

Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Gennaio 2023

n. 6 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 6 (n.s.) – gennaio 2023

Focus

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

AUTORI

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

Pietro Baldelli (Centro Studi Geopolitica.info) – CAPITOLO 5

Carlo Frappi (Università Ca' Foscari e ISPI) – CAPITOLO 9

Fabio Indeo (Center for Energy Governance and Security) – CAPITOLO 7

Aldo Liga (ISPI) – CAPITOLO 6

Lorena Stella Martini (ECFR) – CAPITOLO 4

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 1

Marco Siddi (Università di Cagliari e Finnish Institute of International Affairs) – CAPITOLO 2

Marco Valigi (ESCP Business School e Università Cattolica del Sacro Cuore) – CAPITOLO 3

Focus Sicurezza energetica

n. 6 (n.s.) – gennaio 2023

Sommario

1. Embargo, sanzioni e <i>price cap</i> : strategie, obiettivi e contromisure della guerra energetica tra Europa e Russia	7
2. I gasdotti Nord Stream: da corridoio energetico europeo a pomo della discordia	19
3. L'asse Bruxelles-Washington e il paradigma energetico euratlantico	25
4. Europa, Algeria e Marocco: sicurezza energetica, nuove opportunità e competizione	31
5. Il ruolo del Qatar e del Gnl nel futuro della sicurezza energetica europea	4
3 6. Le ambizioni dell'Egitto come hub regionale dell'energia. Strategie, attori, potenzialità della cooperazione energetica con il Cairo	51
7. Il progetto EastMed nel nuovo contesto energetico regionale	59
8. L'Azerbaijan nella diversificazione dell'approvvigionamento europeo. Stato e prospettive nel comparto del gas	65
9. Gli effetti della guerra in Ucraina sulle direttrici di export per gli idrocarburi centroasiatici verso l'Europa	73

1. Embargo, sanzioni e *price cap*: strategie, obiettivi e contromisure della guerra energetica tra Europa e Russia

Francesco Sassi

L'attuale politicizzazione dei mercati energetici, derivata in larga parte dall'invasione russa dell'Ucraina e proseguita con la risposta occidentale e degli alleati, è destinata a modificare l'ordine energetico internazionale per come l'abbiamo tradizionalmente conosciuto. Oggi lo studio di queste dinamiche offre non soltanto la possibilità di cogliere aspetti salienti della trasformazione degli equilibri globali seguiti alla rottura tra Federazione russa ed Europa, ma anche di contestualizzare meglio alcuni elementi che influenzeranno in profondità il lungo processo di transizione energetica. Un cammino assai differente da quello sinora percorso, perlomeno in Europa. Infatti, l'interazione tra variabili di breve e di lungo periodo genererà nuove priorità politiche che rischiano di rendere ancor più instabile un panorama già assai complesso, frammentato e in rapida evoluzione. Al contempo, i sistemi energetici che emergeranno al termine di questa fase sono destinati a modificarsi profondamente rispetto alla loro struttura odierna. Il ragionamento vale per il contesto nazionale e comunitario, ma coinvolge altresì il sistema energetico russo. Quest'ultimo affronta sfide sistemiche dettate da embarghi, sanzioni e *price cap*: ognuno di questi rappresenta uno snodo cruciale della politicizzazione dell'energia.

Le iniziative di carattere prettamente politico sopra elencate hanno assunto un'importanza centrale nello scenario internazionale che prescinde dal conflitto tra Russia e Ucraina. Innanzitutto, occorre sottolineare come la natura di queste misure sia essenzialmente offensiva, in quanto il loro obiettivo è localizzato al di fuori dei confini dei paesi che le implementano, e le loro ripercussioni possono contemporaneamente stabilizzare e destabilizzare l'ordine internazionale secondo diverse fasi storiche e in base agli obiettivi prefissati.¹

Se guardiamo poi a specifici casi legati ai mercati energetici, le esperienze di Iran e Venezuela evidenziano come l'applicazione di sanzioni economiche sia effettiva se accompagnata da un dialogo aperto con altri stati produttori. La letteratura in merito afferma infatti che coloro che intraprendono questa tipologia di sanzioni devono necessariamente prevedere effetti profondi anche sui flussi commerciali. Volendo quindi evitare squilibri dirompenti tra domanda e offerta, enfatizzando invece la dimensione cooperativa, i paesi che intendono

¹ L'esclusione materiale dall'economia globale per proteggere norme di diritto e ordine internazionale simboleggia il frutto di una concezione globalista del mondo. All'interno di questa, le sanzioni imposte mirano a influenzare e modificare, a dovuta distanza, comportamenti e azioni di politica estera in maniera permanente. Per una revisione della letteratura in merito si consiglia la lettura di: N. Mulder, "The Economic Weapon: The Rise of Sanctions as a Tool of Modern War", Yale University Press, 2022; D. Peksen, "When Do Imposed Economic Sanctions Work? A Critical Review of the Sanctions Effectiveness Literature", *Defence and Peace Economics*, 2019.

adottare embarghi e *price cap*, così come ogni altra forma di sanzione energetica, devono essere consapevoli degli effetti assai dissimili rispetto i diversi contesti di applicazione.²

Valutare dunque l'impatto e anticipare le conseguenze di queste sanzioni, e delle eventuali risposte, può agevolare la valutazione dell'efficacia dei provvedimenti intrapresi e rivelarne gli stessi punti critici, dando la possibilità di mitigare possibili effetti negativi e calibrare future correzioni.

Il conflitto ucraino e la reazione dell'Occidente: il settore energetico russo come obiettivo centrale dell'iniziativa europea

Già sul finire del 2021, al crescere delle tensioni tra Federazione russa e Ucraina, è stato chiaro come la prospettiva di nuove sanzioni, coordinate tra gli alleati Nato, fosse centrale nell'azione di deterrenza di UE, Regno Unito e Stati Uniti.³ La prospettiva dell'uso della cosiddetta *arma economica* era già stata ampiamente valutata al fine di far desistere il Cremlino dall'intraprendere una possibile invasione, destabilizzando gli equilibri internazionali e delegittimando l'ordine e il diritto internazionale. Il dato non sorprende, anche alla luce delle numerose sanzioni avviate da Stati Uniti ed Europa nella fase seguente l'annessione della Crimea del 2014 e i continui tentativi russi di influenza esercitati sull'Ucraina nella fase successiva.

Vari studi si sono focalizzati sugli effetti di queste decisioni, la cui vera natura e impatto si potranno comprendere in tutta la loro portata soltanto con il passare del tempo. Il loro *effetto accumulatore* deve essere infatti contemplato nel lungo periodo, lontano dal mercato clamore iniziale. Soltanto in questa dimensione il ritardo tecnologico e il *gap* finanziario possono danneggiare profondamente la produzione e sviluppo infrastrutturale dell'*Oil & Gas* russo. Questo in conseguenza di diversi fattori, tra i quali l'uscita degli operatori internazionali dal paese, la limitazione all'accesso di vari mercati energetici e il contenimento dei guadagni economici del Cremlino, ledendo la stabilità economica della stessa Russia. Gli effetti di queste sanzioni, implementate dopo il 2014, abbiano generato effetti di breve periodo sui progetti *upstream*, con alcuni ritardi in fase di sviluppo e incidendo sull'espansione geografica dei giacimenti. Allo stesso modo, le sanzioni non hanno colpito le capacità istituzionali e finanziarie russe, nonché la determinazione di Mosca a istituire nuovi corridoi commerciali o procedere all'apertura di nuove frontiere energetiche nella promettente regione dell'Artico.⁴

² Ricerche hanno dimostrato come le sanzioni possono colpire involontariamente alcuni mercati particolarmente sensibili, deteriorandone lo stato di equilibrio precedente e impattando l'autonomia strategica di diversi paesi terzi. P. Brown, "Oil Market Effects from U.S. Economic Sanctions: Iran, Russia, Venezuela", Congressional Research Service, 5 febbraio, 2020; W. Wei e C. Heng, "How political conflicts threaten energy security and economic growth in Asia: A study of the sanctions imposed on Iran", *Energy & Environment*, vol. 0, n. 0, 2021; S. Lohman e K. Westphal, "US-Russia policy hits European energy supply: the consequences of unilateral sanctions and growing market competition", SWP Comment No.6/2019, febbraio 2019.

³ "EU leaders agree on new sanctions with U.S. if Russia invades Ukraine", *Reuters*, 16 dicembre 2021.

⁴ D. Shapovalova, E. Galimullin e E. Grushevenko, "Russian Arctic offshore petroleum governance: The effects of sanctions and outlooks for northern development", *Energy Policy*, vol. 146, 2020; P. Aalto e T.

D'altra parte, la Federazione russa ha concentrato enormi sforzi nel rendere i settori maggiormente colpiti dalle sanzioni – energia, difesa e finanza – più resistenti e capaci di svilupparsi anche in un ambiente internazionale resosi fortemente inquieto. Vista l'importanza strategica dell'*Oil & Gas* ed essendo il settore maggiormente integrato a livello globale dell'economia russa, la Russia ha avviato un doppio percorso di “russificazione” e diversificazione, concentrando gli sforzi sulla sostituzione delle tecnologie importate attraverso produzioni nazionali e indipendenti dalle finanze occidentali. Inoltre, il Cremlino ha imposto un'accelerazione della cooperazione con partner internazionali indipendenti e slegati da logiche sanzionatorie.⁵

È in questo contesto di dinamiche di potere che si inseriscono le varie misure introdotte da parte dell'Occidente, e in particolare da parte dell'UE, nei confronti della Federazione Russa. Soggette a dinamiche e condizioni assai diversificate presenti sui mercati petroliferi e gassiferi, queste risoluzioni mantengono però una matrice politica comune. Da un lato mirano a restringere le entrate russe derivate dalla vendita di idrocarburi e dall'altra vogliono forzare la mano di Mosca e così far fallire l'offensiva ucraina.

