzi, amministratore delegato di Eni, all’Italia spetta infatti di “guidare questo flusso per il nostro bene e per quello dell’Africa”⁶. Particolarmente significativa sarà l’attuazione di questa strategia e della diplomazia energetica italiana nel 2024, in previsione sia della guida dell’Italia nel G7 ma anche del vertice “Italia-Africa” che, rinviato a causa dello scoppio delle tensioni in Medio Oriente, si terrà i prossimi 28-29 gennaio a Roma e al quale parteciperanno diversi leader di paesi africani.

Quale percorso per sicurezza e transizione energetica in Africa?

L’analisi dei cambiamenti in atto nei sistemi energetici africani è oggi di fondamentale importanza per comprendere la nuova mappa energetica mondiale che si va disegnando. Gli sviluppi di questi sistemi, infatti, avranno un’incidenza preponderante sulla capacità dell’Unione Europea di raggiungere i propri obiettivi di sicurezza e transizione energetica. Allo stesso tempo, le popolazioni africane sono tra le prime a essere affette negativamente dagli impatti del cambiamento climatico, portando a una precarizzazione delle condizioni di salute e di sicurezza alimentare. Al pari, l’innalzamento dei mari ed eventi meteorologici estremi minacciano la vita e il benessere socioeconomico di decine di milioni di abitanti del continente.

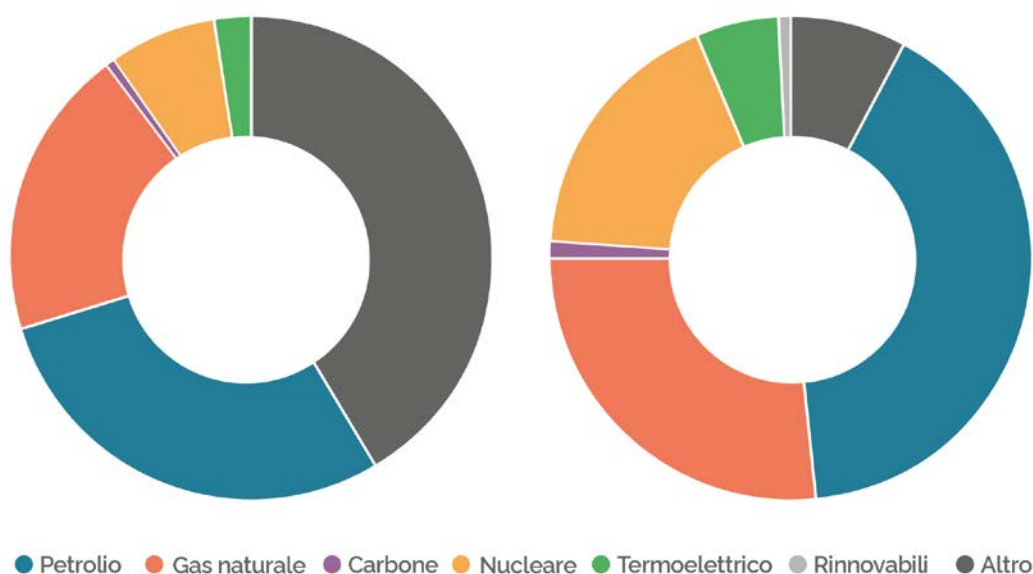
In Africa, oltre 600 milioni di persone sono prive di un accesso alle reti elettriche e 990 milioni sono senza alcun sistema di *clean cooking*⁷. Un quadro andato peggiorando negli ultimi tre anni per via degli effetti della pandemia, della crisi energetica, e infine della persistente instabilità economica e politica di un continente che nel 2030 ospiterà un quinto della popolazione mondiale. Su queste basi, si può affermare che l’Africa faticherà significativamente a garantire la propria sicurezza energetica, così come a limitare le emissioni derivanti dall’impegno di combustibili con consistenti emissioni di gas climalteranti.

⁵ L’energia e lo “sviluppo energetico” sono al centro del Piano Mattei. Nonostante non si disponga tuttora di un piano strategico redatto, la presidente Meloni ha recentissimamente puntualizzato che “l’Africa è potenzialmente un enorme produttore di energia e l’Europa ha un problema approvvigionamento energetico. E si può lavorare con investimenti sulla produzione soprattutto di energia pulita in Africa che porta lavoro, porta sviluppo e risolve a noi, anche, dei problemi e lega il nostro interesse reciproco”. Giorgia Meloni, Conferenza stampa del Presidente Meloni, Governo Italiano, 4 gennaio, 2024.

⁶ F. Landini, “Italy ready to invest in Africa to tackle energy, migration - Eni chief”, *Reuters*, 16 dicembre 2023.

⁷ International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook*, IEA, ottobre 2023.

FIG. 5.2 - CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA E GENERAZIONE ELETTRICA PER FONTE IN AFRICA (2022)



Fonte: Elaborazione dell'autore su dati Energy Institute

Mentre nel 2022 soltanto il 12% della domanda di generazione elettrica africana è stato ricoperto da fonti a basso impatto carbonico, le prospettive di crescita delle rinnovabili, e in particolare del solare, rimangono positive⁸. Sono 15 i paesi africani che hanno annunciato l'obiettivo di neutralità carbonica (dopo il 2050) e quasi 40 paesi hanno preso impegni per garantire un accesso alla rete elettrica universale, o comunque sensibilmente più alto rispetto i livelli attuali. Secondo la International Energy Agency (Iea), oltre 200 miliardi di dollari all'anno di investimenti saranno necessari per ammodernare i sistemi energetici africani e consentire un accesso universale alle reti elettriche. Eppure, problematiche burocratiche e regolatorie, la scarsa stabilità finanziaria delle utilities e un'incertezza politica ed economica diffusa hanno di fatto dimezzato gli investimenti nel settore energetico rispetto al picco di 10 anni fa⁹. Nonostante le vaste risorse energetiche a disposizione, nel corso del prossimo decennio l'Africa è destinata a divenire importatrice netta di greggio. Lo scenario riguardante il gas naturale, essenziale per mantenere bilanciati i sistemi energetici africani sino alla fine del prossimo decennio, pare migliore. Per quanto riguarda entrambe queste fonti, le quali tuttora ricoprono oltre il 70% dei consumi energetici primari dell'Africa (Figura 5.2), un'altra

⁸ Le differenziazioni regionali sulle principali fonti utilizzate nel settore della generazione elettrica sono notevoli. Mentre nell'Africa che affaccia sul Mediterraneo e in quella Occidentale il gas naturale ricopre un ruolo essenziale per molti paesi, nell'Africa subsahariana, e in particolare nel Sud Africa e i paesi confinanti, il carbone costituisce la fonte essenziale di bilanciamento dei sistemi energetici ed elettrici. L'idroelettrico ricopre il ruolo di terza fonte per importanza nei sistemi elettrici africani e il proprio apporto è geograficamente più omogeneo sull'intero territorio continentale.

⁹ Ibidem, pp. 221-225.

problematica che vale qui la pena sollevare è che soltanto i progetti destinati all'export riescono ad attrarre sufficienti capitali e assicurarsi i finanziamenti necessari alla loro realizzazione.

In assenza di sufficienti investimenti, il percorso tracciato dai leader africani per garantire sicurezza e transizione energetica si trova evidentemente in pericolo. Adottata all'unanimità dai 54 paesi africani, la Dichiarazione di Nairobi del settembre 2023 promette di aumentare considerevolmente la generazione da fonti rinnovabili, ma soltanto a fronte di investimenti di centinaia di miliardi di dollari e con un impegno profondo e costante delle economie avanzate.¹⁰ Posizioni, queste, riaffermate durante la COP28 di Dubai. Nonostante alcuni risultati positivi, la dichiarazione finale del Summit solleva diverse perplessità per il richiamo al “transitioning away” dalle fonti fossili di un continente fortemente dipendente dalle stesse¹¹. La stessa COP28 ha fatto emergere come la stessa industria energetica africana percepisca il richiamo a una transizione che allontani dalle fonti fossili come una “transizione dall'alba all'oscurità” in cui l'Africa perderebbe la capacità di disegnare e pianificare autonomamente il proprio mix energetico futuro¹².

Perché concentrarsi sulla diplomazia energetica?

La creazione e trasformazione delle tradizionali mappe energetiche e delle interdipendenze che la compongono provocherà innumerevoli cambiamenti alla geopolitica dell'energia rispetto a come l'abbiamo sinora conosciuta e studiata. Queste dinamiche, largamente al di fuori del controllo dei singoli stati, incideranno con sempre maggior forza sulla politica estera, sia per quanto riguarda i singoli paesi, ma anche da parte dei blocchi politici di maggior rilievo, come la stessa Unione Europea.

In tale contesto, la letteratura scientifica si concentra prevalentemente sulla diplomazia energetica di Cina in particolare, ma anche di Russia, India e Giappone verso il continente africano. Pochi studi hanno invece analizzato la diplomazia energetica europea verso l'Africa. Totalmente assente è addirittura lo studio della diplomazia energetica italiana alla luce della cosiddetta Green Deal Diplomacy, ovvero l'intento di Bruxelles di creare “alleanze verdi” in tutto il mondo, e della Africa-EU Green Energy Initiative, parte del Global Gateway, il progetto europeo focalizzato sulle infrastrutture internazionali che dovrebbe rilanciare il ruolo dell'UE nel continente e allineare i partner africani alla strategia di neutralità carbonica

¹⁰ I paesi africani si impegnano ad aumentare di sei volte la generazione da fonti rinnovabili portandola a 300GW entro il 2030. Il piano necessita di 600 miliardi di dollari di investimenti e l'apporto delle economie avanzate a ridisegnare congiuntamente l'architettura della finanza internazionale. Un sostegno tecnologico e industriale per far avanzare localmente l'industria energetica. African Union, “The African Leaders Nairobi Declaration on Climate Change and Call to Action”, 6 settembre, 2023

¹¹ Per una discussione sui risultati di COP28 e le implicazioni per l'Africa: “COP28: Key outcomes agreed at the UN climate talks in Dubai”, *Carbon Brief*, 13 dicembre, 2023; R. Chevallier e A. Benkenstein, “Progress on Many African Priorities, but Financing Is Cloudy”, European Council on Foreign Relations (Ecfre), 15 dicembre 2023; B. Olajide, “African countries at COP28: several big wins and a united voice”, *The Conversation*, 13 dicembre 2023.

¹² Per un riferimento alla posizione critica sui risultati di COP28 presa dall'industria energetica africana, rappresentata in larga parte da quella degli idrocarburi, una posizione molto simile a quella assunta da OPEC, si legga: African Energy Chamber, “African Countries Should Reject Anti-Fossil Fuel Policies at COP28”, 9 dicembre 2023.

dell'UE¹³. Questa lacuna nelle ricerche esistenti lascia irrisolti alcuni quesiti essenziali per comprendere come queste interdipendenze andranno a costituire le future mappe energetiche dell'Italia e dell'intera UE. Il tutto in una fase che vede l'asse Sud-Nord al centro dei processi destinati a creare un nuovo equilibrio nelle politiche di sicurezza e transizione energetica. Davanti a tali e profonde trasformazioni, la diplomazia energetica è tra gli strumenti principali in mano ai governi nazionali per assicurarsi spazi di manovra, influenzando processi di portata internazionale anziché subirne passivamente le implicazioni politiche, economiche e strategiche.

Partendo dal vasto concetto di diplomazia, un termine a sua volta in continua ridefinizione in un mondo in cui gli stati competono per l'occupazione di mercati internazionali e dove le compagnie posseggono strumenti specifici vitali per l'espansione all'estero dell'influenza nazionale¹⁴, potremmo definire la diplomazia energetica come quella serie di attività governative che tendono a incrementare la sicurezza energetica di un paese al di fuori dei propri confini, migliorandone l'accesso ai mercati globali, promuovendo altresì le opportunità di business nel settore energetico. Questo insieme di politiche possono assumere sia un carattere bilaterale che multilaterale, privilegiando quindi una dimensione geopolitica o quella di governance e normativa¹⁵. Inoltre, queste attività possono supportare il coordinamento di processi di lungo corso, come quelli inerenti alla stessa transizione energetica. Una polarizzazione che recentemente si è fatta ancora più marcata, sia in conseguenza del crollo dell'interdipendenza con la Russia, ma anche per via di un percorso accidentato della transizione, non sostenuto egualmente da tutti gli Stati membri UE. Questo fenomeno di polarizzazione ha fatto emergere vari mutamenti nei paradigmi politici europei. Alcuni, infatti, hanno rilevato un'erosione delle idee di libero mercato che hanno storicamente caratterizzato l'approccio della diplomazia energetica europea. Altri invece ritengono tuttora predominante la diffusione delle norme europee, sia per quanto riguarda la tutela del mercato unico, ma anche per quanto riguarda la salvaguardia dell'ambiente e la lotta ai cambiamenti climatici¹⁶.

Quale è dunque l'interazione tra le norme e valori propugnati dall'Unione Europea con la diplomazia energetica italiana, ovvero quale è il distinguo analitico esistente “tra le regole e la loro implementazione e la loro attuazione”¹⁷? In quale modalità l'Italia interpreta fattivamente sicurezza e transizione energetica nel continente africano, dando concretezza e producendo “atti creativi” che consentono “trasformazioni istituzionali” e rendono il paese

¹³ European Commission, *The Global Gateway*, JOIN(2021) 30 final, 1 dicembre, 2021; European Commission, *The European Green Deal*, COM(2019) 640 final, 11 dicembre, 2019.

¹⁴ S. Strange, “States, Firms and Diplomacy”, *International Affairs*, vol. 68, no.1, 1992, pp. 1-15.

¹⁵ S. Griffiths, “Energy diplomacy in a time of energy transition”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, 100386, 2019; C. Downie, “Australian energy diplomacy”, *Australian Journal of International Affairs*, 2018; D. Santos Vieira De Jesus, “Lighting the Fire: Brazil’s Energy Diplomacy, 2003-2010”, *Diplomacy & Statecraft*, vol. 24, pp.499-515, 2013.

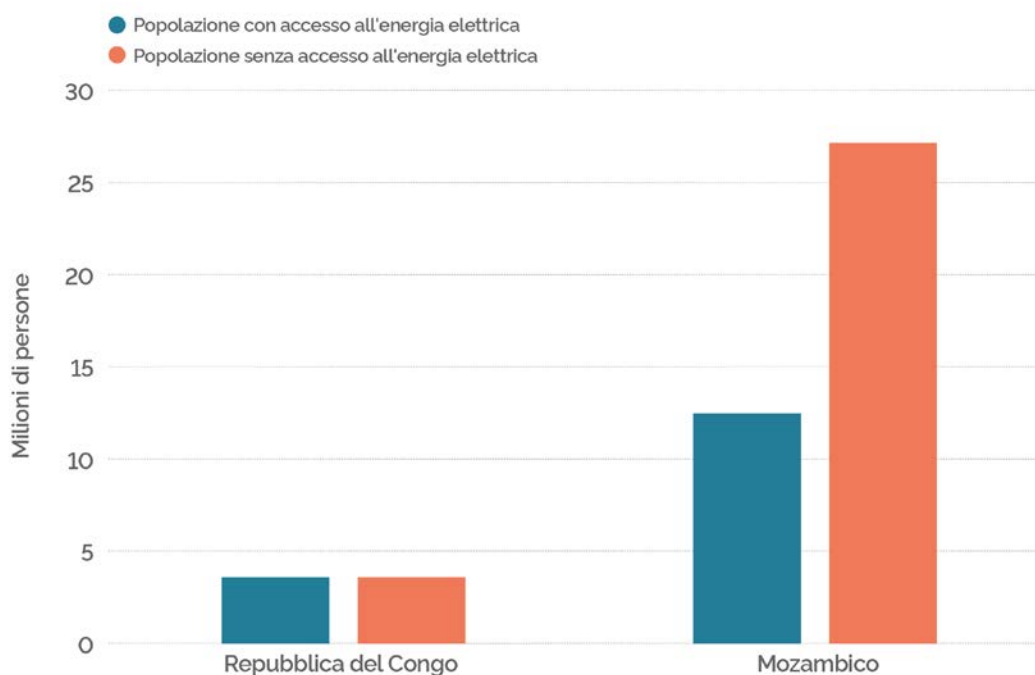
¹⁶ A. Herranz-Surrallés, “An emerging EU energy diplomacy? Discursive shifts, enduring practices”, *Journal of European Public Policy*, vol. 23, no. 9, 2016, pp. 1386-1405.