La contromossa dell'UE: embargo, sanzioni e *price cap*

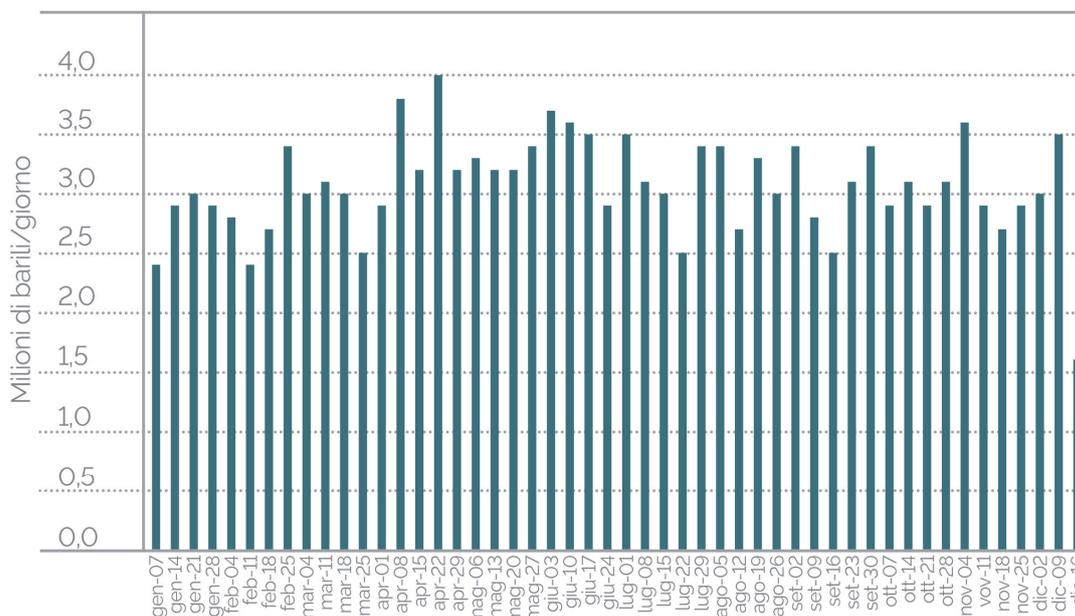
In prima battuta vi sono, per ovvi motivi di importanza strategica, l'embargo imposto al petrolio russo, entrato in funzione all'inizio dello scorso dicembre, e quello per i prodotti raffinati, in arrivo per l'inizio di febbraio 2023. Un embargo, il primo, verso cui diversi paesi europei sono stati esentati, vista la loro incapacità di potersi rifornire tramite esportatori alternativi via mare, e la cui applicazione è affiancata da un *price cap* flessibile, da rivedere a scadenze controllate di due mesi. Quest'ultimo vieta l'utilizzo di servizi assicurativi e di trasporto all'industria petrolifera russa a meno che Mosca non accetti di (s)vendere il proprio greggio al di sotto di una soglia fissa, stabilita oggi sui 60 dollari al barile.⁶ Il provvedimento nasce dopo lunghi mesi di trattative seguite all'annuncio di maggio, e la cui tenuta nei prossimi mesi sarà soggetta alla stessa capacità della coalizione che la sostiene (G7 + Australia) di mantenere un'unità di intenti non scontata nell'attuale scenario di instabilità.

Forsberg, “The structuration of Russia’s geo-economy under economic sanctions”, *Asia Europe Journal*, vol. 14, 2016, pp. 221-37.

⁵ R. Connolly, “Russia’s Response to Sanctions: How Western Economic Statecraft is “Reshaping Political Economy in Russia”, Cambridge, Cambridge University Press, 2018; A. Vatansever, “Put over a barrel? “Smart” sanctions, petroleum and statecraft in Russia”, *Energy Research & Social Science*, vol. 69, 2020; F. Sassi, “Structural power in Russia’s gas sector: The commoditisation of the gas market and the case of Novatek”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 41, 2022.

⁶ European Council, “[Russian oil: EU agrees on level of price cap](#)”, 3 dicembre 2022.

FIGURA 1 - ESPORTAZIONI DI GREGGIO RUSSE NEL 2022 (PER SETTIMANA)



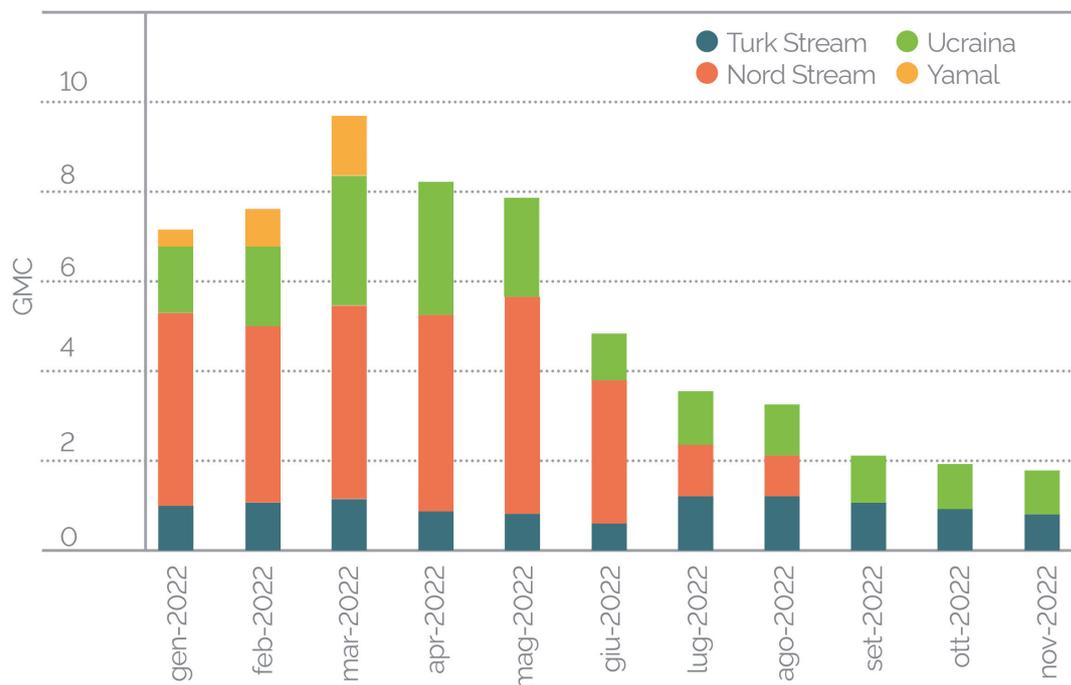
Fonte: Ministero delle finanze della Federazione russa; Bloomberg

Di pari passo, l'UE ha annunciato un *phase out* controllato e definitivo della dipendenza da fonti fossili russe “ben prima del 2030”, includendo il gas naturale, una fonte energetica della quale l'UE ha mantenuto una dipendenza strutturale dalla Russia dell'ordine del 40% del proprio fabbisogno sino al 2021.⁷ Se questa componente era ritenuta uno dei fondamenti dei rapporti bilaterali e un segno di chiara interdipendenza economica, il crollo verticale delle esportazioni russe verso l'Europa ha portato al punto più basso in termini di esportazioni di gas da parte di Gazprom al di fuori dei paesi ex-Cis dopo il crollo dell'Unione sovietica. Un tracollo accentuatosi nella tarda primavera 2022 e che allunga ombre scure sulla prossima stagione di stoccaggio del 2023 e l'imprevedibile inverno 2023/2024. In controtendenza, aumentano invece le esportazioni di Gnl russo verso l'Europa, sempre più fruttuose per Novatek e i suoi partner nel progetto di Yamal Lng.⁸

⁷ European Commission, “REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green energy transition”, 18 maggio 2022.

⁸ “Russian pipeline gas exports to Europe collapse to a post-Soviet low”, *Reuters*, 28 dicembre 2022; International Energy Agency (Iea), “How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023”, dicembre 2022; “Europe’s imports of Russian seaborne gas jumps to record high”, *Financial Times*, 28 novembre 2022.

FIGURA 2 - ESPORTAZIONI DI GAZPROM IN EUROPA



Fonte: S&P Global Platts

Per far fronte a questa situazione senza precedenti, l'UE ha anche organizzato una campagna focalizzata sulla riduzione dei consumi per salvaguardare la stabilità economica del continente e passare indenni l'inverno.⁹ A completare il quadro, il Consiglio europeo, sostenuto dalla Commissione, ha introdotto un nuovo meccanismo di tetto al prezzo del gas naturale. Un'iniziativa fortemente appoggiata da un'ampia coalizione di paesi europei e completata dalla prospettiva di acquisti comuni e meccanismi di sospensione dello stesso *price cap*.¹⁰

Impatti previsti e imprevisti delle sanzioni

Come avvenuto nel periodo successivo al 2014, il Cremlino ha scelto di imbastire una risposta mirata e sistemica all'offensiva dell'Occidente. Lo ha fatto attraverso una schiera di tecnocrati alla guida di istituzioni chiave per la stabilità di economia e finanze russe, come la

⁹ Eurostat, "EU gas consumption down by 20,1%", 20 dicembre 2022.

Nel periodo tra agosto e novembre 2022, complici una serie fortunata di fenomeni naturali, ma assai preoccupanti dal punto di vista del cambiamento climatico, l'UE è riuscita a consumare circa il 20% in meno di gas rispetto la media dei cinque anni precedenti.

¹⁰ Questi meccanismi si attiverebbero nel caso in cui le condizioni dei mercati volgersero a detrimento della stessa sicurezza energetica europea. Council of the European Union, "Establishing a market correction mechanism to protect citizens and the economy against excessive high prices", 19 dicembre 2022.

Banca centrale e vari ministeri di competenza. Nonostante posizioni politiche talvolta invise alla stessa scelta di procedere con l'invasione dell'Ucraina, la libertà goduta da questi funzionari ha permesso alla Russia di evitare l'avverarsi delle previsioni più drammatiche fatte all'indomani dell'invasione e di limitare l'impatto negativo sul Pil nell'ordine del 3,5%-5,5%.¹¹

In linea generale, e per stessa bocca del presidente della Federazione russa e di altri esponenti di spicco del governo, il Cremlino ha più volte rimarcato la propria ostilità a qualsiasi embargo alle esportazioni di risorse energetiche russe e la contrarietà all'imposizione di *price cap* su petrolio e gas. Secondo Putin, questi non faranno altro che “distruggere il settore energetico globale”, creando future scarsità di offerta, comprimendo ulteriormente gli investimenti e costringendo i consumatori a pagare prezzi sempre più alti. Strumenti descritti come “regolamentazioni non di mercato” e la cui applicazione vorrebbe indebolire la Russia e “regolare i prezzi” dei mercati attraverso “un'influenza amministrativa”.¹² Va qui sottolineato come l'imposizione di *price cap*, soprattutto sul gas naturale, ha attratto una forte critica da parte degli esperti del settore, facendo trasparire possibili ricadute deleterie per la continuità degli approvvigionamenti e solidità dei mercati.¹³

Per il 2022, la Russia ha previsto di incamerare il 30% in più dalla vendita di petrolio e gas rispetto il 2021. L'importanza di assicurarsi costanti entrate dalla vendita di idrocarburi è dimostrata dagli assunti con cui il budget per l'anno 2023 è stato elaborato. Un piano che però ora deve fare i conti con i prezzi del petrolio in calo e una situazione poco conciliante sul mercato dei cambi.¹⁴ Anche i prezzi del gas naturale sono in ritirata, inficiando così le entrate russe. Dai picchi estremi dell'estate, oltre i 340€/MWh, si è passati infatti ai più ragionevoli prezzi attorno i 70€/MWh di fine 2022 e inizio 2023. Un cambiamento dovuto principalmente a un caldo anomalo, ampi stoccaggi, una forte generazione elettrica dal settore eolico e un consumo moderato di gas, dettato dall'implementazione delle regolamentazioni europee, ma supportato da una produzione industriale in calo in tutta Europa e prezzi del gas assai più alti rispetto la loro serie storica.¹⁵

Navigare queste acque tumultuose non sarà facile per Mosca. Di certo vi è che mentre il Ministero delle finanze russe ha dichiarato l'impossibilità a oggi di stimare i danni creati dalle disposizioni di G7 e alleati, il rischio è di una contrazione significativa a partire dal mese di

¹¹ Di fondamentale importanza è stato il ruolo giocato da Herman Gref, CEO di Sberbank, ed Elvira Nabiullina, governatrice della Banca Centrale Russa. “How Putin's technocrats saved the economy to fight a war they opposed”, *Financial Times*, 16 dicembre 2022; A. Prokopenko, “The Cost of War: Russian Economy Faces a Decade of Regress”, *Carnegie Politika*, 19 dicembre 2022.