¹⁷ W. Streeck e K. Thelen, “Introduction: institutional change in advanced political economies”, in W. Streeck e K. Thelen (a cura di), *Beyond Continuity: Institutional Change in Advanced Political Economies*, Oxford, Oxford University Press, pp. 1-39, 2005.

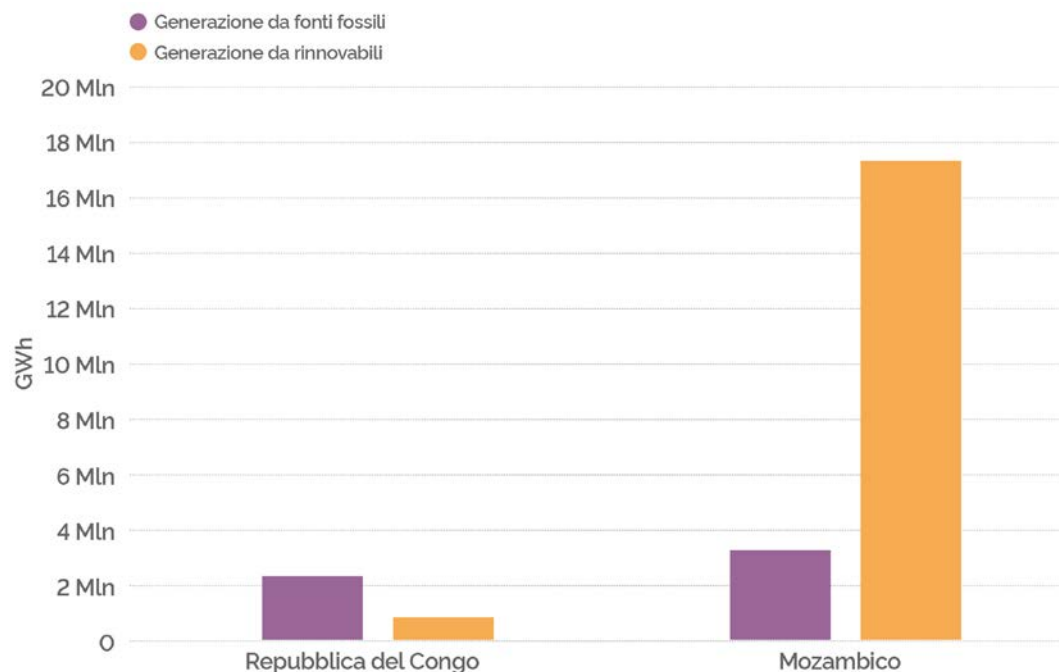
un interprete delle politiche europee? Oppure, in caso contrario, l'Italia oggi incarna “la resistenza a una innovazione istituzionale” e dunque costituisce una fonte di “continuità politica” e, nei fatti, prende le distanze dalle politiche europee sul tema energetico¹⁸?

Il resto dell'analisi si focalizzerà su come l'Italia, un paese chiave dell'Unione Europea, posizionato strategicamente al centro del Mediterraneo e predisposto alla costruzione di nuove interdipendenze con i paesi africani, abbia interpretato la propria diplomazia energetica per incidere sulle stesse pratiche europee verso il continente. Due casi studio, quelli della Repubblica del Congo e del Mozambico, sono stati scelti sulla base della loro collocazione geografica (Africa subsahariana) del simile accesso ai servizi elettrici della popolazione (almeno il 50% della popolazione ne è privo) e della presenza di ingenti riserve di gas naturale, al centro della diplomazia energetica italiana ed europea.

FIG. 5.3 - PRINCIPALI INDICATORI ENERGETICI DELLA REPUBBLICA DEL CONGO E MOZAMBICO (2021)



¹⁸ Vedi nota 14.



N.B. La generazione da fonti rinnovabili per entrambi i paesi analizzati è rappresentata interamente dal settore idroelettrico.

Fonte: Elaborazione dell'autore su dati Africa Energy Portal

La diplomazia energetica italiana nell'Africa Subsahariana: i casi di Congo e Mozambico

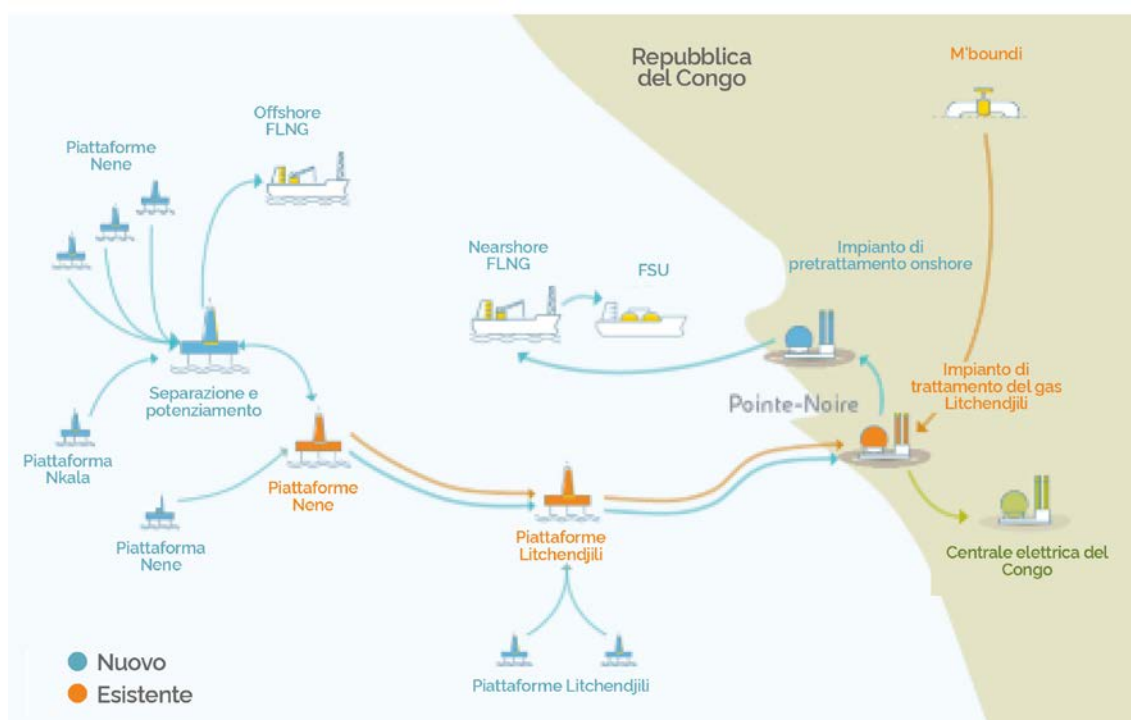
- *Repubblica del Congo*

La Repubblica del Congo è stata visitata da diversi esponenti dei recenti governi italiani. L'ex ministro degli Esteri Luigi di Maio, accompagnato dall'ex ministro per la Transizione Ecologica Roberto Cingolani e l'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi, si sono recati nel paese nei mesi appena successivi l'invasione russa, incontrando esponenti del governo congolese, incluso il presidente Denis Sassou N'Guesso. Secondo l'ex ministro Di Maio, l'intento di Roma è stato quello di "consolidare il piano italiano di sicurezza energetica", laddove la Repubblica del Congo ha rappresentato per l'Italia una "opportunità di recuperare le quote di gas naturale liquefatto" e consolidare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Un "obiettivo prioritario" per il governo Draghi, nell'ottica di ridurre i picchi di prezzo sui mercati causati dal taglio delle forniture russe. Per l'ex ministro Cingolani, gli accordi con i partner africani garantirebbero "una quasi totale indipendenza" dal gas russo "entro il secondo semestre" del 2023.¹⁹ Anche durante l'incontro dell'attuale presidente del Consiglio Giorgia Meloni con il presidente Sassou N'Guesso nell'ottobre del 2023, l'energia, e in particolare il gas naturale, ha incarnato "un elemento fondamentale" della cooperazione bilaterale, legando i destini dei due paesi "in un legame lungo e reciprocamente

¹⁹ L. Di Maio, "Con Congo rafforziamo partnership, passo avanti per sicurezza energetica", *Agenzia Nova*, 13 marzo, 2022; R. Cingolani, "Gas, dopo l'Angola il Congo: firmata l'intesa sulle forniture", *Rai News*, 21 aprile 2022.

vantaggioso”²⁰. La stessa presidente Meloni si è poi soffermata sul fatto che l’accordo tra Italia e Congo per l’importazione di gnl riguarda “il solo esubero di gas non necessario alla popolazione locale”, ribadendo come la diplomazia italiana abbia cambiato registro rispetto all’approccio “predatorio” europeo visto in passato e “mascherato da cooperazione”. Oggi, invece, l’Italia intende sviluppare questa cooperazione energetica nell’ottica di “garantire la crescita delle popolazioni nelle quali si investe”²¹.

FIG. 5.4 - LE COMPONENTI INFRASTRUTTURALI DEL PROGETTO CONGO LNG



Fonte: Eni

L’investimento principale che caratterizza la diplomazia energetica italiana nella Repubblica del Congo è senza alcun dubbio quello di 5 miliardi di dollari nel progetto Congo LNG e che riguarda produzione ed esportazione di gas naturale dal blocco offshore Marine XII. Un progetto di Eni (65%), in partnership con la russa Lukoil (25%) e la compagnia di stato Société Nationale Des Pétroles Du Congo (10%). Nella prima fase di sviluppo sarà prodotto circa 1 miliardo di metri cubi (mmc) di gnl. Successivamente, lo stesso si espanderà a 4,5 mmc di gnl entro il 2025, grazie a una nuova unità galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico (Ugpps) che andrà ad aggiungersi a Tango LNG, già in funzione. Un progetto che,

²⁰ Dichiarazioni con il Presidente della Repubblica del Congo, l’intervento del Presidente Meloni, Governo Italiano, 13 ottobre, 2023

²¹ In quest’ottica, durante la visita la presidente Meloni ha rivendicato la scelta del governo di destinare la maggior parte del Fondo per il Clima (70% pari a 3 miliardi di euro) all’Africa, legandolo al Piano Mattei e che mira a “garantire sostenibilità sociale ed economica insieme alla sostenibilità ambientale”.

tra gli altri, vede il coinvolgimento dell'italiana Saipem. I volumi iniziali di gas sono stati prodotti nel dicembre 2023 ed entro il primo trimestre del 2024 il primo cargo gnl dovrebbe essere consegnato ai clienti finali, facendo della Repubblica del Congo un nuovo esportatore di gnl a livello globale²². Un accordo siglato a settembre, e di cui non sono noti i dettagli, lega la stessa Eni, Société Nationale Des Pétroles Du Congo e Lukoil per l'acquisto e la vendita sui mercati internazionali²³. Le operazioni di marketing sono affidate a Eni, che potrà vendere il gnl ottenuto da Congo LNG sui mercati spot a prezzi tuttora superiori alla loro media storica.

Eni e Lukoil sono al momento impegnate anche nell'acquisizione congiunta di due nuovi blocchi nell'offshore congolese (Marine XXIV e Marine XXXI). Secondo alcune fonti, la partecipazione di Lukoil rimane inferiore a quella indicata dai regimi sanzionatori europei previsti contro le compagnie russe in conseguenza dell'invasione Ucraina. Per alcune fonti russe, invece, queste risulterebbero superiori e dunque contrarie alle regole stabilite dal regime sanzionatorio europeo²⁴. Parte della produzione di gas rifornirà le due principali centrali a gas congolesi, le quali contribuiscono a oltre il 70% del fabbisogno elettrico nazionale. Una fetta della produzione sarà invece indirizzata alla produzione di Gpl per i consumi destinati al clean cooking²⁵. Entro il 2025 la Repubblica del Congo, oggi produttore petrolifero e membro dell'alleanza Opec+ guidata da Russia e Arabia Saudita, ha come obiettivo di raddoppiare la produzione di idrocarburi. In quest'ottica, le riserve di gas rappresentano un'alternativa a quelle di petrolio, in diminuzione nel paese. La strategia congolese intende valorizzare le riserve di gas naturale e il governo vuole raddoppiare la produzione nazionale (Gas Master Plan e Gas Code) entro il 2025-26²⁶. Il governo di Brazzaville deve infatti rispondere a una domanda interna di gas prevista in forte espansione nei prossimi decenni. Esso intende allo stesso modo attrarre nuovi investimenti da parte di compagnie internazionali e rendere il paese un attore regionale nel settore gassifero, con l'improbabile ambizione di rendere la Repubblica del Congo tra i primi cinque esportatori al mondo di gnl nei prossimi anni²⁷.

²² Eni, "Eni started the gas introduction into Tango FLNG facility, Republic of Congo", 28 dicembre 2023; Saipem, "Saipem si aggiudica due nuovi contratti per un valore di 700 milioni di dollari", 10 agosto 2023.

²³ "SNPC, Eni Congo, Lukoil and Eni SPA sign LNG deal", *Oil Review Africa*, 18 settembre 2023.

²⁴ "Lukoil-Eni Congo license bid moves forward, not yet awarded", *Reuters*, 17 marzo, 2023; Производство на СПГ-проекте с участием «Лукойла» в Конго начнется в декабре (La produzione al progetto di gnl in Congo con la partecipazione di Lukoil inizierà a dicembre), *Vedemosti*, 17 marzo, 2023

²⁵ Eni, "The Integrated energy access project in the Republic of Congo".

²⁶ Société Nationale Des Pétroles Du Congo prevede altresì l'investimento del 5% del proprio budget verso progetti a basso impatto carbonico, e in particolare lo sviluppo di progetti nell'idrogeno nel lungo periodo e non legati ai progetti ora in via di sviluppo. P. Valdano Itoua e D.E. Ndinga Manguet, "Gas Valorization in the Republic of Congo: Production of Electricity from National Gas Reserves", *National Resources*, vol. 12, pp. 164-80, 2021; "Congo's SNPC sees new opportunities in gas and hydrogen", *The Energy Year*, 22 maggio 2023.

²⁷ "INTERVIEW: Republic of Congo to double hydrocarbons output by 2025 with pivot to gas", *S&P Global*, 24 ottobre, 2023; C. Mitchell e R. Griffin, "INTERVIEW: Republic of Congo joins race to boost oil output ahead of Nov OPEC+ baseline revision", *S&P Global*, 11 luglio 2023.