¹² V. Putin, “Vladimir Putin answered questions from journalists”, President of Russia, 22 dicembre 2022.

¹³ “Citi's Ed Morse: EU Gas Price Cap Figure is Silly”, *Bloomberg*, 19 dicembre 2022; *Reuters*, “ICE warns it could relocate gas trading out of EU if bloc caps price”, 15 dicembre 2022; J. Blas, “You Say Price Cap, I Say Speed Bump. Let's Call the Whole Thing Off”, *Bloomberg*, 28 novembre 2022

¹⁴ Il budget della Federazione Russa per il 2023 è organizzato su di un prezzo medio del petrolio di 70,1 dollari al barile e un cambio rublo/dollari sui 68,3. A dicembre però, l'Urals è stato scambiato sui 50 dollari al barile, con un fortissimo differenziale del Brent, passato dai 25 dollari di fine ottobre ai 38 di fine dicembre, mentre nell'intero 2022 l'Urals è stato sui 76 dollari al barile, contro i 69 del 2021. Ministero delle Finanze della Russia, “О средней цене на нефть марки Urals” (“A riguardo del prezzo del greggio Urals”), 5 gennaio 2023.

¹⁵ J. Kemp, “Europe's gas prices slump to moderate storage build”, *Reuters*, 5 gennaio 2023.

gennaio dei proventi generati proprio dall'export di idrocarburi, seconda soltanto a quella derivata dalla crisi pandemica di inizio 2020.¹⁶ Per il 2023, la Banca centrale russa stima una perdita del Pil che va dall'1% al 4% ma con un trend che dovrebbe volgere nuovamente alla crescita nella seconda metà del 2023. Questo, mentre il bilancio del 2022, previsto precedentemente in un surplus di circa l'1%, è stato stimato in un deficit del 2,3%, in gran parte conseguito alla revisione al diminuire delle esportazioni e il calo dei prezzi delle materie prime durante gli ultimi mesi dell'anno.¹⁷

Il punto nodale rimane l'approvazione di un budget statale (triennio 2023-25) che prevede introiti minori arrivare dal settore dell'*Oil & Gas* rispetto all'anno corrente e soprattutto una spesa nei settori della difesa e sicurezza aumentata sino a ricoprire quasi un terzo del totale.¹⁸ Un'enormità nell'epoca post-sovietica. Da una parte, ciò conferma che la mobilitazione militare conseguita all'invasione dell'Ucraina ha un costo notevole per le finanze russe. Dall'altra parte, un'allocazione di simili risorse da parte del Cremlino non lascia ben sperare per una risoluzione a breve del conflitto.

La dimensione interna ed esterna della risposta russa

È proprio al settore dell'*Oil & Gas* che Mosca si affida per riuscire a reggere l'urto delle sanzioni internazionali, stabilizzare l'economia e perseverare nei propri intenti bellici, portando a conclusione quella "Operazione Speciale" largamente sfuggita di mano rispetto le intenzioni iniziali. Le entrate provenienti dal settore, e quelle di Gazprom in particolare, hanno dimostrato di contribuire al budget statale con una costanza che le altre componenti dell'economia non sono, a ora, in grado di sostenere.¹⁹ Il ruolo dei due colossi energetici Gazprom e Rosneft, dei concorrenti Novatek e Lukoil e le altre compagnie russe sarà quindi enfatizzato nei mesi e anni a seguire come garanti dell'economia, dovendo colmare un bilancio in perdita e rimanendo, nonostante embarghi e sanzioni, il settore produttivo russo meglio inserito nell'economia globale.

In risposta all'embargo petrolifero europeo, la Federazione russa si è subito attivata per assicurarsi almeno 70 petroliere dalle grandi dimensioni per il trasporto del greggio e così libere

¹⁶ "Силуанов: оценить влияние потолка цены на нефть на бюджет России пока нельзя" ("Siluanov: non è ancora possibile stabilire l'impatto del price cap al petrolio sul budget russo"), *Kommersant*, 8 dicembre 2022; J. Lee, "Russia is Feeling the Pain of Europe's Oil Embargo", Bloomberg, 11 dicembre 2022.

¹⁷ Si noti come questa valutazione sia insolitamente vaga per gli standard di previsione macroeconomica della stessa Banca e che la dice lunga sull'incertezza che vige tra coloro che tessono le fila dell'economia russa. Interfax, "Силуанов заявил, что дефицит бюджета РФ в 2022 г. составил 3,3 трлн руб., или 2,3% ВВП" ("Siluanov ha detto che il deficit di bilancio della Russia nel 2022 si attesta sui 3,3 trilioni di rubli, o 2,3% del PIL"), 10 gennaio 2023; "ЦБ в феврале может сузить прогноз по динамике ВВП РФ на 2023 год" ("La Banca Centrale potrebbe limitare le previsioni delle dinamiche del PIL russo per l'anno 2023"), *Interfax*, 26 dicembre 2022.

¹⁸ "Бюджет поправился на два триллиона" ("Il budget è stato corretto di due trilioni"), *RBC*, 22 novembre 2022.

¹⁹ "«Газпром» в 2022 году заплатит более 5 трлн руб. налогов" ("Gazprom pagherà nel 2022 più di 5 trilioni di rubli in tasse"), *Interfax*, 28 dicembre 2022; "Правительство наполнит бюджет повышенными налогами на экспорт газа и нефти" ("Il governo colmerà il budget con tasse crescenti su petrolio e gas"), *Kommersant*, 20 settembre 2022; "Нефть и газ вновь стали основными источниками доходов бюджета" ("Il petrolio e il gas sono diventati nuovamente le principali risorse per le entrate di bilancio"), *RBC*, 11 novembre 2022.

da ogni legaccio imposto dal *price cap*. A queste andranno ad aggiungersi altre navi, già in possesso di *Sovcomflot* o altre compagnie di bandiera, e quelle delle compagnie dei paesi che non intendono sottostare al *price cap*, come Cina e India, costituendo una cosiddetta “flotta ombra” che lavorerà al di fuori dal controllo internazionale, in pieno subbuglio.²⁰

A livello interno, il governo di Mosca ha formato un gruppo di 162 progetti a livello nazionale, di cui circa un terzo coinvolge il settore della chimica e dell'*Oil & Gas*, che contribuiranno in maniera critica alla sostituzione delle importazioni di tecnologie estere. Una vasta campagna al 2030, per la quale sono stati stanziati oltre 5 trilioni di rubli (circa 65 miliardi di euro), concedendo prestiti preferenziali e garanzie particolari a varie tipologie di business, tra le quali emerge in particolare il settore del Gnl.²¹ Un volume di investimenti che segnala ancora una volta la strategicità dello sviluppo del settore per l'esportazione di gas e il cambio di passo dovuto alla rottura della storica interdipendenza con l'Europa.

A diverse settimane dall'introduzione del *price cap*, il Cremlino ha introdotto sul finire di dicembre un embargo totale per i paesi che lo applicano e ha velatamente suggerito la possibile introduzione di un limite allo sconto imposto al petrolio russo rispetto i prezzi presenti sul mercato.²² Una risoluzione che non modifica lo stato delle cose, ma la cui vaghezza lascia trasparire prossime interpretazioni del decreto firmato da Putin funzionali alla strategia di far perdurare l'instabilità energetica globale e spingere verso l'alto i prezzi. Una simile tattica sembra essere stata adottata nel caso del *price cap* al gas, con il Cremlino a determinare eventuali violazioni contrattuali tra clienti europei e Gazprom nel caso, difficile, in cui il tetto venisse applicato.²³ D'altronde, il plenipotenziario all'energia, il Vice Premier Novak, ha anticipato che mentre serviranno mesi per riassetare le nuove catene logistiche del commercio internazionale di petrolio, la produzione russa potrebbe diminuire del 7-8% e la stessa sorte potrebbe toccare alla produzione ed export di gas.²⁴ Il messaggio proveniente da Mosca è uno: il ruolo della Russia sui mercati energetici rimarrà quello di attore primario e nulla, nemmeno le sanzioni occidentali, potrà modificarlo. Un'altra delle molte

²⁰ A inizi gennaio 2023 si stima che questa flotta conti all'incirca 200 vascelli e continui a crescere in previsione dell'introduzione dell'embargo ai prodotti petroliferi russi. “[Commodities 2023: Two-tier freight market may keep global tanker rates firm](#)”, S&P Global Platts, 30 dicembre 2022.

²¹ Per lo sviluppo di specifiche tecnologie riguardando la liquefazione del gas naturale, nella quale le aziende russe rimangono piuttosto arretrate rispetto i competitor internazionali, il governo ha stanziato una somma di 2,8 miliardi di rubli (circa 36 milioni di euro) per la ricerca e sviluppo che andranno principalmente a Rosatom e Novatek. Questa somma è comunque inferiore a quanto richiesto dalle stesse compagnie, ma potrà essere eventualmente incrementato nel prossimo futuro. “[Власти сформировали пул проектов по импортозамещению на 5,2 трлн рублей](#)” (“Le autorità hanno formato un gruppo di progetti per la sostituzione delle importazioni dal valore di 5,2 trilioni di rubli”), *Vedomosti*, 9 ottobre 2022; *Neftegaz*, “[Правительство выделит 1 млрд руб. разработчикам оборудования для производства СПГ](#)” (“Il governo allocherà 1 miliardo di rubli per gli sviluppatori di equipaggiamento per la produzione di GNL”), 17 agosto 2022. Sul tema vedi anche riferimenti nota 5.

²² “[Putin bans Russia oil shipment to countries that implement price cap](#)”, *Reuters*, 28 dicembre 2022; “[Минэнерго не исключило дополнительных мер для ограничения дисконта на российскую нефть](#)” (“Il Ministero dell'Energia non esclude misure aggiuntive per limitare lo sconto sul petrolio russo”), *Kommersant*, 10 gennaio 2023.