- *Mozambico*

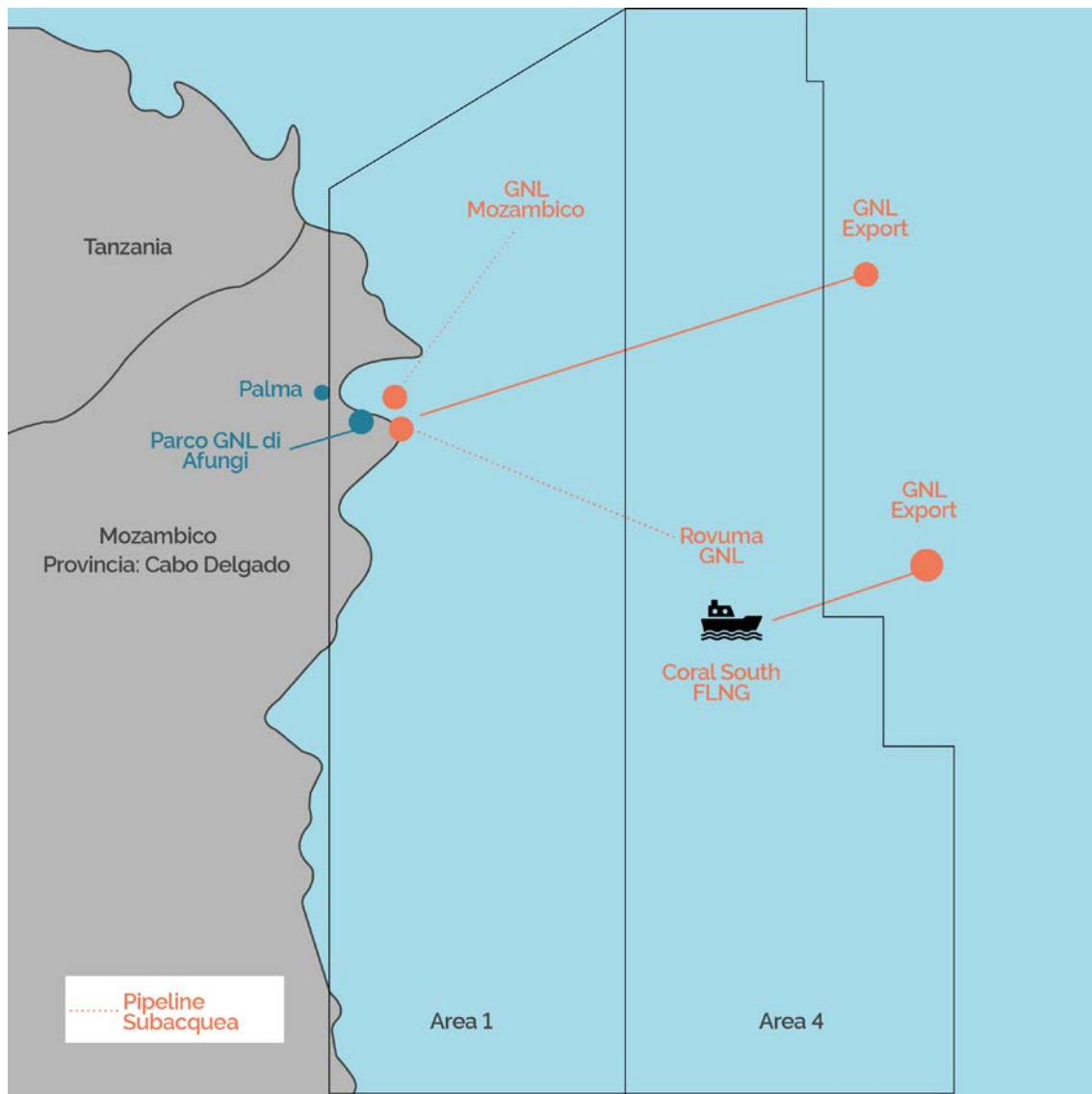
Il rituale diplomatico del governo italiano in Mozambico ha ribadito la centralità per Roma del gas naturale nella propria diplomazia energetica. Durante la visita nel paese nel marzo 2022, l'ex ministro Luigi di Maio, accompagnato dall'amministratore delegato di Eni Claudio Descalzi, ha incontrato il presidente della Repubblica Popolare del Mozambico, Filipe Nyusi. L'allora ministro degli Esteri ha affermato che il Mozambico "è tra i paesi con un interessante potenziale di crescita per le esportazioni di gas" e per questa ragione il governo italiano ha voluto approfondire la collaborazione energetica²⁸. L'energia, e i progetti di Eni nella produzione di gnl in Mozambico, sono stati al centro dell'incontro tra il presidente della Repubblica Italiana Sergio Mattarella e il presidente Nyusi. Durante la visita del luglio 2022 si è anche tenuta la cerimonia per la firma del Piano indicativo Pluriennale (Pip) 2022-2026 bilaterale dal valore di 85 milioni di euro. Anche durante la visita del presidente Mattarella, la collaborazione gassifera e l'esportazione di gnl è stata posta al centro dei rapporti bilaterali e promossa come modello di cooperazione per altri settori economici²⁹. Nell'ottobre del 2023, la visita della presidente Meloni in Mozambico ha ribadito ulteriormente il ruolo dell'energia come "materia fondamentale che può legare molto di più il destino dell'Europa con il destino dell'Africa". Un partenariato strategico che consenta "al continente africano e a Nazioni come questa di poter valorizzare di più le tante risorse delle quali dispongono" caratterizzato dunque dalla componente energetica³⁰.

²⁸ A dispetto di quanto avvenuto nella Repubblica del Congo, l'ex ministro ha anche segnalato le opportunità e potenzialità che riservano i settori delle energie rinnovabili. Luigi Di Maio, Ambasciata d'Italia Maputo (Facebook), 21 marzo, 2022.

²⁹ Presidenza della Repubblica, Dichiarazioni alla stampa del presidente della Repubblica Sergio Mattarella al termine del colloquio con il presidente Filipe Jacinto Nyusi in occasione della visita di Stato nella Repubblica del Mozambico, 5 luglio 2022.

³⁰ Visita in Mozambico, punto stampa del Presidente Meloni, Governo Italiano, 13 ottobre 2023.

FIG. 5.5 - I MAGGIORI PROGETTI DI GNL IN MOZAMBICO



Fonte: International Institute for Sustainable Development

Il progetto Coral South, dove l'operatore è Eni, in partnership al 66,66% al pari con l'americana ExxonMobil e la compagnia di stato cinese CNPC per lo sviluppo dei vasti giacimenti gassiferi al largo delle coste del Mozambico, è il punto focale dell'intera diplomazia energetica tra Roma e Maputo³¹. Con un investimento di sette miliardi di dollari per circa 4,7 mmc di capacità produttiva annua, la Ugpss Coral Sul è entrata in funzione nel novembre 2022³². I primi cargo hanno raggiunto i mercati europei tra il dicembre 2022 e il gennaio 2023, durante il primo inverno trascorso dopo il taglio delle forniture russe all'Europa. La

³¹ I soci minoritari del progetto Coral Sul sono la compagnia di stato mozambicana ENH, la sudcoreana Korean Gas e la portoghese GALP

³² Eni, Coral South, il giacimento di gas al largo del Mozambico.

produzione di Coral South è interamente nelle disponibilità della compagnia inglese BP che nel 2016 ha acquistato i volumi di gnl per rivenderlo sul mercato spot. La società mira ad avere un portfolio di oltre 40 mmc di gnl entro il 2030 e grazie ai prezzi senza precedenti sul mercato del gnl ha potuto registrare entrate record nel corso del 2022³³. Dopo l'annuncio del blocco del transito delle metaniere di BP attraverso il Mar Rosso per via della crescente tensione negli stretti mediorientali provocata dai continui attacchi dei ribelli yemeniti Houthi, è oggi logico attendersi che i carichi di gnl prodotti da Coral South saranno indirizzati ai mercati asiatici.³⁴ Questi sono infatti assai più vicini alla regione dell'Africa Orientale rispetto i mercati europei, per raggiungere i quali è oggi necessario circumnavigare l'intera Africa, aggiungendo imponenti costi all'esportazione di gnl.

Attorno al medesimo giacimento di Coral, con circa 450 mmc di riserve di gas a disposizione, le stesse compagnie coinvolte in Coral South sono oggi in fase di negoziazione con Maputo per la realizzazione di una seconda Ugps della stessa capacità. Un progetto che prende il nome di Coral North. Secondo Eni, questo prospetto rappresenta una grande opportunità per “sviluppare le sue risorse e portare a significativi guadagni” oltre che “una grande opportunità per l'Europa di diversificare gli approvvigionamenti”³⁵. Una decisione finale d'investimento per Coral North è stata pianificata entro la metà del 2024. La strategia di Eni verso la produzione di gnl in Mozambico è risultata vincente rispetto i progetti concorrenti di Mozambique LNG e Rovuma LNG, guidati rispettivamente dalla francese TotalEnergies e l'americana ExxonMobil e dai costi faraonici attesi per 20 e 30 miliardi di dollari. Entrambi i progetti sono stati fermati nel 2021 a causa di violente insurrezioni nella regione di Cabo Delgado da parte di miliziani appartenenti allo Stato Islamico e hanno subito ulteriori ritardi a causa di problemi legati alle supply chain e aumenti dei costi. Soltanto recentemente è emerso che TotalEnergies potrebbe riattivare la costruzione di Mozambique LNG nel primo trimestre del 2024³⁶. Durante COP28, il presidente Nyusi ha annunciato una strategia energetica del Mozambico che prevede 80 miliardi di dollari al 2050 diretti allo sviluppo sia di gas naturale, ma anche all'espansione di investimenti in energie rinnovabili. Queste ingenti somme consentirebbero l'acceleramento della “traiettoria di sviluppo socioeconomico a basso impatto carbonico”, sfruttando in parte i guadagni ottenuti dalla vendita di gnl e accumulati nel Fondo Sovrano Nazionale³⁷. Un settore, quello dell'industria del gas mozambicano, che dal 2012 ha concesso forniture crescenti al mercato interno, ma che ha dato prova di un'inefficiente produzione elettrica da gas, connivenze politiche e il

³³ Due cargo di gnl hanno raggiunto i terminal italiani di Livorno e Rovigo, mentre i rimanenti hanno raggiunto Spagna e Croazia. “BP begins LNG shipping from Mozambique's LNG project”, *Offshore Technology*, 15 novembre 2022; R. Bouso e S. Nasralla “BP makes record profit in 2022, slow shift from oil”, *Reuters*, 7 febbraio 2023.

³⁴ A. Lawson, “BP halts oil and gas shipments through Red Sea after rebel attacks”, *The Guardian*, 18 dicembre 2023.

³⁵ F. Landini e W. Roelf, “Eni and partners to decide on Mozambique LNG investment by mid-2024, sources say”, *Reuters*, 10 ottobre 2023; M. Hill, “Eni Plans Second LNG Platform Off Mozambique as Europe Seeks Gas”, *Bloomberg*, 2 agosto 2022.

³⁶ “TotalEnergies to restart its delayed Mozambique LNG project in early 2024”, *Reuters*, 22 dicembre 2023.

³⁷ “COP28: Mozambique's \$80 billion energy transition will leverage its vast renewable resources, says President”, African Development Bank Group, 6 dicembre 2023.

trasferimento di rendite pubbliche alle élite locali legate al partito dominante Frelimo. Il tutto sullo sfondo dei recenti scandali di corruzione che hanno causato infiniti danni a una delle economie più povere del continente africano³⁸. Fattori che ben chiariscono quanto in salita rimanga la strada per realizzare la strategia del Mozambico di sfruttare le ingenti riserve di gas naturale nel bacino di Rovuma e divenire uno dei principali esportatori di gnl al mondo.

³⁸ P. Salimo, L. Buur, e J.J. Macuane, “The politics of domestic gas: The Sasol natural gas deals in Mozambique”, *The Extractive Industries and Society*, vol. 7, n. 4, 2020, pp. 1219-29; “[The fallout from Mozambique’s debt scandal reaches a London court](#)”, *The Economist*, 12 ottobre 2023.

6. Energia in Libia: quali opportunità in un contesto di crisi?

Arturo Varvelli e Angela Ziccardi

La Libia, pur non attraversando un periodo di aperta conflittualità, continua a vivere una lunga fase di instabilità politica e divisione del paese. Appare evidente come la difficoltà o la mancata volontà dei principali attori interni di raggiungere un accordo di pace definitivo stia progressivamente conducendo il paese a una sorta di conflitto congelato. Sul piano internazionale la mediazione di Abdoulaye Bathily, inviato speciale del segretario generale delle Nazioni Unite in Libia, non sembra a oggi aver conseguito risultati rilevanti e la situazione appare ancora in stallo. I molteplici livelli di questa crisi pluridimensionale coinvolgono anche il comparto petrolifero. A partire dal cessate-il-fuoco dell'ottobre 2020, la dimensione militare ha lasciato sempre più il passo a uno scontro a tutto campo sul piano politico, sfociato in un'intensa competizione per il controllo delle risorse petrolifere. Dall'inizio del 2022 la politicizzazione del settore oil & gas si è fatta più marcata, come evidenziato dall'avvicendamento al vertice della National Oil Corporation (NOC). Il governo di Tripoli (Governo di Unità Nazionale - Gnu) presieduto dal primo ministro Abdel Hamid Dbeibah, a capo dell'esecutivo da 15 marzo 2021, appare aver consolidato il potere ma non abbastanza da consentirgli di assumere il pieno controllo del paese. In Cirenaica il generale Khalifa Haftar è riuscito non solo a ricostruirsi una credibilità sostanzialmente perduta a seguito della fallimentare offensiva contro Tripoli portata avanti dalla sua Libyan National Army (Lna) nel corso del 2019-20, ma ha anche compiuto una vera e propria resurrezione politica che lo pone nuovamente nella privilegiata posizione di attore necessario per decidere le sorti del paese. Dopo aver sostanzialmente delegato al primo ministro del Gnu (il governo dell'est del paese) Fathi Bashagha l'iniziativa neanche troppo convinta di spodestare Dbeibah, il generale ha ritenuto opportuno azionare la leva petrolifera imponendo il blocco della produzione nelle aree da lui controllate, tra l'aprile e il luglio 2022. Il risultato, amplificato dalla crisi energetica globale, e privando lo Gnu di una sostanziale fonte di introiti in un momento critico, ha consentito al generale di tornare centrale nelle dinamiche libiche costringendo Dbeibah a fare alcune importanti concessioni. Le dimissioni dello storico presidente Mustafa Sanalla e il successivo arrivo di Ferhat Bengdara a capo della NOC evidenziano come sia stato raggiunto un delicato compromesso tra le fazioni rivali che ha permesso il riavvio della produzione e meccanismi informali di spartizione della rendita tra le parti in causa. La mediazione degli Emirati Arabi Uniti (Eau) ha reso palese come la posizione di forte sostegno, politico e militare, assunta dagli Eau a favore del Lna durante l'ultima fase del conflitto sia oggi ormai superata dalla diversa congiuntura internazionale che vede una fase di distensione tra gli attori regionali, con gli Emirati più attenti a un ruolo di mediazione e caratterizzati da un nuovo pragmatismo.

Tuttavia, anche questa soluzione mediata – un fragile e informale accordo – non ha posto fine alle rivendicazioni sul settore petrolifero che vengono usate periodicamente come arma

politica. Il 3 luglio 2023 Haftar ha per esempio minacciato di intraprendere una nuova azione militare qualora le autorità di Tripoli non avessero provveduto a costituire un “alto comitato finanziario” per la sovrintendenza della distribuzione delle entrate petrolifere entro la fine di agosto (istituito tre giorni dopo dalle autorità di Tripoli)¹. L’11 luglio 2023 vi sono state manifestazioni di protesta in due dei principali giacimenti petroliferi della Libia, Sharara ed El-Feel, entrambi sotto il controllo di forze di Haftar, a causa del rapimento dell’ex ministro delle Finanze Faraj Bumatar dopo il suo arrivo all’aeroporto di Tripoli. Il suo rilascio il 16 luglio ha portato a una ripresa delle operazioni nei due giacimenti. Ad agosto la riunificazione della Banca centrale libica dopo quasi un decennio di divisione (dal 2014 le autorità dell’est della Libia utilizzavano una Banca centrale parallela con sede a Bengasi) avrebbe dovuto favorire un clima politico ed economico più certo in quanto la Banca centrale di Tripoli ha mantenuto negli anni la responsabilità per la distribuzione delle entrate petrolifere tra le diverse istituzioni statali. Tuttavia, seppure l’allentamento del braccio di ferro tra Dbeibah e Haftar sia uno sviluppo apparentemente positivo, mostra chiari limiti: se i due leader hanno dimostrato più volte di potersi mettere d’accordo su decisioni istituzionali volte a facilitare la ripartizione dei proventi del petrolio, è comunque improbabile che riescano a raggiungere un compromesso per dare il via a elezioni libere. È molto difficile pensare che queste si possano tenere prima della metà del 2024 e il ritorno a un conflitto civile su larga scala resta ancora un rischio reale. Questa incertezza comporta chiaramente l’impossibilità di uno sviluppo strategico del settore energetico con nuovi investimenti e l’ammodernamento delle infrastrutture energetiche già esistenti.

Quadro economico-energetico del paese

Nonostante i problemi di sicurezza e la mancanza di un’autorità centrale abbiano inciso profondamente sul settore energetico, l’economia libica continua a dipendere dagli idrocarburi, ancora destinati a trainare il mix energetico del paese per tutto il decennio.

Il settore petrolifero, che a oggi impiega circa l’85% della forza lavoro pubblica, si prevede rappresenterà quasi il 95% delle entrate finanziarie nel 2023-27². La riunificazione della Banca centrale libica nell’agosto 2023 ha ridato un lieve slancio della produzione, cresciuta del 15,5% nel 2023 (e con stime di crescita dell’8,7% nel 2024)³ e con una quota produttiva di 1,14 milioni di barili al giorno (b/g) a novembre 2023⁴. Tuttavia, tale capacità rimane lontana dai livelli di 1,7 milioni di b/g raggiunti nel 2006-08, nonché disallineata dai piani ambiziosi della NOC e dello Gnu – annunciati nel 2022 – di riportare la produzione a 2 milioni di b/g nel breve termine (livello raggiunto per l’ultima volta nel 1979)⁵. Il riavvio di pozzi petroliferi – interrotto durante la guerra civile – difficilmente colmerà le carenze nelle infrastrutture del paese, che da anni non ricevono investimenti. Al contempo, la vulnerabilità delle raffinerie

¹ F.M. Firmian, [Libia: vecchie rivalità e rischio di nuova instabilità](#), Commentary, ISPI, 18 settembre 2023.

² Economist Intelligence Unit, [One-click report: Libya \(December 2023\)](#).

³ Ibidem.

⁴ International Energy Agency (IEA), [Oil Market Report – December 2023](#).

⁵ [One-click report: Libya \(December 2023\)](#)..., cit.

nazionali a interruzioni dei giacimenti, ancora probabili in caso di nuove instabilità politiche, fa difficilmente auspicare un ritorno a ritmi produttivi simili a quelli pre-2011.

Relativamente al gas, i dati sembrano promettenti, con una produzione che appare in aumento più rapido rispetto a quella petrolifera passando da 12,7 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) nel 2022 a una stima di 21 milioni di tep nel 2032⁶. Al contempo, vale la pena notare come si stia registrando una crescita considerevole del consumo interno lordo di energia, spostandosi da 19,319 ktep nel 2023 a 20,158 ktep nel 2024 (variazione % da 1,9 a 4,3 annua), fino ad arrivare a 23,055 ktep nel 2032⁷. Se oggi la Libia rimane un esportatore netto di gas, il consumo domestico potrebbe portare il paese a ricorrere anche a eventuali importazioni per approvvigionare il suo mercato interno, soprattutto per una maggiore domanda di elettricità (al momento totalmente dipendente dai combustili fossili)⁸. Squilibri che potrebbero spingere la Libia a rivolgersi a esportatori vicini, come Algeria e Egitto, a discapito dei suoi paesi importatori, come l'Italia.

Energy: Key Indicator	2021 ^a	2022 ^a	2023 ^b	2024 ^b	2025 ^b	2026 ^b	2027 ^b	2032 ^b
GDP (US\$ bn at market exchange rates)	46,356	40,818	45,579	51,017	57,364	66,652	79,885	107,338
Real GDP (% Change, year tot year)	38.4	-5.6	9.0	7.7	9.4	8.4	7.5	2.3
Population (m)	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	8.0
Population (% Change, year tot year)	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	0.9
Gross domestic energy consumption (Ktoe)	19,196	18,961	19,319	20,158	20,980	21,340	21,743	23,055
Gross domestic energy consumption (% Change, year tot year)	17.8	-1.2	1.9	4.3	4.1	1.7	1.9	1.2

Source: EIU; OECD/IEA 2023 IEA Statistics, www.iea.org/data-and-statistics, licence: www.iea.org/terms.

Più in generale, la traiettoria della produzione di petrolio e gas in Libia nel prossimo decennio dipenderà dagli sviluppi della situazione politica e di sicurezza – e relativa disponibilità degli investitori esteri a tornare nel paese – insieme all'andamento internazionale dei prezzi degli idrocarburi. Come già detto, la guerra civile ha danneggiato gravemente le strutture energetiche libiche, causando interruzioni alla produzione e inaffidabilità di fornitura di materie prime. Prima che, la scorsa estate, venisse formalizzata per alcune aziende straniere (tra cui l'Italiana Eni) la revoca dello stato di forza maggiore su alcune aree esplorative, non sono state condotte esplorazioni onshore per quasi 10 anni, lasciando in funzione giacimenti

⁶ Ibidem.

⁷ Ibidem.

⁸ “La Libia produce sempre meno gas e ne spreca quasi metà”, *Agenzia Nova*, 25 dicembre 2023.

vecchissimi⁹. Per questo motivo, il deficit sui servizi risulta e rimarrà elevato, incidendo sul 15,2% del Pil per tutto il periodo 2024-28, data anche la dipendenza della Libia dalle compagnie straniere per la manutenzione dell'industria petrolifera e di idrocarburi¹⁰. Un recupero e ammodernamento di molte infrastrutture energetiche potrebbe avvenire solo con sforzi di ricostruzione tramite finanziamenti internazionali, che risultano a oggi improbabili in un paese ancora biforcuto politicamente e che fatica ad arrivare a elezioni. La NOC starebbe cercando di attirare nuovi investimenti esteri per una nuova tornata di licenze nei bacini petroliferi di Sirte, Murzuq e Ghadames. Si tratta comunque di un'operazione di difficile attuazione senza stabilità politica e che, se dovesse andare in porto, costituirebbe la prima tornata di licenze in circa 20 anni¹¹. Inoltre, anche in caso di nuovi investimenti nel settore, la manutenzione dell'industria petrolifera, già pienamente nelle mani di compagnie straniere, tenderebbe ad accrescere, gravando ulteriormente sul bilancio dello stato. Senza dimenticare che la capacità del governo di utilizzare le entrate petrolifere a vantaggio della popolazione libica risulta limitata da un servizio civile debole e da alti livelli di corruzione. Ulteriori elementi che potrebbero non incentivare gli investitori internazionali a tornare in Libia.

A ciò va aggiunta la dipendenza del settore energetico libico dal mercato internazionale di gas e petrolio, le cui oscillazioni hanno conseguenze molto influenti. Gli ultimi dati dell'Economist Intelligence Unit prevedono un aumento della produzione e dei prezzi internazionali di idrocarburi nel 2024, con una spinta del surplus commerciale libico e un piccolo ampliamento dell'avanzo delle partite correnti al 12,8% del Pil. Tuttavia, questi prezzi sono dati in calo negli anni a seguire, con possibili contrazioni di tale avanzo commerciale¹². Fluttuazioni del mercato ed eventuali destabilizzazioni potrebbero avvenire anche a seguito delle ultime tensioni regionali causate dalla guerra in corso tra Israele e Hamas. Lo scorso novembre una petroliera che doveva caricare greggio dal terminal di Mellitah, nella Libia occidentale, è stata respinta perché aveva fatto rotta verso Israele prima di tentare il carico in Libia¹³. La rabbia verso Israele nutrita in buona parte del mondo arabo a seguito degli avvenimenti a Gaza ha portato alcune autorità portuali libiche a intensificare i controlli sui viaggi delle petroliere, elemento che potrebbe rivelarsi destabilizzatore per il commercio di greggio libico. Eventuali contraccolpi negativi potrebbero sorgere anche con la disputa emersa nel Mar Rosso, possibile detonatrice di un aumento dei costi di trasporto di idrocarburi su scala internazionale, con effetti di spillover anche nei paesi del Nordafrica e in Libia.

⁹ Eni, "Eni revoca lo stato di Forza Maggiore su tre asset esplorativi in Libia", comunicato stampa, agosto 2023.

¹⁰ One-click report: Libya (December 2023)..., cit.

¹¹ Libya Turns Away Oil Tanker in Protest of Israeli Aggression in Gaza, OilPrice.com, 17 novembre 2023.

¹² One-click report: Libya (December 2023)..., cit.

¹³ "Libya Rejects Proteus Philippa Oil Tanker From Loading After Israel Shipment", Bloomberg, 14 novembre 2023.

Ruolo dell'Italia alla luce dei nuovi sviluppi geopolitici

Nonostante il contesto a geometria variabile sul quadro degli investimenti esteri, l'Italia ha da sempre ricoperto un ruolo chiave e cercato di mantenere attive le proprie attività economico-energetiche in Libia. L'Italia è il secondo paese di destinazione delle esportazioni libiche (che sfiorano i 10 milioni di euro) con petrolio e gas che rappresentano circa il 96% delle importazioni¹⁴. Il gas libico destinato all'Italia viene prodotto nei giacimenti di Wafa e Bahr Essalam, dove opera la Mellitah Oil & Gas, joint venture paritaria tra la NOC e l'Italiana Eni (operante in Libia dal 1959). Da qui il flusso raggiunge le coste italiane attraverso il Greenstream, gasdotto sempre gestito da Eni che, lungo 520 chilometri e dalla capacità massima di 11 miliardi di metri cubi all'anno, collega Mellitah a Gela lungo il Mar Mediterraneo¹⁵. Al contempo, a oggi l'Italia risulta il terzo fornitore della Libia, con metà delle esportazioni italiane rappresentata dai coke e dai prodotti petroliferi raffinati (53,9%)¹⁶. Lo scoppio della guerra russo-ucraina nel 2022 ha alimentato gli interessi energetici di Roma in Libia nella strategia di diversificazione da Mosca. Nei primi mesi del 2023, Greenstream ha trasportato volumi superiori del 22% rispetto al 2022¹⁷, ma in generale si tratta di flussi ben al di sotto della capacità del gasdotto. Secondo l'Audit Bureau Libico, la quantità totale esportata nel 2022 in Italia tramite il Greenstream non ha superato i 2,48 miliardi di metri cubi, pari al 10% della produzione totale lorda (stimata di 24,40 miliardi di metri cubi) e a poco meno di un terzo di quanto prodotto da Eni in Libia l'anno scorso (9,3 miliardi di metri cubi)¹⁸. Questo lascia intendere che buona parte di gas viene sprecata a causa di inefficienze infrastrutturali. Spesso, infatti, il gasdotto incorre a interruzioni dovute a lavori di manutenzione – come avvenuto lo scorso dicembre 2023¹⁹ – elemento che mette in luce la necessità di migliorie (con investimenti) da parte dell'Eni in tal senso – e più in generale nell'intero comparto energetico del paese.

¹⁴ Borsa Italiana, [Italia-Libia: Oltre 250 imprenditori dei due Paesi si incontrano a Roma per lavorare e crescere insieme](#)

¹⁵ Energia Oltre, [Ecco come l'Eni si sta sviluppando in Libia](#)

¹⁶ Borsa Italiana, [Italia-Libia: Oltre 250 imprenditori dei due Paesi si incontrano a Roma per lavorare e crescere insieme](#).

¹⁷ Ministero degli Esteri e della Cooperazione internazionale, [Libia: una crisi pluridimensionale](#), giugno 2023.

¹⁸ Libya Audit Bureau, [General annual report 2022](#).

¹⁹ *Agenzia Nova*, [“Sono ripresi i flussi di gas dalla Libia verso l'Italia dopo una breve interruzione”](#), 15 dicembre 2023.

FIG. 6.1 - GREENSTREAM PIPELINE



Fonte: WLGP, Fanack

A tal riguardo, nuove forme di collaborazione sono iniziate lo scorso gennaio 2023, quando la presidente del Consiglio italiano Giorgia Meloni si è recata in Libia per la firma di un accordo tra la NOC e l'Eni. L'intesa, siglata alla presenza del primo ministro dello GNU Abdel Hamid Dbeibah, mira allo sviluppo di due giacimenti gasieri nell'area contrattuale D al largo della Libia, chiamati rispettivamente "Struttura A" e "Struttura E", per aumentare la produzione di gas a garanzia dell'esportazione di volumi in Europa e per rifornire il mercato interno libico²⁰. L'accordo punta, dunque, allo sviluppo della dimensione *offshore*, meno esposta ai rischi di conflitto e di instabilità rispetto ai siti interni del paese. L'avvio del progetto è previsto per il 2026, con volumi attesi pari a circa 7,5 milioni di piedi cubi al giorno e un investimento complessivo stimato a 8 miliardi di dollari. Al contempo, un'altra componente dell'accordo prevede la messa in cantiere di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) a Mellitah²¹, per ridurre l'impronta carbonica complessiva e il "gas flaring", fenomeno altamente inquinante causato dalla combustione dispendiosa di gas sprigionato spontaneamente nella fase di estrazione. Tale volontà, oltre a rientrare nei piani

²⁰ C. Dominelli, "Gas, Eni firma storico accordo in Libia da 8 miliardi di dollari. Meloni: 'Aiuteremo i paesi africani a crescere'", *Il Sole 24 Ore*, 28 gennaio 2023.

²¹ "Accordo Eni-Noc: 8 miliardi di dollari per giacimenti di gas offshore in Libia", *Industria Italiana*, 30 gennaio 2023.

di decarbonizzazione dell'Eni, potrebbe permettere all'Italia di essere tra i primi a inserirsi in un mercato nuovo per la Libia, quello delle rinnovabili e della produzione di energia pulita. Il primo ministro dello Gnu Dbeibah ha lanciato lo scorso 11 dicembre una *Strategia nazionale per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica 2023-2035* e alla COP28 di novembre il presidente della NOC Farhat Bengdara ha presentato l'iniziativa "*Think Tomorrow*", con l'obiettivo di avvicinarsi a un futuro più verde e sostenibile per la Libia²². Il progetto prevede l'aumento degli spazi verdi nelle terre petrolifere piantando un milione di alberi e si concentra sulla generazione di energia rinnovabile e solare per rifornire i campi petroliferi di energie pulite, adottando pratiche rispettose dell'ambiente come l'eliminazione del gas *flaring* (di cui Bengdara auspica una riduzione dell'83% entro il 2030²³) e delle zone di petrolio esausto²⁴. Considerando che l'Eni ha firmato lo scorso giugno un Memorandum di intesa con Tripoli per identificare opportunità di riduzione delle emissioni di CO₂ e sviluppo di energia sostenibile nel paese²⁵, "*Think Tomorrow*" potrebbe dar vita a un nuovo clima di investimenti per l'azienda italiana nel paese. Al contempo, anche Saipem la scorsa estate ha finalizzato un contratto con la Mellitah Oil & Gas da circa 1 miliardo di dollari per il *revamping* di piattaforme e strutture presenti nel giacimento di Bouri, al largo della costa libica, con un progetto che comprende dall'ingegneria all'avviamento di un modulo di recupero del gas (Grm) da circa 5.000 tonnellate sulla struttura offshore DP4 e che, una volta completato, contribuirà alla riduzione di emissioni di CO₂ in Libia²⁶. Due esempi di iniziative che fanno da apripista a una vasta gamma di opportunità per le imprese italiane nel comparto energetico libico, e a cui il Piano Mattei per l'Africa, il cui lancio è atteso nel 2024, potrebbe dare maggior corpo e impulso.