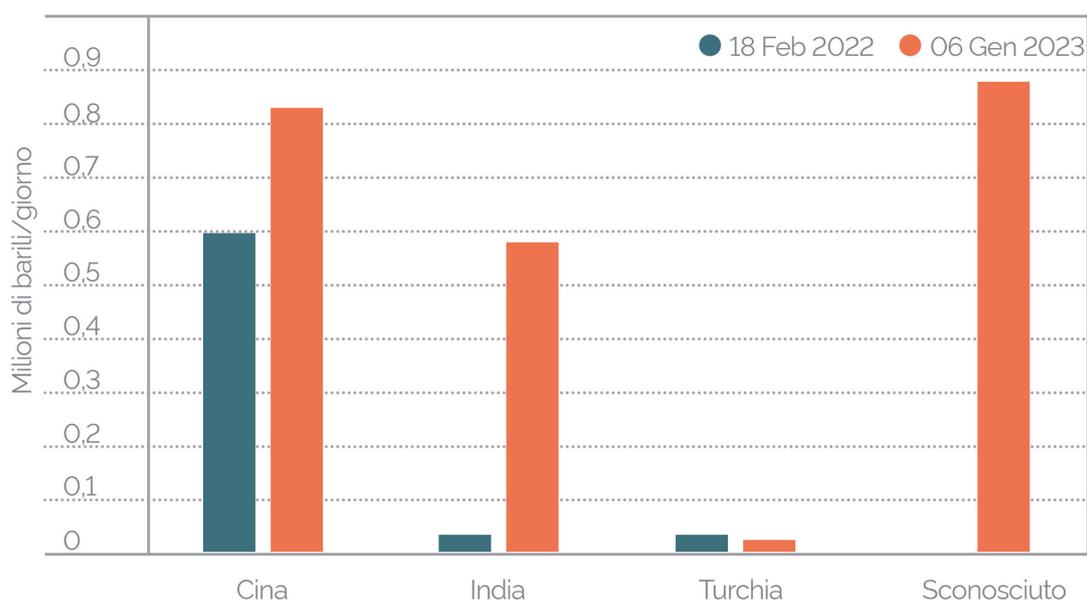
²³ Vedi nota 12.

²⁴ “[Александр Новак: Россию на нефтегазовом рынке никому заменить](#)” (“Aleksander Novak: non c'è nessuno che possa sostituire la Russia sui mercati del petrolio e gas”), *Tass*, 26 dicembre 2022.

affermazioni che dovrà essere valutata nel tempo, mentre la realtà cozza fragorosamente con le opposte narrazioni. È infatti emerso che Polonia e Germania sono in ritardo sui piani di sostituzione del petrolio russo e che l'avvicinarsi dell'embargo sui prodotti raffinati potrebbe cogliere impreparati molti paesi europei.²⁵ Inoltre, sia in occasione dell'embargo al greggio, sia in quello ai prodotti derivati, Mosca ha deciso di sfruttare al massimo la capacità produttiva e di esportazione prima che i provvedimenti entrassero in funzione, con il benplacito dei clienti europei.²⁶

In assenza della maggior parte del mercato europeo, la Russia è dunque costretta a guardare sempre più a Oriente per allocare le proprie materie prime. Sono emerse, ad esempio, le prime evidenze che Mosca avrebbe inviato petrolio all'India mercato utilizzando petroliere assicurate tramite compagnie occidentali, e quindi rispettose del *price cap*.²⁷ Se confrontati con la media del 2021, Nuova Delhi presenta un differenziale impressionante nelle importazioni petrolifere russe, aumentate a dicembre 2022 di oltre 1,2 milioni di barili. Al contempo, la Turchia, uno dei maggiori partner non-UE nel settore petrolifero, ha fortemente ridotto le importazioni nelle prime settimane dall'imposizione dell'embargo. Una mossa che potrebbe anticipare la ricerca di nuovi *escamotage* per importare petrolio senza ripercussioni internazionali o che potrebbe suggerire un tentativo turco di ottenere ulteriori benefici economici.²⁸

FIGURA 3: IL RIORIENTAMENTO DELLE ESPORTAZIONI DI GREGGIO RUSSO VERSO L'ASIA



Fonte: Bloomberg

²⁵ "Poland, Germany's Plans for Russia Oil Pivot Start to Take Shape", Bloomberg, 29 dicembre 2022; "Транснефть" получила от Польши и Германии заявку на прокачку по "Дружба" ("Transneft ha ricevuto una richiesta da Polonia e Germania per pompare attraverso Druzhba"), RIA Novosti, 20 dicembre 2022.

²⁶ "EU Loads Up on Russian Products Ahead of Ban", *Energy Intelligence*, 7 dicembre 2022; "Russia Set to Export Large Amounts of Diesel Before EU Sanctions", Bloomberg, 30 dicembre 2022.

²⁷ "Russian crude being shipped to India under G7 price cap", *Financial Times*, 27 dicembre 2022.

²⁸ Nel 2022, Ankara ha aumentato del 50% l'import di greggio russo nel 2022 rispetto il 2021.

"Turkey Hits Pause on Russian Crude Oil Purchases", *Energy Intelligence*, 12 dicembre 2022.

N.B. le esportazioni si riferiscono alla media della settimana precedente la data di riferimento

Ad apparire in tutta la propria solidità è invece la *partnership* energetica tra Federazione russa e Repubblica popolare cinese, la quale, oltre al petrolio, ha incrementato anche le importazioni di gas naturale, attraverso il gasdotto *Power of Siberia*, insieme a Gnl e carbone.²⁹ La fine della strategia “Covid-Zero” e la spirale di emergenza sanitaria nel paese potrebbero però limitare questa sete cinese di risorse nelle settimane e mesi a venire. Permangono infatti lo spettro di nuove varianti del Covid-19 e la possibilità che queste possano azzoppare non solo la crescita dell’economia del gigante asiatico, ma anche quella globale.

L’analisi ha cercato di mostrare alcune delle molte sfaccettature di un quadro davvero articolato che pone embarghi, sanzioni e *price cap* di petrolio e gas naturale al centro dello scontro politico tra Federazione russa e UE, e più in generale tra i paesi del G7 e Mosca. Un’offensiva che costringe la Russia a una reazione per mantenere il proprio status di superpotenza energetica. La Federazione russa è oggi costretta a rendere ancor più incisivo il percorso intrapreso dopo il 2014, accrescendo l’autonomia del settore dell’*Oil & Gas* da finanze e tecnologie occidentali, sinora critiche nello sviluppo dei giacimenti siberiani e delle vaste risorse inesplorate della tundra artica. Un punto chiave per ampliare la propria autonomia strategica e ottenere la vittoria, o perlomeno raggiungere un’accettabile tregua, nel conflitto in Ucraina.

Le nuove interdipendenze dell’ordine energetico oggi in trasformazione pongono però la Russia a fare sempre maggiore affidamento su Cina e India, che ora costituiscono circa il 90% delle esportazioni petrolifere russe. In una prospettiva di medio-lungo periodo e in assenza di una cospicua parte del precedente mercato europeo, questi due paesi sono destinati a divenire i principali *outlet* anche del gas russo. Mentre l’operatività dei mercati in Oriente rappresenta un’ancora di salvezza fondamentale per la Federazione russa, la crescita economica di questi paesi e le relazioni tra Mosca, Pechino e Nuova Delhi stanno oggi gettando le basi per quello che sarà il nuovo asse politico-economico su cui verterà buona parte delle interazioni energetiche nel continente euroasiatico nei decenni a venire.

L’inverno durerà però ancora a lungo e, mentre oggi la situazione sui mercati del gas appare non particolarmente preoccupante, con oltre l’80% degli stoccaggi ancora disponibili, nuovi eventi naturali o iniziative politiche potrebbero da un lato aumentare i consumi europei o, dall’altro, ridurre la disponibilità di gas naturale in un mercato ora più che mai sensibile a fluttuazioni globali.³⁰

Come dimostrato da analisi in letteratura, vi è una forte incapacità di concettualizzare e intendere l’energia, e il gas in particolare, come uno strumento di influenza di straordinaria efficacia. Allo stesso modo, in questo quadro turbolento, l’energia è destinata a rimanere nelle disponibilità del Cremlino come un espediente imprescindibile per la propria

²⁹ Dall’inizio del conflitto in Ucraina e comparato con lo stesso periodo relativo al 2021, Pechino ha importato circa il 66% in più di risorse energetiche dalla Russia in termini di valore assoluto. “[China Buys a Record Amount of Russian LNG as Oil and Coal Purchases also Surge](#)”, Bloomberg, 21 dicembre 2022.

³⁰ “[Top US Gas Producer EQT Saw Output Drops of 30% During Cold Snap](#)”, Bloomberg, 28 dicembre 2022; “[Gas giants are threatening to decamp after a move to cap prices – but to where?](#)”, ABC, 18 dicembre 2022

diplomazia e politica di potenza.³¹ Il contesto di volatilità che si è generato con l'inizio della pandemia, aggravato con l'invasione della Russia e destinato a perdurare nel 2023, renderà questo mezzo ulteriormente efficace sotto diversi punti di vista – imponendo un monitoraggio costante di contesto e risultanti politiche.

³¹ F. Sassi, “The Geopolitics of the EU-Russia Gas Trade: Reviewing Power in International Gas Market”, in F. Taghizadeh-Hesary e D. Zhang, “The Handbook of Energy Policy”, *Springer Nature*, 2022.

2. I gasdotti Nord Stream: da corridoio energetico europeo a pomo della discordia

Marco Siddi

La sospensione delle forniture di gas russo attraverso il gasdotto Nord Stream a inizio settembre 2022 e le esplosioni che hanno pesantemente danneggiato sia il Nord Stream, sia il gasdotto parallelo e di recentissima costruzione Nord Stream-2¹, hanno minato alle fondamenta le relazioni energetiche tra Germania e Russia. Nell'ultimo decennio, i due gasdotti hanno rappresentato il simbolo della *partnership* tra Mosca e Berlino. I governi guidati dalla Cancelliera Angela Merkel li hanno difesi dalle costanti critiche degli Stati Uniti, di diversi Stati dell'Europa centro-orientale (Polonia e paesi Baltici *in primis*) e della Commissione europea. Seguendo una logica prettamente commerciale, Berlino vedeva nei gasdotti Nord Stream un corridoio strategico per l'approvvigionamento dell'economia tedesca, fortemente dipendente dall'import di energia. Una lunga storia di cooperazione energetica con Mosca, cominciata in piena guerra fredda e mai interrotta – nemmeno quando Nato e Patto di Varsavia erano giunte sull'orlo di un conflitto nucleare, nel 1983 – attestavano l'affidabilità delle forniture russe.



Fonte: ISPI

¹ “Nord Stream, esplosioni che hanno provocato fughe di gas sono un atto di sabotaggio”, Euronews, 18 novembre 2022.

I prezzi competitivi del gas di Mosca e l'interdipendenza delle economie russa e tedesca giustificavano, da un punto di vista commerciale, la scelta da parte di Berlino di un rapporto privilegiato con il gigante statale del gas russo, Gazprom. Perché sostituire le importazioni dalla Russia con il gas naturale liquido (Gnl), tendenzialmente più caro, in particolare se quest'ultimo sarebbe arrivato da un *competitor* industriale come gli Stati Uniti, o da paesi autoritari e di incerta affidabilità come il Qatar? Perché investire risorse nella costruzione di terminali e rigassificatori per l'importazione di Gnl se le politiche climatiche europee prevedevano una progressiva riduzione dei consumi di gas, fino a un quasi totale *phaseout* entro il 2050? Sul piano politico, i leader tedeschi rispondevano alle critiche sui rischi e sulle implicazioni geopolitiche della dipendenza energetica dalla Russia asserendo che i legami economici con Mosca riducevano il rischio di uno scontro e – in particolare dopo la crisi tra Russia e Occidente del 2014, dovuta all'annessione russa della Crimea e alla destabilizzazione del Donbass – rappresentavano l'ultimo ponte strategico tra Europa e Russia.

L'impatto del conflitto ucraino sui rapporti energetici UE-Russia

Questa logica è stata in gran parte stravolta dalla guerra lanciata da Putin il 24 febbraio 2022 e dalle successive sanzioni e ritorsioni tra Occidente e Russia. A differenza di quanto avvenuto tra il 2014 e il 2021, lo scontro si è esteso rapidamente al comparto energetico. Nei sei mesi successivi allo scoppio della guerra, l'Unione europea (UE) ha imposto un divieto alle importazioni di carbone e un divieto parziale alle importazioni di petrolio dalla Russia, mentre quest'ultima ha interrotto le forniture di gas a diversi Stati membri della UE che hanno rifiutato di adottare un nuovo meccanismo di pagamento in rubli (come Bulgaria e Finlandia) e ridotto le esportazioni di gas ad altri Stati (ad esempio, Germania e Italia). La crisi dei rapporti energetici tra UE e Russia non ha risparmiato nemmeno i gasdotti Nord Stream e Nord Stream-2. Dall'inizio dell'estate del 2022, la Russia ha ridotto i flussi di gas esportato attraverso il Nord Stream² – attribuendo la responsabilità alle sanzioni occidentali che non avrebbero permesso la regolare manutenzione di alcune infrastrutture – per poi interromperli definitivamente a inizio settembre, in risposta all'annuncio da parte del G7 di un tetto al prezzo del petrolio russo.³ Il Nord Stream-2, completato nel settembre 2021 dopo una lunga controversia caratterizzata da sanzioni, ritardi e scontri politici, non è mai entrato in funzione a causa del rapido deteriorarsi della crisi ucraina nell'inverno 2021-2022. I gravi danni arrecati ai due gasdotti dalle esplosioni del 26 settembre 2022 potrebbero rappresentare un definitivo, catastrofico epilogo per la storia del corridoio Nord Stream.

Nord Stream: due decenni di storia e disaccordi

La storia del corridoio energetico Nord Stream risale a oltre vent'anni fa. Nel 1997 Gazprom e la compagnia petrolifera finlandese Neste cominciarono a progettare un gasdotto che dalla Russia raggiungesse la Germania attraverso il mar Baltico. Al progetto presto si unirono due

² “Falling Like Dominoes: The Impact of Nord Stream on Russian Gas flows in Europe”, 5 agosto 2022.

³ “Via libera del G7 al tetto al prezzo del petrolio russo. Von der Leyen: ora anche sul gas”, Il Sole 24 Ore, 2 settembre 2022.

compagnie tedesche, Ruhrgas (successivamente E.On Ruhrgas e infine Uniper) e Wintershall (dal 2019 Wintershall Dea), una sussidiaria del gigante dell'industria chimica Basf. Nel 2005 Gazprom, E.On e Wintershall firmarono un accordo per la costruzione del gasdotto, che cominciò nel dicembre dello stesso anno. Da subito, il progetto incontrò la netta opposizione di alcuni paesi dell'Europa centro-orientale, prima fra tutti la Polonia; l'allora ministro della difesa polacco Radosław Sikorski paragonò il gasdotto a un nuovo patto Molotov-Ribbentrop⁴ - un riferimento all'accordo con cui, nell'agosto del 1939, Germania nazista e Unione Sovietica si spartirono il controllo dell'Europa orientale.

Ciononostante, la realizzazione del progetto continuò, col coinvolgimento di diverse compagnie europee (italiane, olandesi, britanniche) nella costruzione. Inoltre, tra il 2007 e il 2009 la compagnia del gas olandese Gasunie e la francese Gdf Suez (oggi Engie) acquisirono delle quote di proprietà del consorzio Nord Stream. Gazprom mantenne il controllo del 51% delle quote, seguita da E.ON e Wintershall col 15.5% ciascuna e da Gasunie e Gdf Suez, col 9% a testa. La costruzione della prima delle due linee del gasdotto venne ultimata nel giugno del 2011; la seconda entrò in funzione nell'ottobre 2012. Nell'Europa centro-occidentale, Nord Stream fu presentato come un progetto di interesse europeo, e venne sostenuto dai leaders di diversi Stati membri della UE. A testimonianza di questo, all'inaugurazione del gasdotto nell'ottobre 2011 parteciparono la cancelliera tedesca Angela Merkel, il premier olandese Mark Rutte e il primo ministro francese François Fillon, oltre al presidente russo Dmitry Medvedev. Negli anni successivi, Nord Stream divenne uno dei principali corridoi per l'export del gas russo in Europa, insieme alla rete di gasdotti ucraini; nel 2021 i volumi esportati raggiunsero il record di 59,2 miliardi di metri cubi annuali, persino oltre la capacità nominale annuale del gasdotto (55 miliardi di metri cubi).⁵

Le vicissitudini del gasdotto Nord Stream-2

Nonostante le tensioni tra Russia, UE e Occidente dovute all'annessione della Crimea e al conflitto nel Donbass, la cooperazione energetica tra Gazprom e i suoi partner occidentali continuò. Nel giugno del 2015 Gazprom, E.On, Engie, l'austriaca Omv e l'olandese Royal Dutch Shell firmarono un accordo per la costruzione di Nord Stream-2, un gasdotto parallelo a Nord Stream che avrebbe portato la capacità del corridoio energetico a 110 miliardi di metri cubi annuali.

L'accordo causò una reazione veemente da parte della Polonia, che si vedeva bypassata anche dal nuovo progetto. Nell'agosto 2016, l'autorità per la concorrenza polacca Uokik bloccò la costituzione di una *joint venture* tra le sopra citate compagnie; queste ultime si ritirarono dalla *joint venture*, ma firmarono un accordo per finanziare comunque il progetto.⁶ Tra i principali oppositori del progetto c'erano anche l'Ucraina, che temeva in particolare la perdita del suo ruolo strategico per il transito del gas russo verso l'Europa e dei relativi proventi economici;

⁴ “Poland compares German-Russian pipeline to Nazi-Soviet pact”, EUObserver, 2 May 2006.

⁵ “The Nord Stream Pipeline Transported a Volume of 59.2 Billion Cubic Metres of Natural Gas in 2021”, Nord Stream, 7 febbraio 2022.

⁶ “Gazprom's Western partners agree financing for \$10.3 billion Nord Stream 2 pipeline”, Reuters, 24 aprile 2017.

gli Stati Uniti, che mal vedevano la stretta partnership energetica tra Berlino e Mosca, e la conseguente dipendenza europea dal gas russo; e infine la Commissione europea, per cui la realizzazione di un nuovo gasdotto dalla Russia non era prioritaria, ma contrastava anzi con gli obiettivi di diversificazione delle importazioni.

Germania e Austria erano invece i principali sostenitori del Nord Stream-2, affiancate da alcuni altri Stati membri con interessi economici nella realizzazione del progetto (in particolare Finlandia, Olanda e Francia). Per la Germania, il gasdotto rappresentava un collegamento diretto tra il principale fornitore di gas europeo e il suo maggior acquirente, in un contesto in cui Berlino vedeva il gas come una fonte essenziale nel periodo di transizione verso un'economia basata sulle rinnovabili. Il governo tedesco intendeva ridurre il consumo di carbone e petrolio, fonti più inquinanti, nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi di politica climatica europei. Al contempo, l'opposizione dell'opinione pubblica tedesca all'energia nucleare dopo l'incidente alla centrale giapponese di Fukushima, nel 2011, aveva indotto i governi di Angela Merkel a decretare la progressiva chiusura delle centrali nucleari nazionali, che avrebbe dovuto essere portata a termine nel 2022.⁷

Nelle istituzioni europee, i sostenitori del Nord Stream-2 hanno fatto leva soprattutto sul Consiglio dell'Unione europea. Il servizio legale del Consiglio si è opposto alla richiesta della Commissione di un mandato per negoziare un trattato internazionale con la Russia relativo al gasdotto. A lungo, il Consiglio ha respinto anche la proposta di applicare la Direttiva 2009/73/CE sul mercato interno del gas al Nord Stream-2.⁸ La direttiva non era mai stata applicata in precedenza a un gasdotto internazionale e avrebbe comportato la separazione (*unbundling*) fra le reti e l'erogazione dei servizi di gas, richiedendo dunque una modifica dell'impianto legale del progetto, interamente controllato da Gazprom. Nel febbraio 2019 – è stato raggiunto un compromesso che ha reso la direttiva applicabile alle acque territoriali dell'UE, ma ha lasciato allo Stato membro in cui il gasdotto approda (in questo caso, la Germania) la responsabilità dell'attuazione e dell'autorizzazione di eventuali esenzioni.⁹

Il quadro legale è stato ulteriormente complicato dalle sanzioni imposte dagli Stati Uniti al progetto. In particolare, le sanzioni decise dal Congresso nel dicembre 2019 nei confronti delle compagnie impegnate nella costruzione del gasdotto hanno portato al congelamento dei lavori *off-shore* quando erano ormai prossimi al completamento.¹⁰ I lavori sono ripresi nel maggio 2021, quando la nuova amministrazione presidenziale statunitense guidata da Joe Biden ha deciso di rinunciare alle sanzioni, nel tentativo di migliorare i rapporti coi partner europei – Germania in particolare – che si erano incrinati durante la presidenza di Donald Trump.¹¹ La costruzione del Nord Stream-2 è stata dunque completata a fine estate 2021; il

⁷ A fine 2022 Berlino ha deciso di prorogare la chiusura delle ultime 3 centrali attive al 15 aprile 2022. “[Germany extends lifetime of remaining nuclear plants](#)”, DW, 17 ottobre 2022.

⁸ “[Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale](#)”, 13 luglio 2009.

⁹ “[Nord Stream 2: Who fared best](#)”, Politico, 13 febbraio 2022.

¹⁰ “[Nord Stream 2 pipelayer Allseas suspends operations on US sanctions](#)”, S&P Global, 21 dicembre 2019.