Non da ultimo, alcuni dei più recenti risvolti geopolitici nel quadrante mediterraneo potrebbero apportare effetti positivi al contesto libico e, di riflesso, in Italia. I recenti segnali di riavvicinamento tra Turchia e Grecia, testimoniati dalla firma di una dichiarazione congiunta di relazioni di buon vicinato tra il primo ministro greco Kyriakos Mitsotakis e il presidente turco Recep Tayyip Erdoğan (in visita ad Atene per la prima volta dopo sei anni)²⁷, potrebbero portare a un qualche forma di distensione nel Mediterraneo allargato. Nella discussione tra le due controparti è emersa la volontà di lavorare sulla annosa questione di gestione del Mar Egeo e lo stesso Mitsotakis ha dichiarato che un ulteriore passo avanti nel rilancio del dialogo bilaterale potrebbe essere l'avvicinamento a un accordo per la delimitazione delle piattaforme continentali e delle relative zone di sfruttamento economico (Zee), quando le condizioni lo permetteranno²⁸. Un eventuale ridisegnamento delle Zee

²² La Libia produce sempre meno gas e ne spreca quasi metà, *Agenzia Nova*, 25 dicembre 2023.

²³ Libya's NOC targets near zero gas flaring by 2030, says chairman, *Reuters*, 5 dicembre 2023.

²⁴ National Oil Corporation, "COP28 Bengdara Launched "Think Tomorrow" aims to achieve future green zone sustainable in Libya".

²⁵ Eni, "Eni firma MoU per nuove iniziative legate alla transizione energetica in Libia, comunicato stampa, 7 giugno 2023.

²⁶ Saipem, "Saipem: aggiudicato contratto offshore per il progetto BGUP in Libia del valore di circa 1 miliardo di dollari", comunicato stampa, 9 agosto 2023.

²⁷ "Greece and Turkey sign 15 deals during 'groundbreaking' Erdoğan visit to Athens – as it happened", *The Guardian*, 7 dicembre 2023.

²⁸ Turning a page, Greece and Turkey agree to mend ties, *Reuters*, 6 dicembre 2023.

potrebbe apportare risvolti positivi anche nelle acque territoriali libiche, dando slancio a diverse iniziative nel Mediterraneo (come l'*Electrical Interconnection Project* greco-libico e il famoso progetto *East-med*), e ricalibrando più in generale la presenza turca nelle sponde libiche, con spillover positivi per gli interessi italiani.

Conclusioni

Il contesto libico, ancora segnato da volatilità politica e instabilità securitaria, ha fatto sì che i suoi asset energetici perdessero di rilevanza strategica rispetto al periodo gheddafiano e ai primi anni post-Gheddafi. La guerra civile e la progressiva politicizzazione domestica del settore Oil & Gas degli ultimi anni hanno causato vari arresti alla produzione, con conseguenze negative su investimenti e presenza estera nel paese. Al contempo, la situazione attuale di calma apparente non sembra far convogliare a una riunificazione del paese e a elezioni nel prossimo futuro, aumentando la reticenza degli investitori internazionali a guardare alla Libia e farvi ritorno. Su un piano geopolitico, viene meno anche l'interessamento degli attori regionali e globali, che spesso considerano il paese come uno stato fallito e dove prevale piuttosto l'interesse politico da parte di alcuni (come Russia e Wagner Group) a far perdurare la crisi invece di risolverla. Questo porta Italia e Unione Europea a non poter distogliere l'attenzione dalla Libia, ma senza considerarla cruciale come in passato. Tuttavia, Roma resta tra gli attori più attivi nel comparto energetico del paese e potrebbe far leva sulla sua presenza per creare nuove opportunità. Pur andando incontro a una perdita di rilevanza futura del settore degli idrocarburi su scala mondiale, questa potrebbe lasciare spazio a inediti inserimenti italiani nel settore delle rinnovabili, ancora inesplorato nel contesto libico ma non improbabile da sviluppare. Inoltre, interventi mirati sulle piattaforme già esistenti in ottica verde, come impianti di cattura e stoccaggio di CO₂, potrebbero ridurre il gas *flaring* e garantire un ammodernamento della produzione, combattendone gli sprechi. Diversi elementi che dimostrano come l'Italia dovrebbe continuare a preservare i propri interessi economico-energetici nel paese, inquadrandoli anche nell'atteso Piano Mattei.

7. Italia-Algeria: analisi di un partenariato strategico

Lorena Stella Martini

Italia e Algeria sono legate da un “partenariato strategico”: è questa la qualifica utilizzata da ambo le parti per descrivere una relazione bilaterale che, pur posando su solide basi di partenza, è andata approfondendosi nel corso degli ultimi due anni, quando Algeri è diventata interlocutrice prioritaria di Roma nel processo di *decoupling* dal gas russo.

A inizio 2024, con l'imminente presentazione del Piano Mattei per lo sviluppo del continente africano e l'attenzione del governo italiano sempre più puntata verso il Mediterraneo allargato, la relazione italo-algerina preannuncia mantenere un carattere centrale. Ci sono, tuttavia, numerosi aspetti di cui tenere conto nel valutare a trecentosessanta gradi le opportunità e i limiti di questa relazione, e nel prendere le misure al fine di calibrarla in modo fruttuoso per il prossimo futuro per entrambe le parti coinvolte.

Asse Roma-Algeri: cenni storici e rimembranze

A novembre 2021, la visita in Algeria del presidente della Repubblica Sergio Mattarella ha inaugurato un rinnovato e prolifico scambio di visite reciproche tra i rappresentanti dei due Paesi, e ha acceso i riflettori politici e mediatici sulla relazione bilaterale tra Roma e Algeri, che può contare su radici storiche piuttosto solide nonché sulla comune natura mediterranea dei due partner. Su queste radici storiche, nel corso degli ultimi due anni, entrambe le parti hanno insistito al fine di sottolineare e insieme consolidare il carattere profondo e decennale del legame bilaterale e dell'amicizia reciproca. Considerando il ruolo centrale che il dossier del gas e l'intesa tra Eni e Sonatrach (l'azienda petrolifera di Stato algerina) ha giocato nelle più ampie relazioni tra Italia e Algeria, ciò ha trovato terreno fertile nella commemorazione della figura di Enrico Mattei, fondatore dell'Eni, cui proprio nel 2021 è stato riconosciuto dal presidente della Repubblica algerina Abdelmadjid Tebboune il titolo postumo di “Amico della rivoluzione algerina”.

Nel parlare di sostegno di Mattei al percorso algerino di liberazione nazionale, conclusosi nel 1962 con l'indipendenza dell'Algeria dalla Francia, si fa comunemente riferimento al rifiuto di trattare con la Francia per lo sfruttamento dei giacimenti di petrolio (giacimento di Hassi Messaoud) e gas (giacimento di Hassi R 'Mel) scoperti nel Sahara algerino nel 1956, sostenendo che il titolare di un accordo per lo sfruttamento di quelle risorse sarebbe dovuto essere il governo algerino indipendente. Allo stesso tempo, si rimanda al fatto che Mattei intesse rapporti con alcuni rappresentanti del Fronte di liberazione nazionale (FLN) algerino, sulla cui base i dirigenti della futura Sonatrach (nata nel 1963 dopo l'indipendenza) saranno poi formati nelle scuole Eni, e sarà fornita consulenza al Governo provvisorio della Repubblica algerina (GPRA) in vista dei negoziati petroliferi con la Francia.

Con questi presupposti, la figura di Mattei è così oggi inquadrata, da parte dell'apparato di potere fortemente nazionalista del presidente algerino Abdelmadjid Tebboune, in un più

ampio percorso di commemorazione del processo di liberazione nazionale, che va a legittimare tanto il regime stesso quanto il rafforzamento dell'intesa con l'Italia¹. Intesa che si è storicamente incentrata sul gas e che, a livello diplomatico quanto economico, proseguì anche durante la sanguinosa guerra civile che sconvolse il paese dal 1992 alla fine degli anni Novanta (il cosiddetto *décennie noire*).

In questo quadro, la visita di Mattarella di novembre 2021 è stata la prima di un capo di Stato da quella del presidente Ciampi nel 2003, avvenuta in occasione della firma del Trattato di Amicizia, Cooperazione e Buon Vicinato tra Italia e Algeria, e ha coinciso con l'inaugurazione di un giardino pubblico intitolato a Enrico Mattei. In un quadro geopolitico internazionale in evoluzione, che ha progressivamente rivolto l'attenzione dell'Italia verso Sud, le visite reciproche si sono poi susseguite sia nel quadro del governo Draghi sia dell'attuale esecutivo guidato da Giorgia Meloni, che non a caso, come vedremo, ha voluto che fosse proprio Algeri la meta della prima visita estera bilaterale del suo governo a gennaio 2023, confermando dunque la strategicità della relazione con il paese nordafricano. D'altro canto, l'aura simbolica e retorica che circonda Enrico Mattei in Algeria non può che trovare corrispondenze nell'attuale esecutivo, la cui rinnovata strategia di politica estera per lo sviluppo del continente africano, a oggi in via di definizione, prende nome proprio dalla figura di Enrico Mattei.

L'energia come pilastro della relazione bilaterale

Il settore energetico, come detto, rappresenta storicamente un perno centrale della relazione bilaterale tra Italia, paese che nel 2022 aveva un tasso di dipendenza dall'estero per i propri consumi di gas pari al 99%², e Algeria, primo produttore di gas naturale del continente africano³. Eni e Sonatrach firmarono il primo accordo nel 1972, un decennio dopo la fine della rivoluzione algerina; l'azienda petrolifera italiana è presente in Algeria dal 1981, ed è la prima compagnia internazionale del paese per volumi di produzione.

A fine anni Settanta, è iniziata la costruzione del gasdotto Transmed, che per trasportare il gas algerino in Italia attraverso la Tunisia si compone di diversi tratti: il gasdotto Enrico Mattei (GEM), che corre dal giacimento di Hassi R' Mel nel deserto algerino sino alla stazione di Oued Safsaf al confine con la Tunisia; il gasdotto transtunisino, che attraversa il paese sino a Capo Bon; il tratto *sea-line* (cosiddetto TMPC, da Transmediterranean Pipeline Company) che si inabissa nel Mar Mediterraneo per riemergere in Sicilia a Mazara del Vallo⁴.

Dal punto di vista geopolitico, il fatto che questo gasdotto attraversi la Tunisia rende particolarmente (e ulteriormente) strategica la stabilità della Tunisia per l'Italia, oltre che ovviamente (e più intuitivamente) quella dell'Algeria. Allo stesso tempo, questo collegamento diretto con il Nord Africa in un settore chiave come quello energetico ha senza dubbio un

¹ C. Roggero, "Italia-Algeria, una relazione solo energetica?", *Orient XXI*, 1 marzo 2023.

² Fonte dati: ARERA, [Relazione annuale sull'attività svolta e sullo stato dei servizi nel corso del 2022](#).

³ Cfr. *Statistical Review of World Energy*, Energy Institute, 2023.

⁴ Si veda a tal proposito per una descrizione dettagliata: "Il gasdotto Transmediterraneo", Eni; "Sistema di trasporto gas", Transmed S.P.A.

peso importante nella proiezione dell'Italia in quanto attore mediterraneo, tanto in sé quanto rispetto non solo ai partner della sponda Sud, ma anche agli altri paesi europei.

FIG. 7.1 - GREENSTREAM PIPELINE



Fonte: Transmed S.p.A. - Sistema di Trasporto Gas

A febbraio 2022, allo scoppio della guerra russa in Ucraina, l'Algeria era il secondo fornitore di gas naturale dell'Italia dopo la Russia (seppur con un distacco percentuale piuttosto netto rispetto a Mosca); tra il 2020 e il 2021, si era registrata una crescita molto cospicua (+76.1%) delle importazioni italiane di gas dall'Algeria, passando da 12 a 21.1 miliardi di metri cubi (bcm) annuali⁵. Per cercare di sganciarsi velocemente dalla dipendenza dal gas russo, che a fine 2021 rappresentava il 40% del suo fabbisogno, l'Italia si è dunque rivolta in prima battuta proprio ad Algeri, che contribuiva al 29% del suo fabbisogno⁶, facendo leva sul rapporto bilaterale sopramenzionato, oltre che sulla disponibilità dell'alleato nord africano, ulteriormente pronto ad approfondire il legame con Roma date anche le tensioni con Spagna e Francia. Complice la drastica riduzione delle importazioni russe e il parallelo calo dei consumi nazionali, ciò ha portato rapidamente Algeri – già dallo stesso 2022 e nonostante

⁵ Fonte dati: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – [Importazioni gas 2021](#).

⁶ *Ibidem*.

una crescita dei volumi importati non ingente (+11.3%)⁷ – a rimpiazzare Mosca come primo fornitore italiano di gas.

Dal punto di vista politico, tuttavia, questa scelta ha sollevato numerosi dubbi rispetto alla lungimiranza di sostituire la dipendenza strategica da Mosca con quella da Algeri, in considerazione non solo delle credenziali del regime algerino in materia di diritti umani e *rule of law* e della sua dubbia stabilità politica, ma anche dell'utilizzo della carta dei flussi di gas recentemente giocata dall'alleato nordafricano in seno alle tensioni con Marocco e Spagna⁸. Oltretutto, anche la vicinanza tra Algeria e Russia, in particolare in ambito militare – Mosca è il primo fornitore di armi dell'Algeria, che rappresenta il primo paese in Africa per spesa militare⁹ – appare particolarmente delicata.

D'altro canto, Algeri ha rappresentato da subito un tassello centrale in seno alla strategia italiana che, data la crisi sul fronte orientale, mira a investire sempre di più (non solo in ambito di energia) sul fronte Sud, con l'obiettivo di costituire, partendo dalla propria posizione nel cuore del Mediterraneo, uno snodo fondamentale tra Africa, Medio Oriente ed Europa.

Il rinnovato partenariato italo-algerino, con il gas al centro

Il periodo successivo all'inizio dell'invasione russa dell'Ucraina ha rappresentato una fase di grande attività per l'Italia sul fronte della diplomazia energetica, in particolare verso i paesi africani, tanto in Nord Africa quanto in Africa Subsahariana. Tra questi, l'accordo con l'Algeria ha colpito per la sua rapidità: dopo una visita preliminare a fine febbraio da parte dell'allora ministro degli Esteri Luigi Di Maio e dell'amministratore delegato di Eni Claudio Descalzi, ad aprile 2022, alla presenza dell'allora presidente del Consiglio Mario Draghi e del presidente Tebboune, Eni e Sonatrach hanno concordato un aumento dei volumi delle esportazioni di 3 bcm attraverso Transmed già dal 2022, con la prospettiva di arrivare a 9 bcm in più all'anno nel 2023-24¹⁰. Ciò sfruttando la capacità inutilizzata del gasdotto, che può arrivare a trasportare sino a circa 32 bcm l'anno – compresa anche l'eventuale quantità destinata alla Tunisia, che in quanto paese di passaggio gode del diritto di transito che può essere corrisposto in gas o in denaro¹¹. A livello di intese diplomatiche, il consolidamento della partnership energetica con Roma è stato piuttosto incalzante, come dimostrato dal IV Vertice intergovernativo italo-algerino svoltosi a luglio 2022 ad Algeri, dove è stata annunciata un'accelerazione delle tempistiche delle forniture già previste in seno all'accordo siglato ad aprile (si è parlato infatti di 4 bcm entro il 2022 anziché 3 come inizialmente

⁷ Fonte dati: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – [Bilancio gas dicembre 2022](#).