¹¹ “[U.S. waives sanctions on Nord Stream 2 as Biden seeks to mend Europe ties](#)”, Reuters, 20 dicembre 2021.

gasdotto è stato riempito di gas e, nell'autunno successivo, l'ultimo ostacolo all'entrata in funzione pareva essere la certificazione da parte dell'agenzia regolatrice dell'energia tedesca.¹²

Zeitenwende nelle relazioni energetiche tra Germania e Russia

Tuttavia, nell'autunno 2021 il quadro energetico e della sicurezza europeo andava mutando rapidamente. La ripresa della domanda globale di energia e la limitata disponibilità di gas sul mercato europeo causava un aumento dei prezzi e, nei mesi successivi, una vera e propria crisi energetica. Pur continuando a onorare i contratti di lungo termine, Gazprom ha ridotto e poi azzerato le vendite sul mercato *spot*, contribuendo così all'acuirsi della crisi. Nell'autunno del 2021, molti analisti occidentali sospettavano che le mosse del gigante russo fossero una forma di pressione su UE e Germania volta ad accelerare l'entrata in funzione di Nord Stream-2.¹³

Alla fine dell'anno si è però profilata una nuova crisi nel campo della sicurezza europea. La Russia ha assembrato grossi contingenti militari ai confini con l'Ucraina e, al contempo, ha presentato a USA e Nato due trattati in cui chiedeva di rinunciare a ulteriori allargamenti dell'alleanza transatlantica e il ritiro di truppe e armi dagli Stati membri nell'Europa orientale. In questo contesto, le limitazioni all'export del gas diventavano anche strumento di pressione diplomatica nei confronti di una UE sempre più a corto di energia.

Nel febbraio 2022, l'escalation militare ha portato a un congelamento del Nord Stream-2. Dopo le affermazioni di Biden a inizio mese, secondo cui il progetto sarebbe stato fermato in caso di guerra¹⁴, il governo tedesco guidato da Olaf Scholz ha bloccato il processo di certificazione il 22 febbraio, in seguito al riconoscimento da parte russa delle cosiddette repubbliche popolari di Donetsk e Lugansk.¹⁵ Parlando al Bundestag il 27 febbraio, Scholz ha descritto l'attacco russo all'Ucraina come un 'cambiamento epocale' (*Zeitenwende*)¹⁶, a cui avrebbe fatto seguito un riorientamento delle politiche tedesche in campo energetico, in particolare con l'acquisizione di terminali Gnl e l'approvvigionamento da altri fornitori. Pochi giorni dopo l'inizio dell'invasione russa, l'8 marzo 2022, la Commissione Europea ha presentato la prima versione del piano REPowerEU, in base a cui l'UE si proponeva di tagliare le importazioni di gas russo di circa due terzi entro fine 2022 rispetto all'anno precedente.¹⁷ L'attuazione del piano renderebbe superfluo non solo il Nord Stream-2, ma anche altri gasdotti già operativi per l'import del gas russo nella UE.

I volume di gas esportati attraverso il Nord Stream sono rimasti pressoché invariati fino al luglio 2022, quando Gazprom ha cominciato a ridurre drasticamente i flussi citando come causa le difficoltà nella manutenzione di alcune turbine del gasdotto a causa delle sanzioni

¹² "Nord stream 2: strada accidentata", ISPI, 17 novembre 2021.

¹³ "Russia is pumping a lot less natural gas to Europe all of a sudden — and it is not clear why", CNBC, 24 agosto 2022.

¹⁴ "If Russia invades Ukraine, there will be no Nord Stream 2, Biden says", 7 febbraio 2022.

¹⁵ "Germany freezes Nord Stream 2 gas project as Ukraine crisis deepens", Reuters, 22 febbraio 2022.

¹⁶ "Regierungserklärung von Bundeskanzler Olaf Scholz", Bundesregierung, 27 febbraio 2022.

¹⁷ Commission Europea, "REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy", 8 marzo 2022.

occidentali. Nonostante Siemens, la compagnia che si occupa della manutenzione, abbia negato che quest'ultima non sia possibile a causa delle sanzioni, il 2 settembre Gazprom ha annunciato che il gasdotto sarebbe rimasto chiuso per un periodo indefinito fino alla risoluzione dei problemi tecnici.¹⁸

La fine del Nord Stream?

Il 26 settembre, alcune esplosioni hanno distrutto tre delle quattro linee dei gasdotti Nord Stream – solo una linea del Nord Stream-2 sarebbe rimasta intatta – in acque internazionali, nelle zone economiche esclusive di Danimarca e Svezia. Benché chiusi per l'export, i gasdotti erano pieni di gas, che è fuoriuscito nel mar Baltico. Germania, Danimarca e Svezia hanno avviato indagini separate per scoprire le cause dell'incidente; gli investigatori svedesi hanno affermato che i danni sono stati causati da un sabotaggio deliberato.¹⁹ Questa tesi è avvalorata dall'individuazione di tracce di esplosivo nei pressi dei gasdotti, che nelle immagini disponibili appaiono completamente sventrati per diversi metri. Russia, da un lato, e Stati Uniti e Regno Unito, dall'altro, si sono accusati a vicenda della responsabilità dell'accaduto.

Di certo, al momento, c'è che alle controversie relative a sanzioni e manutenzione si è aggiunta una causa di forza maggiore che impedisce l'uso del Nord Stream. Non è chiaro se e quando i danni verranno riparati. A chi afferma che i danni sono irreparabili, il vice primo ministro russo Alexander Novak ha risposto che è tecnicamente possibile farlo e rimettere in funzione il gasdotto.²⁰ I lavori non sono però ancora cominciati, e Gazprom continua a esportare volumi limitati di gas in Europa attraverso il corridoio ucraino e il gasdotto TurkStream.

Al di là delle difficoltà tecniche, la questione centrale per il futuro di Nord Stream resta politica: sarà possibile riavviare una relazione energetica strategica tra Germania e Russia, anche se si raggiungesse un accordo di pace tra Mosca e Kiev? Lo scontro attuale porta a escludere questa opzione, ma non è del tutto impossibile che un mutamento del quadro politico – insieme alle esigenze economiche dell'industria europea, pesantemente danneggiata dal caro energia – invertano almeno in parte quello che ora appare come un destino segnato per i gasdotti Nord Stream.

¹⁸ “Gazprom: Nord Stream 1 gas to stay shut until fault fixed, ‘workshop conditions needed’”, Reuters, 2 settembre 2022.

¹⁹ “Nord Stream explosions caused by 'gross sabotage', says Swedish prosecutor”, Euronews, 18 novembre 2022.

²⁰ “Russia’s Novak Says Possible to Repair Nord Stream Pipelines”, Bloomberg, 2 ottobre 2022.

3. L'asse Bruxelles-Washington e il paradigma energetico euratlantico

Marco Valigi

In campo energetico, al pari di altri settori strategici come la difesa, l'Unione europea costituisce un sistema politico caratterizzato da una significativa varianza interna. Da uno stato all'altro, infatti, il quadro muta in maniera anche molto marcata. Ai casi di Olanda e Norvegia che si connotano come paesi esportatori di energia, infatti, fanno da contraltare quelli di Germania e Italia che, di contro, sono importatori netti, con l'aggravante per il paese mediterraneo di mancare altresì di fattori energetici interni, come il carbone e l'energia nucleare, capaci di compensare, attraverso il *mix*, i flussi di materia prima provenienti dall'esterno. A una schiera di attori motivati a perseguire la 'transizione verde', inoltre, si contrappongono stati, come la Polonia, che tuttora collegano la competitività del loro sistema produttivo allo sfruttamento intensivo del carbone - un tema tornato recentemente alla ribalta anche nel dibattito politico interno in Germania.

In generale, quando si parla di risorse strategiche, la varietà è un fattore di successo potenziale nelle relazioni internazionali. Infatti, proprio attraverso la possibilità di scegliere tra alternative (di fonti, rotte e fornitori) si delinea l'opportunità di elaborare strategie capaci di sostenere eventuali cambiamenti bruschi di scenario e di *partnership*. Tuttavia, affinché ciò si possa effettivamente verificare, occorre una regia politica dotata di una legittimità tale da permetterle di ricondurre a fattore comune tali differenze di bisogni e obiettivi tra attori. Solo in quel modo, infatti, la diversità potrà essere valorizzata e concorrere allo sviluppo complessivo del sistema politico europeo. Naturalmente, non si tratta del caso dell'attuale Europa.

Come nel già menzionato caso della difesa, anche in campo energetico, tuttora, la Commissione stenta a trovare una linea in grado di fare percepire alle diverse leadership nazionali come perseguire un interesse collettivo legato allo sviluppo di un mercato e di una strategia energetici condivisi sia maggiormente remunerativo rispetto alla realizzazione degli obiettivi dei singoli Paesi membri. Le differenze tra i singoli paesi, dunque, tendono a mutare in disomogeneità, traducendosi, nelle relazioni esterne, in una ragione di debolezza strutturale dell'intera UE e, a cascata, dei suoi elementi costitutivi, gli stati.

Al di là della particolare congiuntura generata dal conflitto in Ucraina, il tema energetico è da sempre cruciale sul piano tanto interno quanto internazionale, sia che si tratti di UE sia che si volga lo sguardo verso i Paesi membri. L'energia, infatti, da un lato costituisce un elemento imprescindibile dello sviluppo economico e sociale – reso ulteriormente saliente da una sempre più marcata interazione tra uomo e macchine/software – dall'altro si delinea come fattore critico di successo sul piano della competitività internazionale e della capacità di penetrazione nei mercati esteri. Tuttavia, poiché un programma di 'mobilitazione energetica interna' che coagulasse i paesi europei intorno a un comune interesse non ha funzionato e,

nonostante potenti incentivi esterni come la guerra, tuttora stenta a decollare, va da sé che è volgendo lo sguardo alle partnership – passate, attuali e potenziali – che si potrà tentare di spiegare il paradigma energetico di Bruxelles, oppure come le istituzioni europee stiano tentando di fare fronte alla sua mancanza.

Per comprendere in cosa consiste la virata che in materia di energia stanno mettendo in atto i paesi europei, volgendo verso l'altra sponda dell'Atlantico e il Mediterraneo orientale, varrà dunque la pena definire il quadro internazionale e il contesto energetico dai quali è scaturita: gli anni Novanta e il "momento" unipolare, quando gli Stati Uniti dominavano incontrastati la scena internazionale, europeismo e atlantismo erano paradigmi distinti e Mosca era trattata alla stregua di un partner privilegiato e non di un nemico.

Gli anni Novanta: quando la relazione con Mosca era speciale e l'Atlantico non era così unito

Lo scenario energetico che sta progressivamente emergendo è per molti versi condizionato dal più ampio contesto internazionale il quale, è noto, sta attraversando un delicato momento di transizione, connotato da una sostanziale redistribuzione di potere – tuttora incerta negli esiti – tra le maggiori potenze: Stati Uniti, Cina e Russia. L'assetto energetico dal quale oggi stiamo muovendo è scaturito a sua volta da uno specifico quadro internazionale, quello degli anni Novanta – il cosiddetto 'momento' unipolare: esaminarlo nei suoi tratti essenziali consentirà quindi di comprendere più a fondo certe scelte effettuate e, nella loro veste di sistema di vincoli/opportunità, fornire una prima valutazione sugli esiti collegati all'attuale revisione del paradigma energetico occidentale.