⁸ Si veda a tal proposito anche: L.S. Martini, “[Dall'Ucraina al Nord Africa: crisi energetica e dinamiche \(geo\)politiche nei paesi del Maghreb](#)”, in C. Frappi (a cura di), *Focus sicurezza energetica n. 4*, ISPI per l'Osservatorio di Politica Internazionale, gennaio/luglio 2022, pp. 66-67.

⁹ SIPRI Military Expenditure Database, 2022.

¹⁰ “[Eni e Sonatrach concordano l'aumento delle forniture gas dall'Algeria attraverso Transmed](#)”, Eni, 11 aprile 2022.

¹¹ B. Lakani, “[Le nouveau gazoduc entre l'Algérie et l'Italie va zapper le territoire tunisien](#)”, *L'Economiste Maghrebin*, 1 marzo 2023.

concordato), anticipando secondo quanto emerso “forniture ancora più cospicue” negli anni a seguire¹².

Alzando la posta (ma invero senza sottoscrivere nuovi impegni) a dicembre 2022 il presidente Tebboune ha dichiarato di voler raggiungere una fornitura di 35 bcm annuali verso l'Italia¹³, nel quadro di un più ampio obiettivo di destinare 100 bcm di gas l'anno solo all'esportazione (ciò a fronte di una produzione globale di 102 bcm nel 2022, di cui circa la metà destinata al consumo interno)¹⁴.

Il carattere altisonante di dichiarazioni di questo tipo rischia di mascherare le complesse sfaccettature e implicazioni che caratterizzano il dossier del gas, innanzitutto riguardo la fattibilità di tali volumi, tenendo presenti oltretutto gli imperativi dettati dal processo di decarbonizzazione. Difatti, considerando anche il consumo interno di gas algerino e il progressivo esaurimento dei giacimenti già esistenti nel paese¹⁵, un aumento dei volumi delle esportazioni di gas implica necessariamente nuove esplorazioni e progetti – condizione di cui il paese nordafricano è ben cosciente, considerando le risorse finanziarie al rialzo destinate allo sviluppo del settore *oil&gas*: 42 miliardi di dollari per il 2023-27, 2 miliardi in più di quanto annunciato per il 2022-26, di cui oltre 14 dedicati ai soli progetti di gas, e appena mezzo miliardo per progetti dedicati alla protezione dell'ambiente¹⁶. Fonti ufficiali algerine riportano, per il primo semestre del 2023, la realizzazione di dieci scoperte di giacimenti di gas e petrolio, la cui vicinanza alle infrastrutture esistenti permetterebbe secondo Sonatrach una veloce operabilità¹⁷. Secondo le recenti dichiarazioni del Ministro dell'Energia Mohamed Arkab, ciò implicherebbe una produzione di 4 bcm di gas in più nel 2023 rispetto al 2022¹⁸.

Intanto, nei primi undici mesi del 2023, l'Italia ha ricevuto attraverso Transmed 21.2 bcm di gas – quantità pari a quella registrata nello stesso periodo del 2022.¹⁹ Rispetto al 2021, quando l'Italia aveva ricevuto dall'Algeria via Transmed 21.1 bcm di gas, nel 2022 le importazioni hanno raggiunto 23.5 bcm²⁰, con un peso sul totale del fabbisogno pari a circa 34%.

Per destinare ulteriori quantità di gas per l'esportazione esistono peraltro anche altre possibilità che non implicano necessariamente nuove esplorazioni e infrastrutture, le quali necessitano, accanto ai soprammenzionati fondi stanziati dall'Algeria, ingenti investimenti stranieri (in particolare, secondo le aspettative, europei), che vanno però in direzione opposta rispetto al processo di decarbonizzazione. Si tratta, da un lato, dell'ottimizzazione della

¹² “Draghi: “Algeri accelera sulle forniture di gas, più cospicue””, *Ansa*, 17 luglio 2022.

¹³ “Meloni in Algeria: l'Italia può diventare un hub per la distribuzione di energia”, *Il Sole 24 Ore*, 23 gennaio 2023.

¹⁴ “Président Tebboune: l'Algérie ambitionne de doubler la production du gaz destiné à l'exportation”, *Algérie Press Service*, 13 dicembre 2022.

¹⁵ Si veda a tal proposito anche: L.S. Martini, “Europa, Algeria e Marocco: sicurezza energetica, nuove opportunità e competizione”, in C. Frappi (a cura di), *Focus sicurezza energetica n. 6*, ISPI per l'Osservatorio di Politica Internazionale, gennaio 2023, pp. 34-35.

¹⁶ J. Cockaine, “Sonatrach Hikes Investment Plan As Drilling Nears 5-Year High”, *MEE5*, 15 dicembre 2023.

¹⁷ “Algeria: ten oil and gas discoveries in the first half of 2023”, *Agenzia Nova*, 5 settembre 2023.

¹⁸ “Gaz : de nouveaux champs avant fin 2023 et hausse de la production annuelle de 4 milliards m3”, *Algérie Eco*, 10 dicembre 2023.

¹⁹ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – [Bilancio gas novembre 2023](#).

²⁰ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – [Bilancio gas dicembre 2022](#).

produzione, considerando che a causa di fenomeni come il *gas flaring* e il *gas venting*, e in generale date le condizioni non certo ottimali dei suoi impianti, l'Algeria "spreca" (ovverosia brucia o rilascia nell'atmosfera) gas che potrebbe essere altrimenti utilizzato per il consumo interno o per le esportazioni, contribuendo oltretutto alla riduzione delle emissioni di CO₂ non produttive²¹. Dall'altro lato, l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili destinata al consumo interno permetterebbe di "liberare" ulteriore gas per le esportazioni, indirizzando al contempo il paese verso l'inevitabile processo di transizione energetica, nel quale investire i proventi della vendita di idrocarburi. Oltretutto, l'ambito della transizione energetica è uno dei settori di cooperazione, oltre al gas, su cui la relazione bilaterale tra Algeria e Italia si è concentrata nel corso degli ultimi due anni – per lo meno a livello di intese e dichiarazioni.

Transizione energetica: tra energie rinnovabili e prospettive per l'idrogeno, rispunta il gas

Seppur, come visto, il focus del partenariato tra Algeria e Italia rimanga il gas, anche le energie rinnovabili (e il settore della "transizione energetica") figurano tra i dossier di cooperazione bilaterale. In particolare, nel quadro della missione del governo Draghi in Algeria di luglio 2022, le parti si sono impegnate a una "partnership solida e duratura" in materia, sostenuta da un'adeguata base industriale²².

Di fatto, l'Algeria ha grandi potenzialità in ambito di energie rinnovabili, in particolare di energia solare ed eolica. Ciononostante, alla fine del 2022 il 97% dell'energia era ancora generata da fonti fossili²³, e il paese rimane ben lontano dall'installazione di 22.000 MW di energia da fonti rinnovabili (corrispondenti a circa il 27% del fabbisogno elettrico algerino) entro il 2030 delineata nel suo Piano nazionale per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica²⁴: a fine 2022, la capacità totale installata da energie rinnovabili era pari a circa 590 MW²⁵. Per imboccare davvero la strada della transizione, sarà necessaria da parte di Algeri la volontà politica di investire nelle energie rinnovabili come carburante per un sistema economico capace di rompere la propria dipendenza dalle fonti fossili, sulla cui rendita si basa a oggi non solo l'economia algerina (nel 2022, il gas rappresentava oltre il 93% delle esportazioni nazionali)²⁶, ma anche gli equilibri politici e il contratto sociale.

Nell'ambito del partenariato bilaterale, e facendo seguito anche all'accordo firmato da Eni e Sonatrach a gennaio 2023, che prevede tra l'altro l'identificazione di iniziative per la

²¹ A. Perteghella e E. Corradi, "Transizione Gas-to-Clean per Il Mediterraneo. Verso nuove partnership con Algeria ed Egitto", *ECCO*, marzo 2022.

²² "Dichiarazione congiunta del vertice intergovernativo Italia Algeria", 18 luglio 2022.

²³ N. Ferris, "The ten countries that produce the world's dirtiest electricity", *Energy Monitor*, 9 dicembre 2022.

²⁴ "Renewable Energy and Energy Efficiency Development Plan 2015-2030", International Energy Agency (IEA), 31 agosto 2016.

²⁵ "Energies renouvelables : près de 590 MW de puissance installée à fin 2022", *Portail algérien des énergies renouvelables*, 11 settembre 2023.

²⁶ "Rethinking the foundations of export diversification in Africa: the catalytic role of business and financial services", *Economic Development in Africa Report 2022*, UNCTAD, p. 7.

produzione di idrogeno verde²⁷, si è parlato molto anche della possibile futura esportazione di idrogeno verde prodotto in Algeria verso l'Europa. Ciò in ragione soprattutto del potenziale riconosciuto al paese verso questo combustibile, che coincide in buona parte con il potenziale algerino nella produzione di energie rinnovabili (indispensabili per la produzione di idrogeno cosiddetto *clean*), e che il paese ha tradotto in una *roadmap* a orizzonte 2050 annunciata a marzo 2023. Il piano, che prende però in considerazione non solo l'idrogeno verde (l'unica tipologia da tenere in considerazione in uno scenario di decarbonizzazione) ma anche l'idrogeno blu, mira a coprire 10% del fabbisogno europeo entro il 2040 a prezzi competitivi²⁸. Prima di arrivare a esportare idrogeno verde verso l'Europa, però, vi è una serie di passi propedeutici da compiere sulla via della transizione energetica algerina: sviluppare e utilizzare innanzitutto le energie rinnovabili per i consumi interni, e in seconda battuta esplorare l'utilizzo dell'idrogeno verde per la decarbonizzazione di quei settori industriali nazionali difficili da elettrificare (i cosiddetti settori *hard-to-abate*), prima ancora di pensare a un'eventuale esportazione, la cui stessa fattibilità e sostenibilità pone peraltro in generale ancora numerosi interrogativi.

Sempre in materia di idrogeno, si è parlato di Algeria anche nel quadro del progetto South H2 Corridor, che mira a creare un corridoio per il trasporto di idrogeno verde dal Nord Africa (Algeria e Tunisia) alla Germania, attraverso Italia e Austria; lato Mediterraneo, dovrebbe essere proprio il gasdotto Transmed a costituire parte del South H2 Corridor²⁹. È dunque anche in questa prospettiva che a inizio 2023 Snam ha acquisito da Eni il 49,9% delle quote di gestione del gasdotto transtunisino e del TMPC, con l'obiettivo di favorire "potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno anche grazie alle risorse naturali del Nord Africa"³⁰.

Infine, ancora in occasione della missione in Algeria di Meloni di fine gennaio 2023, si è fatta strada anche l'opzione di un nuovo gasdotto tra Algeria e Italia che non trasporti solo gas, ma anche "idrogeno, ammoniaca, ed elettricità", nonostante la mancanza di certezze sulla tecnologia correlata a un tale progetto. Oggi, a un anno di distanza, la questione rimane piuttosto fumosa; tuttavia, vale la pena menzionarla in quanto potrebbe trattarsi, date anche le dichiarazioni di Tebboune³¹, di rispolverare l'idea dell'ormai sepolto gasdotto Galsi, progetto risalente alla prima decade di questo secolo che mirava a collegare il porto algerino di Koudiet Draouche al sardo Porto Botte, per poi attraversare la Sardegna, inabissarsi nel Tirreno e raggiungere la penisola italiana da Piombino.

²⁷ "Eni e Sonatrach firmano accordi strategici per accelerare la riduzione delle emissioni e rafforzare la sicurezza energetica", Eni, 23 gennaio 2023.

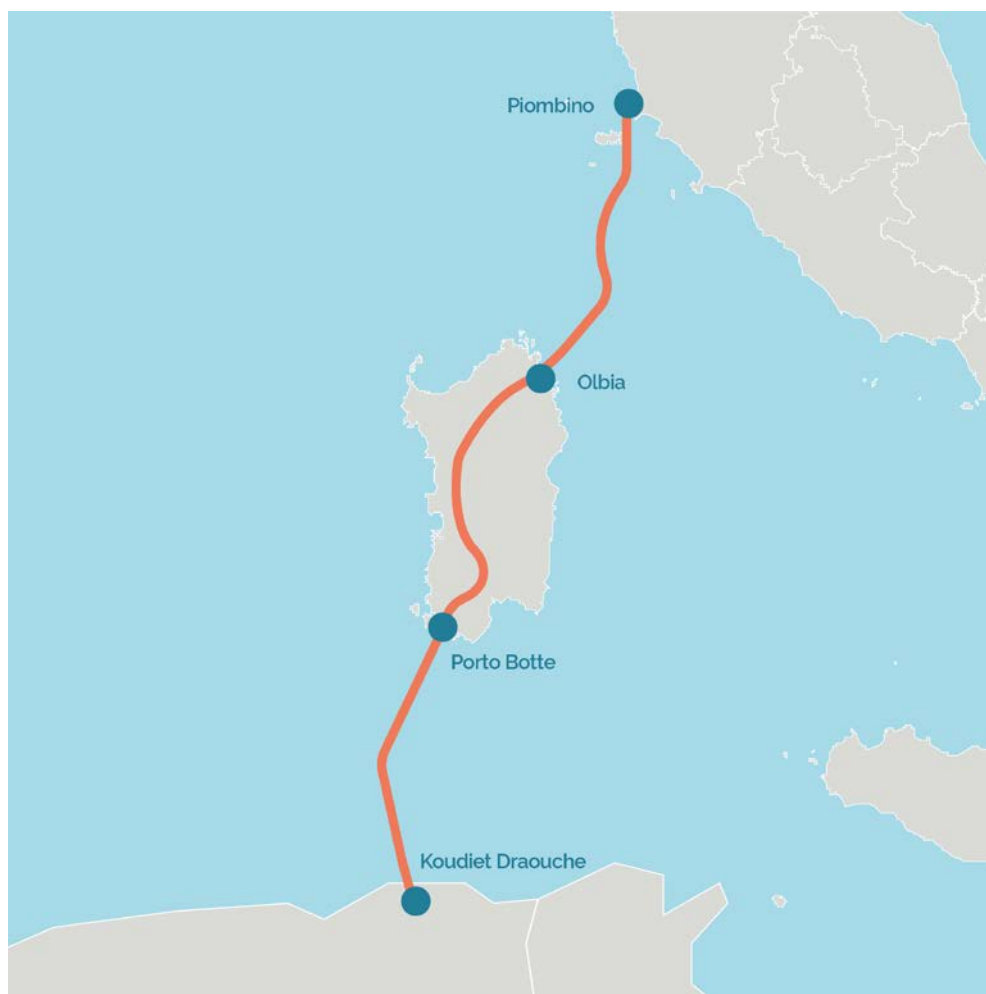
²⁸ "Feuille de route de développement de l'hydrogène : fournir au marché européen 10% de ses besoins à l'horizon 2040", *Algérie Press Service*, 23 marzo 2023.

²⁹ F. Sassi, "L'energia di Meloni : come l'Italia vuole sfruttare il nuovo ordine energetico mondiale", *Il Grand Continent*, 26 ottobre 2023.

³⁰ "Perfezionato l'accordo di partnership tra Eni e Snam sui gasdotti tra Algeria e Italia", *SNAM*, 10 gennaio 2023.

³¹ "Energia: presidente algerino Tebboune, vogliamo sovvenzionare un nuovo gasdotto con l'Italia", *Agenzia Nova*, 23 marzo 2023.

FIG. 7.2 - IL TRACCIATO DEL GASDOTTO GALSI, COME DA PROGETTO DI INIZIO ANNI 2000.



I piani per un eventuale Galsi 2.0 prevedrebbero un gasdotto *hydrogen ready*: in altre parole, un gasdotto che inizialmente trasporterebbe gas algerino verso l'Italia, e che in un secondo momento potrebbe appunto essere utilizzato per l'importazione di idrogeno. Ma, in ogni caso, si tratterebbe per l'Italia di impegnarsi nel costruire una nuova infrastruttura per il gas – una scelta che solleva dubbi da diversi punti di vista: innanzitutto, le tempistiche di realizzazione di un'opera del genere non andrebbero a contribuire alla consegna dei bcm di gas cui Sonatrach si è impegnata con Eni nell'aprile del 2022, per i quali il gasdotto Transmed è sufficiente; oltretutto, la traiettoria di decarbonizzazione dell'Italia (e dell'Europa) non giustifica l'investimento in nuove infrastrutture di gas, considerando che la domanda di gas in Europa è destinata a scendere³².

Se si guarda al lato idrogeno, invece, che secondo questa prospettiva in ottica di lungo periodo dovrebbe permettere di ammortizzare l'investimento e di evitare di incappare in uno *stranded asset*, permane però l'assenza di certezze rispetto ai costi di produzione e trasporto dell'idrogeno verde, alle lunghe tempistiche necessarie affinché il processo completo sia operativo, e al

³² Cfr. *World Energy Outlook 2023*, International Energy Agency (IEA), p. 216.

preciso fabbisogno da parte europea. Infine, dovesse trattarsi davvero del Galsi, è necessario in ogni caso anche tenere conto di tutte le rivendicazioni dal punto di vista ambientale che erano state sollevate al tempo della sua progettazione, che non sarebbero certo superate nel caso di un suo ritorno in auge – anzi.

Le ricadute positive di un partenariato multidimensionale

La partnership tra Italia e Algeria è un pilastro importante della politica estera italiana verso l’Africa e verso il Mediterraneo, che costituisce a sua volta uno dei punti focali della più ampia strategia di proiezione esterna di questo esecutivo, come emerso, oltre che con il progetto del Piano Mattei, anche con il “processo di Roma” innescato dalla Conferenza su Sviluppo e Migrazione dello scorso luglio, cui l’Algeria ha partecipato³³. Dato il suo posizionamento geografico, Algeri non rappresenta solo un attore di prima importanza per la fascia del Maghreb, e dunque rispetto a dossier come Libia e Tunisia, ma anche per il Sahel, il cui (dis)equilibrio e mancanza di stabilità ha molto a che fare con dossier di primo interesse per l’Italia nel Mediterraneo allargato, quali la questione securitaria (legata anche al terrorismo) e i flussi migratori.

In questo quadro, il fatto che l’asse Roma-Algeri, sebbene incentrato sull’energia tanto a livello diplomatico quanto economico³⁴, stia avendo modo di rafforzarsi anche in altri ambiti – un esempio ne sono l’inaugurazione della prima fabbrica Fiat a Orano dello scorso dicembre³⁵ e, più in generale, l’intesa firmata lo scorso gennaio tra Confindustria e il Consiglio di Rinnovamento Economico Algerino (Crea) per la cooperazione industriale italo-algerina – è prioritario su diversi livelli. Sul breve termine, ciò si rende innanzitutto necessario per creare una fitta rete di interessi che impegni i due partner con una cooperazione più ad ampio spettro che vada al di là del solo gas, e che quindi renda più difficile e svantaggiosa la strumentalizzazione dei flussi energetici con scopi politici, riflettendo inoltre la multidimensionalità degli interessi reciproci (e delle opportunità) che legano Roma e Algeri.

Allo stesso tempo, questo momento intermedio si rivela centrale al fine di pensare a un partenariato strategico che già possieda basi solide per prosperare di là dal gas, e che contribuisca inoltre in modo attivo al processo di transizione energetica dell’Algeria, focalizzandosi innanzitutto sull’incoraggiamento della produzione di energia rinnovabile per i consumi interni. In considerazione dell’attuale natura dell’Algeria in quanto *rentier state*, tutto ciò deve necessariamente coincidere anche con un processo radicale di diversificazione dell’economia nazionale e di revisione del contratto sociale (e con esso necessariamente degli equilibri politici) – che si rende tanto più urgente al peggiorare delle conseguenze del cambiamento climatico in un’area particolarmente vulnerabile come il Nord Africa.

³³ [Conclusioni della Conferenza Internazionale su Sviluppo e Migrazione](#), 23 luglio 2023.

³⁴ Nel 2023, il 98.2% delle importazioni italiane dall’Algeria era costituito da gas naturale (86.6%), petrolio o prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio. Fonte dati: [Infomercatiesteri](#).

³⁵ « [Algérie-Italie, Valentini : ‘L’usine Fiat est un exemple de partenariat basé sur le Plan Mattei’](#) », *Agenzia Nova*, 11 dicembre 2023.

8. Il Qatar nell'approvvigionamento nazionale

Fabio Indeo

Per evitare le ripercussioni negative legate alla condizione di forte dipendenza dalle importazioni di gas provenienti dalla Russia – in considerazione dell'elevato rischio di potenziali interruzioni negli approvvigionamenti e per la volontà politica nazionale (ed europea) di ridurre progressivamente l'acquisto di gas naturale da un partner energetico percepito come inaffidabile a seguito dell'invasione dell'Ucraina – dalla fine di Febbraio 2022 il governo italiano ha prontamente intrapreso un'intensa diplomazia energetica finalizzata a intavolare accordi di cooperazione sia con paesi tradizionalmente partner e con nuovi fornitori di gas naturale, con l'obiettivo di rafforzare la condizione di sicurezza energetica attraverso una necessaria strategia di diversificazione geografica degli approvvigionamenti.

Tra i partner energetici della nostra nazione, l'emirato del Qatar è stato il primo fornitore a mostrare concretamente la propria disponibilità nel supportare le scelte di politica energetica estera del governo italiano, finalizzate a garantirsi approvvigionamenti regolari destinati a sostituire i volumi di gas precedentemente acquistati dalla Russia.

Agli inizi di marzo 2022 (ovvero meno di due settimane dopo l'invasione russa dell'Ucraina) una delegazione italiana - composta dall'allora ministro degli esteri Di Maio e dall'amministratore delegato di Eni De Scalzi – si recò in visita a Doha ottenendo dalle autorità qatariote l'impegno di incrementare le esportazioni di gas naturale liquefatto (gnl) verso il nostro paese.¹

Il Qatar rappresenta un partner di fondamentale importanza per l'Italia, in quanto capace nei prossimi anni di incrementare enormemente la produzione di gas e le esportazioni grazie agli investimenti per la valorizzazione del giacimento di North Field, che renderanno disponibili oltre 60 miliardi di metri cubi (Gmc) di gnl all'anno. Ciononostante, le recenti minacce sul traffico energetico attraverso il Mar Rosso e la competizione tra le maggiori economie mondiali per stipulare partenariati energetici con l'emirato dovrebbero spingere il nostro paese a implementare ulteriormente la strategia di diversificazione geografica degli approvvigionamenti.

Il ruolo del Qatar nella strategia di diversificazione geografica delle importazioni

Il rafforzamento della partnership energetica con il Qatar costituisce indubbiamente un successo dell'attivismo diplomatico italiano: sesta nazione al mondo per produzione di gas naturale (178 Gmc prodotti nel 2022), l'emirato detiene le terze maggiori riserve gassifere al mondo - dopo Russia ed Iran - pari a 24.700 Gmc, che in valori percentuali rappresentano l'11% delle riserve mondiali e il 30% di quelle del Medio Oriente.² A legittimare la rilevanza

1S. Zecchi, “Energia, prosegue la corsa ai ripari dell'Italia: l'intesa con il Qatar sul gas”. *EURACTIV Italia*, 7 Marzo 2022

² US Energy Information Administration, *Qatar, Country Analysis Brief*, Last Updated 28 March 2023.

strategica dell'emirato nel mutato contesto energetico internazionale, occorre considerare con attenzione il fatto che - a causa delle sanzioni internazionali e per distorsioni del settore energetico interno (l'intera produzione di gas iraniana è destinata al consumo domestico, riducendo il potenziale d'esportazione) - la domanda energetica globale deve rinunciare alle potenziali importazioni provenienti da Russia ed Iran³ (che assieme detengono il 37% delle riserve mondiali di gas naturale), ragion per cui il Qatar con le sue terze maggiori riserve al mondo appare destinato ad accrescere il suo status di *supplier* globale.

Nel 2022 il Qatar è stato il principale esportatore mondiale di gnl (114 Gmc, 6,7% in più rispetto al 2021 quando l'Australia deteneva il ruolo di principale *supplier* globale), che corrispondono al 21% del commercio globale di gas naturale liquefatto.⁴ Attualmente, i mercati asiatici rappresentano la principale direttrice d'esportazione per l'emirato (81 Gmc ovvero il 72% del totale), mentre i mercati europei rappresentano il 21% (28 Gmc esportati nel 2022): Cina, India e Corea del Sud sono i principali mercati di destinazione – rispettivamente hanno acquistato 24,8 Gmc, 14,7 Gmc e 13,4 Gmc di gnl nel 2022 - mentre in Europa il Regno Unito (8 Gmc) e l'Italia - prima nazione della UE con 7,1 Gmc importati nel 2022, seguita dal Belgio con 6,8 Gmc - rappresentano i principali partner.⁵

L'accordo siglato a marzo 2022 tra Roma e Doha implica l'impegno a incrementare i volumi di gnl acquistati dall'Italia con la finalità strategica di compensare la riduzione delle importazioni provenienti dalla Russia e parallelamente di rafforzare – in qualità di affidabile partner energetico - il ruolo del Qatar come primo *supplier* di gnl per il nostro paese.

Il terminal *offshore* Adriatic Lng - posizionato di fronte a Porto Levante, provincia di Rovigo – costituisce la principale porta d'accesso in Italia delle importazioni di gnl provenienti dal Qatar: operativo dal 2009 e con una capacità originaria di 8 Gmc all'anno, il terminal è gestito da un consorzio nel quale la Qatar Terminal Company Limited (affiliata della compagnia nazionale qatariota QatarEnergy) detiene il 22%, a ulteriore dimostrazione della profonda compenetrazione degli interessi strategici tra le due nazioni.

TAB. 8.1 – IL GAS NATURALE: LA STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO 2021

³ Con la parziale eccezione rappresentata dalla Cina, partner energetico di entrambe e verso la quale Mosca sta cercando di riorientare le proprie esportazioni.

⁴ Energy Institute, [Statistical Review of World Energy 2023](#).

⁵ Ibidem

Nazione di provenienza	Volumi di gas importati mld/m3	% del consumo italiano	Infrastruttura di trasporto	Capacità in mld/m3	Punto d'ingresso
Russia	28,9	38%	Gasdotto TAG	32	Tarvisio
Algeria	22,5	29,6%	Gasdotto Enrico Mattei e gnl	32	Mazara del Vallo/ rigassificatore Panigaglia
Azerbaijan	7,2	9,4%	Gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP)	10	Melendugno
Qatar	6,8	8,9%	Gnl	8	Rigassificatore LNG Adriatic, Rovigo/ Cavarzere
Libia	3,2	4,2%	Gasdotto Greenstream	10	Gela
Norvegia	1,9	2,5%	Gasdotto Transitgas	18	Passo Gries
Stati Uniti	0,8	1%	Gnl	4	Rigassificatore OLT, Livorno (offshore)
Produzione domestica	3,3	4,8%			

Fonte: Mise

Il rigassificatore Adriatic Lng è un'infrastruttura strategica per la sicurezza energetica nazionale per una serie di motivi: in primis, è stato il secondo terminal di rigassificazione dopo quello di Panigaglia in Liguria, ma il primo realizzato *offshore*, tassello della strategia di diversificazione italiana. Inoltre, esso copre da solo il 12% del fabbisogno nazionale e oltre la metà delle importazioni italiane di gnl.⁶

Alla fine del 2021, il ministero della Transizione Ecologica ha autorizzato il consorzio Adriatic Lng ad aumentare la capacità di importare gnl passando da 8 a 9 Gmc all'anno: tuttavia, sull'onda della crisi energetica innescata dal conflitto russo-ucraino, nel maggio 2022 il rigassificatore di Rovigo ha ottenuto l'autorizzazione - su proposta della giunta regionale veneta - per aumentare ulteriormente la capacità sino a 9,6 Gmc, mentre il consorzio si è altresì impegnato (prevedendo un investimento di 150 milioni di euro) a garantire 2 Gmc aggiuntivi raggiungendo una capacità di 11 Gmc.⁷

Sulla scia di questa rinnovata cooperazione energetica, nel giugno 2022 la compagnia nazionale Eni è stata selezionata dalla QatarEnergy per entrare a far parte della *joint venture*⁸ che deterrà il 12,5% dell'intero progetto Nfe (North Field East), di cui fanno parte 4 mega

⁶ Adriatic Lng

⁷ J. Giliberto, "Rovigo, piano da 150 milioni per ampliare il rigassificatore", *Il Sole 24Ore*, 12 giugno 2022; Adriatic Lng. Scheda Novembre 2023.

⁸ All'interno della JV Eni avrà il 25% delle quote, mentre QatarEnergy il 75%.

treni gnl con una capacità combinata di liquefazione pari a 32 milioni di tonnellate/anno (Mtpa).⁹

Nei prossimi anni quindi Eni verrà attivamente coinvolta e contribuirà allo sviluppo di un progetto di primaria importanza per l'emirato, che prevede la valorizzazione e l'avvio della produzione nella parte orientale e meridionale dell'enorme giacimento *offshore* di North Dome, nella parte nord-orientale della penisola del Qatar e condiviso con l'Iran (South Pars). Eni e il consorzio prevedono un investimento complessivo pari a 28,75 miliardi di dollari, che consentirebbe di avviare la produzione nel Nfe entro la fine del 2025, privilegiando altresì l'utilizzo di tecnologie modernissime per ridurre l'impatto inquinante, in modo particolare il processo di cattura e stoccaggio della CO₂ (Ccs): il Qatar infatti ha in programma di installare un sistema di cattura e di stoccaggio del carbone nel giacimento di North Dome capace di catturare sino a 1 milione di tonnellate di CO₂ a partire dal 2030.¹⁰ Attualmente, nella regione del Golfo Persico sono attivi tre impianti di cattura del carbonio – che assorbono 3,7 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno, ovvero il 10% della capacità globale – uno dei quali a Ras Laffan in Qatar (gli altri due sono ospitati da Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti).¹¹ Nella strategia per la sostenibilità dell'emirato, l'obiettivo è di ridurre l'intensità carbonica del gnl del 35% entro il 2035 proprio con l'utilizzo della tecnologia Ccs, rendendo la propria produzione più appetibile e competitiva in un contesto globale all'interno del quale le nazioni perseguono la transizione energetica *green*.¹²

Entro il 2027, il Qatar beneficerà di un'espansione della capacità di liquefazione di oltre 65 Gmc all'anno 2/3 dei quali dalla fase 1 del progetto Nfe (nel quale è coinvolta Eni) e 1/3 dal progetto North Field South, capacità che teoricamente consente di soddisfare una buona fetta della domanda globale di gnl.¹³

A ottobre 2023, l'Eni ha siglato un accordo di lungo periodo (27 anni) con QatarEnergy – nell'ambito della *joint venture* per lo sviluppo del progetto Nfe – attraverso il quale si assicura forniture di gnl dal Qatar pari a 1,5 Gmc all'anno a partire dal 2026, che verranno processare nel terminal di rigassificazione Fsr (Floating Storage and Regasification Unit) di Piombino.¹⁴ Questo accordo conferma la centralità della partnership energetica tra Italia e Qatar, in quanto non soltanto aumenta i volumi di gas acquistati nel nostro paese ma soprattutto rafforza la strategia di diversificazione poiché le importazioni aggiuntive non affluiranno soltanto nel terminal sul mare Adriatico ma anche sul nuovo terminal nel mar Tirreno, temporaneamente posizionato a Piombino ma destinato a essere trasferito in Liguria.