Con il crollo dell'Unione sovietica, sia per gli Stati Uniti sia per l'Europa si ponevano nuove sfide. Se da un lato Washington aveva vinto la Guerra fredda, il fatto che ciò fosse accaduto in ragione del collasso politico interno dell'avversario poneva non poche apprensioni. L'immenso spazio geopolitico occupato dall'impero sovietico andava stabilizzato. In caso contrario, eventuali crisi regionali o locali si sarebbero propagate sul sistema internazionale nel quale, allora, Washington era la sola superpotenza sopravvissuta. La necessità di difendere l'Europa – un impegno sostenuto talora con evidente riluttanza – era venuta meno. Tuttavia, la sfida che si profilava all'orizzonte poneva incognite assai serie. Andavano elaborate delle risposte, insomma, molte delle quali avrebbero implicato necessariamente il coinvolgimento della Russia.

Dal lato dei paesi europei, invece, la fine della Guerra fredda non solo liberava dalla minaccia sovietica e consentiva, almeno sulla carta, di reintegrare il territorio dell'Europa centro-orientale nel sistema di relazioni che sino alla fine della Seconda guerra mondiale avevano caratterizzato la regione europea, ma anche di alleggerire il rapporto con gli Stati Uniti. L'ombrello nucleare americano aveva protetto gli Stati dell'Europa occidentale, era indubbio. Tuttavia, le logiche tipiche dello scontro tra 'blocchi' avevano condizionato gli alleati sul piano diplomatico e politico, coinvolgendo in alcune circostanze, soprattutto su temi ritenuti strategici, il corso stesso del processo di integrazione europea. Anche nel caso di Bruxelles, addivenire a un ruolo meno subalterno rispetto agli Usa ed eventualmente più proattivo verso i paesi ex-comunisti – a partire dal fronte economico, cruciale nell'approccio funzionalista

allora dominante presso le istituzioni comunitarie di allora – avrebbe richiesto un ripensamento dei rapporti di vicinato con Mosca.

Per gli Stati Uniti, reintegrare nella società internazionale la Russia e sostenerne le istituzioni al fine di evitare che quello spazio geopolitico piombasse nel caos era cruciale al fine di mantenere un ordine internazionale nel quale Washington ricoprisse il ruolo di baricentro. Ciò, del resto, non poteva prescindere dal fatto che i principali *asset* militari, a partire da quelli nucleari, e industriali, soprattutto con riferimento al formidabile comparto minerario ed estrattivo nei quali rientrano ovviamente anche le risorse energetiche, cadessero in mani sbagliate. Durante gli anni Novanta, dunque, il supporto tecnico e finanziario da parte americana fu massivo, come la penetrazione delle compagnie energetiche americane nel mercato russo, il che affiancava il progetto di *oil diplomacy* con il quale, grazie alle riserve energetiche del Caspio, l'amministrazione Clinton intendeva supportare la proiezione di potenza di Washington verso l'Asia centrale.

Se la stabilizzazione della Russia e la proiezione terrestre degli interessi americani – con il conseguente abbandono del ruolo di *off-shore balancer* tradizionalmente giocato da Washington – corrispondevano alla trasformazione del ruolo degli Stati Uniti da superpotenza ad attore egemonico, nondimeno Bruxelles con l'allargamento verso il paesi ex-comunisti e la creazione di strutturati legami energetici con Mosca (l'idea del progetto Nord Stream risale al 1997) mirava: *i*) ad affrancarsi da un alleato vieppiù ipertrofico come gli USA; *ii*) a contenere l'influenza politica di Washington, tentando di legare a sé i paesi dell'Europa centro-orientale in un quadro di politiche di vicinato; e *iii*) a sostenere la competitività delle proprie imprese nei confronti soprattutto degli Usa e dell'emergente Cina, garantendosi da Russia forniture energetiche stabili a prezzi ragionevoli.

Inoltre, a fronte della cronica incapacità europea di dotarsi di un dispositivo di difesa collettiva, non ultimo perché all'epoca ciò avrebbe potuto significare rendere irreversibile la cosiddetta crisi della Nato, legare a sé il gigante russo attraverso un solido sistema di infrastrutture energetiche avrebbe significato non solo garantirsi i flussi di idrocarburi necessari a sostenere lo sviluppo del mercato più vasto le mondo, ma anche disporre di una leva negoziale comunque efficace nel contenere un eventuale ritorno militare del Cremlino. Per la Russia, di contro, la stabilità dei flussi finanziari garantiti da un'economia ad alta intensità energetica come quella europea – in special modo quella tedesca – il basso profilo militare dell'Unione e la limitata capacità di penetrazione finanziaria da parte degli attori continentali rispetto a quella degli Stati Uniti costituivano dei potenti fattori di rassicurazione rispetto all'ipotesi di strutturare un rapporto necessariamente di lungo corso. Le condotte di un'infrastruttura energetica come il Nord Stream, infatti, per definizione non sono mobili. Inoltre, in una fase durante la quale la Russia era militarmente annichilita, soprattutto in ragione della mancanza della capacità necessaria da alimentare la propria macchina bellica, diventare il fulcro della sicurezza energetica europea le consentiva con mezzi diplomatici ed economici di bilanciare in qualche modo l'egemonia degli Stati Uniti.

In una fase durante la quale europeismo e atlantismo costituivano istanze distinte e la Cina non era percepita come un attore emergente, incapace di sfidare la leadership americana o di pensare di farlo, l'asse energetico Bruxelles-Mosca rispondeva quindi sia alle necessità interne

delle rispettive leadership, ovvero di consolidare le istituzioni per mezzo di strumenti economici, sia di contenere in maniera “gentile” – o comunque attraverso gli strumenti disponibili – la dilagante potenza americana. Inoltre, nel caso europeo, mancando internamente le risorse energetiche necessarie a sostenere il proprio sistema economico e produttivo, era necessario individuare all'esterno un partner affidabile da affiancare alle più incerte forniture provenienti dalle regioni più prossime del Nord Africa e del Medio Oriente.

L'espansione del sistema internazionale e il fattore tecnologico: la necessità di un nuovo asse energetico

Nel 2011, allorché Nord Stream iniziava a trasportare gas verso le coste della Germania, il legame energetico tra Russia ed Europa poteva dirsi consolidato. Rispetto agli anni Novanta, tuttavia, il sistema internazionale e l'*energy outlook* erano mutati.

Gli Stati Uniti non erano più l'egemone baldanzoso dei primi anni Novanta, ma una potenza che iniziava a comportarsi come un impero in declino. La crisi finanziaria globale innescata dallo scandalo Lehman Brothers, la fallita proiezione di potere in Asia Centrale e il disastro iracheno ne erano la prova. D'altro canto, sul piano energetico, le scoperte in materia di *shale gas* e gli effetti delle politiche di stoccaggio avviate dopo la crisi energetica del '73 stavano proiettando Washington verso una transizione dal ruolo di importatore a quello di potenziale esportatore di idrocarburi.

La Cina, nonostante la frenata del 2010, non poteva più essere considerato un paese in via di sviluppo. Al contrario, Pechino aveva ripreso a crescere entrando in una nuova e ulteriore fase di maturità caratterizzata da: *i*) la transazione del tessuto industriale verso una diversa relazione con l'esterno, in particolare per quanto concerneva la percezione del “made in China”; *ii*) una diversa attitudine verso le questioni di sicurezza, e conseguentemente lo sviluppo di tecnologie militari; infine *iii*) una diversa ‘dieta’ energetica, più ricca di petrolio e gas rispetto al carbone che aveva connotato la fase di decollo degli anni Novanta.

Quanto all'Europa, dopo il fallimento della strategia di Lisbona, pur mantenendo una certa autonomia rispetto agli Usa, aveva dovuto accettare una revisione delle proprie aspirazioni di “superpotenza gentile”. La mancanza di capacità militari e la limitata attrattività dell'euro sui mercati finanziari, infatti, inducevano a individuare delle forme ibride di collaborazione con gli Stati Uniti. Anche la classica dialettica tra europeismo e atlantismo, attraverso i compromessi e le partecchie condivise sperimentati in sede Nato, iniziava in questa fase ad attenuarsi.

Infine, sul versante delle risorse energetiche, non solo il quadro era mutato da un'epoca di scarsità a una di abbondanza, ma il diverso valore dei consumi cinesi rispetto al passato condizionava il mercato dal lato della domanda. Benché nel breve periodo, ciò non invalidasse le scelte energetiche europee, poneva tuttavia degli interrogativi significativi riguardo la loro sostenibilità di lungo. Da principale mercato di esportazione e partner privilegiato di Mosca, infatti, Bruxelles avrebbe rischiato di ritrovarsi nel ruolo di attore soccombente: dipendente dai flussi russi e al tempo stesso schiacciata dal potere della domanda cinese. Detto ciò, poiché né lo *shale gas* né l'accresciuto ricorso alle rinnovabili e

neppure il dinamismo dei produttori caspici avrebbero potuto soddisfare i bisogni europei, negli anni 2010, la Russia continuerà a essere il primo partner energetico dell'UE. Anche dinnanzi a fenomeni come Euromaidan, la cosiddetta rivoluzione arancione e le sanzioni che seguiranno, il quadro si sarebbe mantenuto stabile al punto che, nonostante la relazione tra Mosca e Kiev continuasse a peggiorare, in seguito vi sarebbe stato comunque sufficiente consenso attorno a Nord Stream-2 prima per raccogliere gli investimenti necessari a realizzarlo e poi per ultimarli, nonostante la guerra, nel 2021.

Insomma, benché la guerra in Ucraina abbia costituito la ragione contingente alla base della creazione di un asse energetico Bruxelles-Washington, analogamente a quanto accaduto negli anni Novanta, a riorientare le scelte europee non è stato un conflitto tra una potenza comunque di secondo rango – perché tali e tante sono le carenze interne della Russia da tagliarla fuori dalla competizione globale – e un attore locale come Kiev, quanto piuttosto i mutamenti a livello di struttura internazionale associati all'evolvere delle relazioni tra Stati Uniti e Cina.