A quasi due anni dall'invasione russa dell'Ucraina, il governo italiano ha compiuto significativi passi in avanti per rafforzare la sicurezza energetica nazionale attraverso un

⁹ Eni, “Eni entra nel più grande progetto al mondo di gnl in Qatar”, 19 giugno 2022.

¹⁰ Ibidem; US Eia (2023).

¹¹ International Centre for Sustainable Carbon, “Carbon Capture and Storage (CCS) in the Middle East – a future powerhouse of the hydrogen industry?”, 21 October 2022.

¹² The World Bank, “Qatar's journey to end routine gas flaring”, 2022.

¹³ N. Al-Tamimi, “UAE and Qatar: A New Road to the EU Energy Market”, in V. Talbot (a cura di), *Energy Politics in the MENA Region: from hydrocarbons to renewables?*, Report, Ledizioni-ISPI, Milano, 2022, p. 97

¹⁴ Eni, “Eni si aggiudica un contratto di forniture di GNL a lungo termine dal progetto North Field East Expansion in Qatar”, 24 ottobre 2023.

graduale *phase out* del gas russo, sostituito con crescenti importazioni provenienti da altri paesi fornitori.

Uno dei fattori più significativi che possiamo riscontrare riguarda la forte contrazione della domanda di gas: nel 2022 si è registrato un calo del 10%, ovvero 7,7 Gmc di gas naturale che non sono stati consumati mentre nel periodo gennaio-settembre 2023 si rileva un'ulteriore contrazione del 14% rispetto allo stesso periodo del 2022, ovvero altri 7,1 Gmc in meno.¹⁵

Secondo i dati della Snam (la società che gestisce i gasdotti italiani) tra gennaio e metà novembre 2023 l'Italia ha importato 53,3 miliardi di metri cubi di gas, 12,3 Gmc in forma liquefatta (26,1 % del totale delle importazioni) e 41 Gmc attraverso gasdotti. Da un lato i dati parlano chiaro: l'obiettivo di ridurre le importazioni di gas provenienti dalla Russia – via gasdotto – sembra realizzato, in quanto sono crollate dai 29 Gmc del 2021 ai 15 Gmc del 2022 (-52%), agli attuali 2,4 Gmc, ovvero il 4% del totale delle importazioni. Tuttavia, dall'altro lato si rileva come il 38% delle importazioni italiane di gas venga ora garantito da un altro, singolo, *supplier* ovvero l'Algeria (20,2 Gmc nei primi undici mesi del 2023), scenario che evidenzia una condizione di vulnerabilità per il sistema energetico nazionale, data la sbilanciata dipendenza dalle importazioni di un singolo fornitore. Nei primi undici mesi dell'anno, l'Italia ha altresì importato via gasdotto 8,7 Gmc dall'Azerbaijan, 5,9 Gmc dal Nord Europa, e 2,2 Gmc dalla Libia.¹⁶

Per quanto concerne le importazioni di gas naturale liquefatto, secondo l'*European Lng Tracker* il Qatar rappresenta il principale fornitore (4,65 Gmc) seguito dagli Stati Uniti (3,9 Gmc): nel periodo di riferimento (gennaio-ottobre 2023) le importazioni di gnl in Italia sono aumentate del 20% rispetto allo stesso periodo del 2022 per una spesa di 4,6 miliardi di euro, di cui 1,74 miliardi destinati al Qatar.¹⁷

Come sottolineato anche in precedenza, il terminal Adriatic LNG di Rovigo si configura come il principale terminal di rigassificazione nazionale in quanto processa oltre il 50% del gnl importato, seguito dal rigassificatore Olt di Livorno in Toscana (23%), da quello di Panigaglia in Liguria (17,2 %) e da quello di Piombino in Toscana (4,8 %). Inoltre, Adriatic Lng può vantare il secondo maggiore tasso di utilizzo nella UE (87%) dopo il terminal croato di Krk, a conferma della strategicità di questa infrastruttura che processa gas qatariota,¹⁸

Sviluppi nel medio termine: vulnerabilità e sicurezza delle rotte energetiche marittime

La cooperazione energetica tra le due nazioni si fonda su basi decisamente solide che lasciano presagire lo sviluppo di una proficua partnership nei prossimi anni: la stabilità politica e

¹⁵ A. Gugliotta, "Alla ricerca di un nuovo equilibrio: un'analisi del bilancio del gas naturale", in C. Frappi (a cura di), *Focus sicurezza energetica n. 8*, ISPI per l'Osservatorio di Politica Internazionale, novembre 2023, pp. 35-37, 43-46; Mise, Bilancio gas naturale, 2023.

¹⁶ Snam

¹⁷ Institute for Energy Economics and Financial Analysis, [European LNG Tracker](#), ultimo aggiornamneto ottobre 2023,

¹⁸ Ibidem.

L'enorme disponibilità di risorse del Qatar rappresentano due punti di forza, mentre la strategia italiana volta ad aumentare la capacità di rigassificazione per attirare importazioni crescenti di gas in forma liquefatta appare funzionale anche agli interessi strategici di Doha, come paese esportatore che mira alla diversificazione dei mercati. Oltre al terminal Fsrud di Piombino (capacità 5 Gmc all'anno), nel 2024 dovrebbe diventare operativa un'altra unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (con una capacità di 5 Gmc) al largo di Ravenna, mentre nel 2026 dovrebbe essere realizzato un vecchio progetto ovvero il terminal *onshore* di Porto Empedocle in Sicilia con una capacità di 8 Gmc.

Ciononostante, questa capacità aggiuntiva di rigassificazione rischia di rimanere inutilizzata se consideriamo gli attuali trend negativi relativamente ai consumi di gas, suffragati dalle previsioni dell'International Energy Agency e motivati anche dall'implementazione graduale degli obiettivi e delle politiche contenute nel REPower EU: infatti, appare plausibile un continuo calo della domanda e dei consumi interni, e di conseguenza delle importazioni, sino al 2030, rendendo inutili i nuovi terminal lng in costruzione sia in Italia che su scala globale.¹⁹

Uno scenario di questo tipo porrebbe le condizioni per un'accesa competizione globale legata all'eccesso dell'offerta di gnl, con i principali suppliers globali (Qatar, Stati Uniti e Australia) pronti ad accaparrarsi i mercati rimanenti. In questa competizione in fieri, nei primi dieci mesi del 2023 gli Stati Uniti si sono imposti come il principale esportatore mondiale di gnl soppiantando proprio il Qatar: solo per quanto concerne la UE, gli Stati Uniti dominano il mercato con 55,58 Gmc esportati contro i 12,61 Gmc del Qatar (oltre 1/3 dei quali destinato all'Italia). È interessante osservare le direttrici geopolitiche di esportazione delle prime tre nazioni esportatrici al mondo: infatti, se le esportazioni qatariote privilegiano i mercati asiatici (oltre il 70%, ragion per cui i mercati europei rappresentano un'opzione per garantire un maggiore equilibrio), le esportazioni australiane sono dirette esclusivamente nei mercati del quadrante Asia-Pacifico mentre quelle statunitensi privilegiano i mercati europei (72,1 Gmc su un totale di 104 Gmc esportati nel 2022), tendenza accentuatasi a seguito del conflitto russo-ucraino in quanto prima del 2022 i mercati asiatici rappresentavano il principale mercato per le esportazioni americane di gnl.

Giova ricordare che questa competizione con Stati Uniti e Australia è stata alla base della decisione di sospendere la moratoria per lo sviluppo di North Field nel 2017, e pianificare un incremento della capacità di liquefazione ed esportazione di 65 Gmc entro il 2027, disponendo quindi di una capacità totale di esportazione di oltre 170 Gmc all'anno.²⁰

Sebbene l'Italia si configuri come un partner privilegiato per Doha, il previsto incremento della capacità di liquefazione e di esportazione entro il 2026 ha spinto il Qatar a siglare accordi con altre nazioni europee garantendo approvvigionamenti di gnl nel lungo periodo, come ad esempio con la compagnia Shell – accordo di 27 anni per rifornire i Paesi Bassi – con la Total e la Francia, e anche con la Germania (accordo tra QatarEnergy e ConocoPhillips novembre

¹⁹ International Energy Agency (IEA), [World Energy Outlook 2023](#); Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2023).

²⁰ J. Calabrese, "[Qatar doubles down on LNG amid energy market volatility](#)", Middle East Institute (MEI) 10 aprile 2023.

2022) per fornire 2 mtpa di gnl per 15 anni.²¹ Si tratta di compagnie coinvolte (come Eni) nel progetto di espansione North Field gnl. A questo si aggiungono i precedenti accordi di QatarEnergy con la cinese Sinopec e con la China National Petroleum Corporation (CNPC) ciascuno dei quali prevede forniture di 4 mtpa all'anno di gnl per una durata di 27 anni.²²

L'Italia quindi si trova a competere con altre importanti economie mondiali impegnate a ottenere crescenti volumi di gnl dal Qatar, anche se sembrano esserci risorse per tutti nonostante il maxi accordo siglato dalle compagnie cinesi.

In termini di sicurezza e regolarità degli approvvigionamenti, il Qatar soffre di una condizione di estrema vulnerabilità per le minacce che incombono sulle rotte energetiche marittime attraverso le quali l'emirato esporta i propri carichi di gnl verso l'Italia e i mercati internazionali.

FIG. 8.1 – CAMBIAMENTI DELLE ROTTE COMMERCIALI ASIA-EUROPA



Fonte: The Washington Institute for Near East Policy

Infatti, l'assenza di gasdotti terrestri verso i mercati di consumo implica la totale dipendenza di Doha dal transito delle esportazioni di gnl attraverso lo Stretto di Hormuz, *chokepoint* o "collo di bottiglia" geopolitico-marittimo tra l'Iran e l'Oman. Un'ipotetica interruzione dei traffici per la chiusura di Hormuz (per cause naturali o a seguito di instabilità legata a uno scenario di conflittualità geopolitica come le rinnovate tensioni tra Teheran e l'occidente o

²¹ "Il Qatar fornisce gas all'Europa nel pieno della competizione con gli Stati Uniti per sostituire la Russia", *Euractiv*, 20 Ottobre 2023

²² E. Gjevori, "Qatar and China sign long-term LNG deal worth \$60bn", *Middle East Eye*, 21 November 2022.

tra Teheran e le altre petromonarchie del Golfo) impedirebbe al Qatar di esportare gnl sui mercati (ricordiamo che le esportazioni qatariote corrispondono al 21% del commercio globale di gas naturale liquefatto). L'unica possibile opzione è rappresentata dalla *spare capacity* (la differenza tra la capacità nominale e i volumi effettivamente trasportati) del gasdotto Dolphin (utilizzato da Doha per esportare gas naturale verso Eau e Oman), 13 Gmc che verrebbero successivamente caricati sulle navi metaniere ancorate nei porti omaniti in modo da raggiungere i mercati.²³

Queste minacce sul commercio energetico marittimo sono diventate un caso concreto nel corso delle ultime settimane a seguito del conflitto tra Israele e Hamas, che ha innescato gli attacchi delle milizie yemenite Houthi al traffico commerciale sul Mar Rosso: per l'Italia (e per le altre nazioni dipendenti dal gnl del Medio Oriente) questa condizione di estrema instabilità rischia di essere particolarmente dannosa in quanto le navi metaniere qatariote verso l'Europa transitano attraverso il *chokepoint* energetico di Bab el Mandeb – tra Yemen, Gibuti ed Eritrea – prima di entrare nel mar Rosso. Nella rotta marittima Bab el Mandeb – Mar Rosso – canale di Suez transitano il 12% del petrolio commercializzato via mare e l'8% del gas naturale liquefatto.²⁴

Il peggioramento della situazione potrebbe spingere le compagnie di navigazione a seguire una rotta alternativa al Mar Rosso, ovvero circumnavigando l'Africa per arrivare nei terminal gnl europei, con tempi e costi maggiori: a fine dicembre 2022, la britannica British Petroleum aveva sospeso temporaneamente il transito energetico sul mar Rosso, mentre le navi metaniere di QatarEnergy continuano la navigazione e il trasporto di gnl.²⁵

Conclusioni

Tra le nazioni europee, l'Italia è stata la prima ad aver concluso un accordo energetico con il Qatar dopo il febbraio 2022. Indubbiamente il coinvolgimento dell'Eni nello sviluppo di North Field produrrà dei dividendi strategici importanti per la nostra nazione, proprio per la rilevanza che questo progetto riveste per il ruolo futuro dell'emirato nello scenario energetico in divenire.

La combinazione tra il potenziale d'esportazione di Doha e la decisione italiana di aumentare la capacità di rigassificazione nazionale consente di approfondire la sinergia e la cooperazione energetica ed economica tra le due nazioni.

Nonostante il contributo degli approvvigionamenti qatarioti di gnl abbia rafforzato la condizione di sicurezza energetica e la disponibilità di approvvigionamenti regolari, restano da sciogliere alcuni nodi particolarmente intricati: in primis, Eni (assieme ad altre compagnie europee) ha siglato accordi di lungo termine (27 anni ma le forniture inizieranno nel 2026) che sono sostanzialmente in contrasto con gli obiettivi UE sul raggiungimento della neutralità

²³ R. Shabaneh, B. Rioux e Steve Griffiths, “Can Cooperation Enhance Natural Gas Utilization in the GCC?”, Kapsarc Commentary, 2020.

²⁴ Ispi Daily Focus, “Da Gaza al Mar Rosso: l'altra faccia della crisi”, 4 gennaio 2024.

²⁵ Calabrese (2023); F. Sassi, “Mar Rosso in fiamme: anche l'Italia alla caccia degli Houthi”, *Rivista Energia*, 22 dicembre 2023.

climatica e sull'abbattimento delle emissioni entro il 2050. Il fatto che l'Italia potrà beneficiare di questi volumi aggiuntivi di gnl solo tra due anni, in realtà incide sul perseguimento dell'obiettivo del *phasing out* dal gas russo, in quanto non immediatamente disponibili per soddisfare la domanda attuale di gas naturale.

Le minacce degli Houthi sulle navi metaniere che transitano nel corridoio marittimo sul Mar Rosso rappresentano una pericolosa variabile da monitorare attentamente: la volontà italiana di far parte della coalizione a guida statunitense per la protezione delle *Sea Lines of Communication* (Slocs) tra Bab el Mandab e Suez costituisce una scelta obbligata e riflette l'esigenza di garantire protezione e sicurezza in un'area strategica. Nello scenario peggiore, infatti, non sarebbero soltanto le navi metaniere provenienti dal Qatar a essere colpite e costrette a circumnavigare l'Africa, ma anche gli approvvigionamenti di gas estratti dall'Eni in Mozambico (altro tassello fondamentale per la strategia di diversificazione dei fornitori) per i quali la rotta marittima attraverso il Corno d'Africa costituisce l'opzione temporalmente più rapida per raggiungere i terminal italiani.

Osservatorio di Politica internazionale

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

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei Deputati

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: st_affari_esteri@camera.it

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

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