Se un tempo il venire meno della tensione tra Washington e Mosca e la necessità occidentale di stabilizzare lo spazio ex-sovietico avevano condotto i paesi europei ad ancorare la loro sicurezza energetica alle risorse dell'ex-nemico, oggi, l'irrigidimento russo alimentato la dialettica tra Occidente e Pechino. Nella fattispecie, in un quadro nel quale l'ipotesi di una contrapposizione, fredda o calda che sarà, tra democrazie e autocrazie, appariva già uno scenario realistico, il comportamento di Mosca è intervento sul sistema di incentivi alla base delle decisioni strategiche di Bruxelles, aumentando i rischi dati dal mantenimento di un rapporto efficiente sul piano energetico, ma politicamente problematico. Emancipandosi rapidamente dagli approvvigionamenti russi, infatti, l'Europa sta indubbiamente affrontando una situazione subottimale sul piano delle forniture, di contro però sembrerebbe prepararsi con realismo a un possibile futuro 'scontro di civiltà'. In un contesto di industriale avanzato, infatti, una pianificazione strategica che muova dall'energia è incontestabilmente una scelta razionale.

Allorché la Russia è entrata in rotta di collisione con Washington a causa dell'aggressione verso Kiev e, di conseguenza, la frattura con Washington è diventata irreversibile, per l'Europa è stata ancora una volta la cronica mancanza di capacità militari a determinare quale fosse la condotta da seguire. Priva di opzioni militari autonome, nell'eventualità di un confronto tra Washington e Pechino, un'Europa dipendente dal gas russo avrebbe costituito l'anello debole dell'alleanza Occidentale. Reciderlo è stata una scelta inevitabile e – giusta o sbagliata che sarà – lungimirante.

Il tema dei costi sociali immediati di questa decisione è cruciale e il rischio che una mossa prematura possa gettare l'Europa in una profonda crisi economico-produttiva del tutto reale. Tuttavia, se la società civile e il tessuto produttivo europei si dovessero rivelarsi in grado di sostenere tale decisione, il ridimensionamento delle rotte terrestri potrebbe rivelarsi una scelta vincente anche nell'eventualità che le tensioni tra Usa e Cina rientrassero. Il passaggio al trasporto del gas via nave e lo sviluppo di tecnologie come quelle da poco implementate da Eni in Africa che permettono di estrarre, raffinare, liquefare e imbarcare in mare aperto consentirebbero infatti di disintermediare le forniture e superare il problema della stabilità

dei paesi di transito. Tali questioni, evidentemente sullo sfondo del caso ucraino, sono infatti cruciali in un modo post-globale dove i conflitti più intrattabili spesso dipendono da logiche locali. Chi fosse in grado di eluderle, a maggior ragione se si trattasse di player carente di risorse interne come l'Europa, potrebbe disporre quindi di un vantaggio strategico cruciale.

4. Europa, Algeria e Marocco: sicurezza energetica, nuove opportunità e competizione

Lorena Stella Martini

In seguito all'invasione russa dell'Ucraina, l'Algeria ha rappresentato uno dei principali attori cui alcuni paesi europei – tra cui primeggia l'Italia – si sono rivolti al fine di ridurre la propria dipendenza energetica dal gas russo. Questa necessità, materializzatasi con urgenza a causa della guerra scoppiata ai confini dell'UE, deve tuttavia essere inquadrata nella cornice del percorso europeo di transizione energetica, delineato dal Green Deal, la cui dimensione esterna dovrebbe nei piani rappresentare anche un pilastro della rinnovata politica estera europea verso il Vicinato meridionale.

In questo quadro in cui geopolitica ed energia sono sempre più legate a doppio filo, un paese come il Marocco, importatore netto di energia ma titolare di un ambizioso piano di sviluppo delle energie rinnovabili e dell'idrogeno verde, assume potenzialmente ancora più rilevanza per la sicurezza energetica europea sul medio-lungo periodo. Non solo: il processo di transizione energetica europea apre nuove prospettive anche a un grande esportatore di idrocarburi come l'Algeria, la cui partnership con l'Europa potrebbe in futuro essere sempre più focalizzata sulle energie rinnovabili.

Infine, è anche interessante considerare come la dimensione energetica, nelle sue diverse sfaccettature, rappresenti un terreno di competizione tra Algeri e Rabat nella loro proiezione verso l'Europa, ma anche nel contesto della rivalità per l'egemonia regionale e continentale.

Il rinnovato ruolo strategico giocato dall'Algeria in materia di sicurezza energetica europea si somma a una posizione di rilevanza che il paese già ricopriva a livello energetico, tanto in assoluto quanto nei confronti dei partner europei. L'Algeria è decimo produttore globale di gas naturale,¹ il secondo paese africano per riserve conosciute – dopo la Nigeria – e il primo paese africano per produzione ed esportazione.² Per quanto riguarda l'Europa, nel 2021 Algeri era il primo esportatore africano di gas, e il terzo a livello mondiale, dopo Russia e Norvegia – sebbene a cospicua distanza da entrambi (Figura 1).

¹ J. Holleis e M. Schwikowski, “Europe looks to Africa to fill natural gas gap”, *DW*, 4 marzo 2022.

² C. Nakhle, “North Africa's natural gas: No panacea for the EU”, *GIS*, 19 luglio 2022.

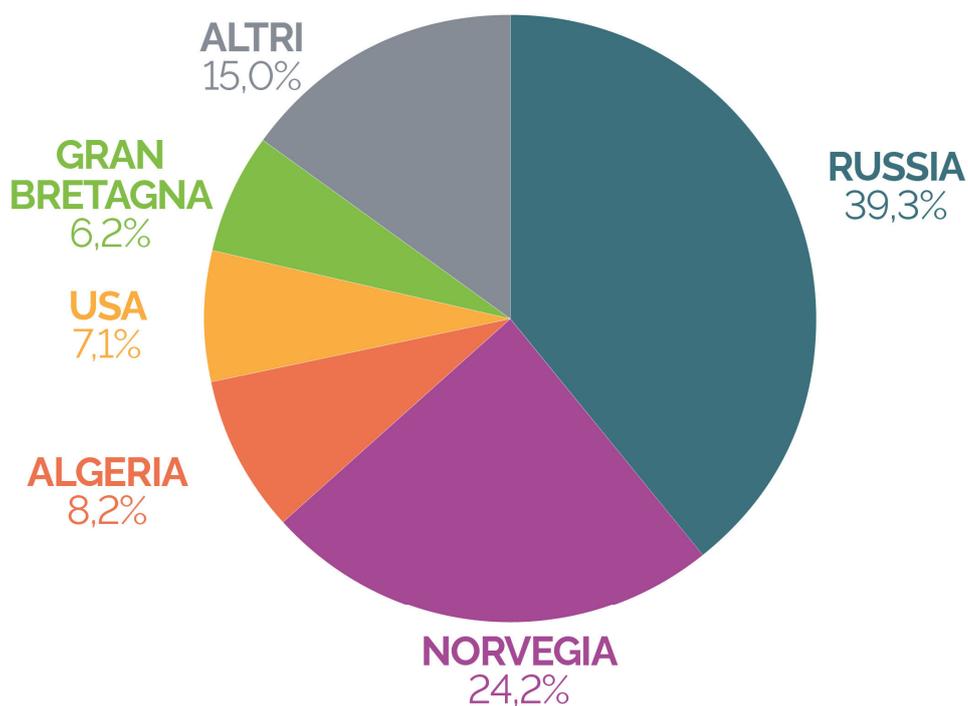


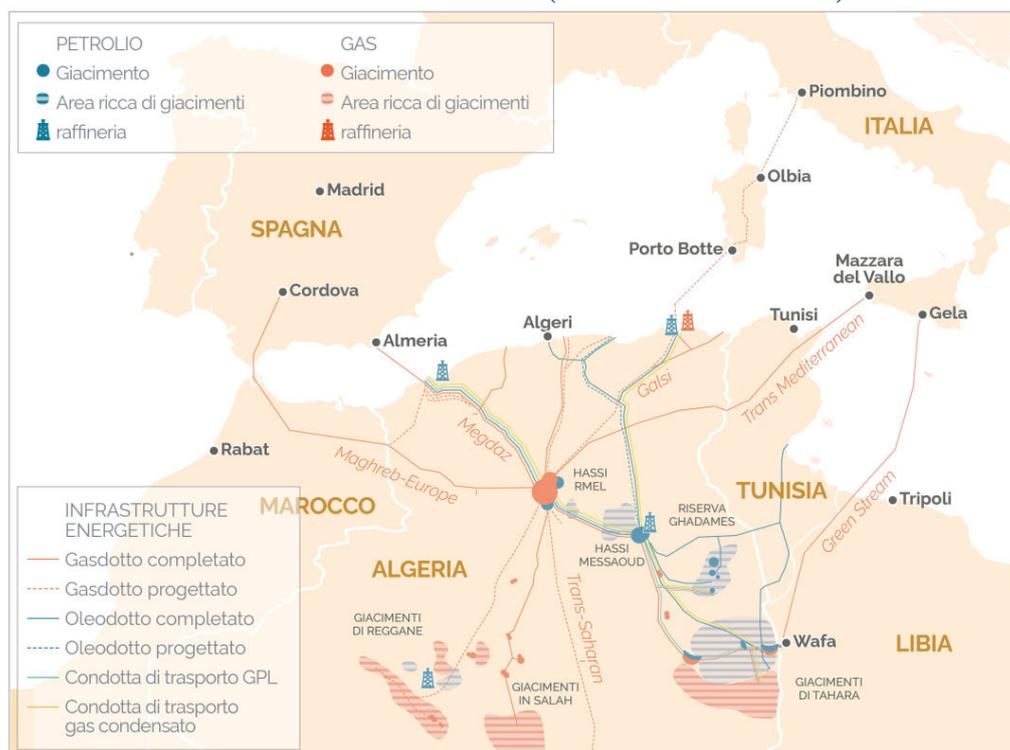
FIGURA 1 - FORNITORI DI GAS NATURALE VERSO I PAESI UE NEL 2021 (FONTE: EUROSTAT)

Dal punto di vista algerino, le relazioni energetiche con l'Europa rivestono un ruolo prioritario: nel 2021, l'83% delle esportazioni algerine di gas sono state dirette verso i paesi dell'UE attraverso i gasdotti Maghreb-Europe (Gme, chiuso da novembre 2021), Medgaz e Transmed (Figura 2), con volumi in crescita rispetto al 2020 e al 2019; in particolare, Italia e Spagna insieme hanno ricevuto circa il 65% del totale.³ Appare evidente, dunque, la ragione per la quale paesi come l'Italia, o un attore come la stessa UE, abbiano scelto l'Algeria tra i principali interlocutori cui rivolgersi per provare a ridurre la dipendenza energetica dalla Russia, che a fine 2021 provvedeva circa il 40% del fabbisogno europeo di gas.⁴

³ I. Fakir, "Given capacity constraints, Algeria is no quick fix for Europe's Russian gas concerns", *Middle East Institute*, 8 marzo 2022.

⁴ Dati Commissione europea.

FIGURA 2 - I GASDOTTI CHE DALL'ALGERIA TRASPORTANO GAS VERSO L'EUROPA, COMPRESO IL GASDOTTO TRANS-SAHARIANO (IN PROGETTAZIONE) E IL GALSI



Fonte: Opec, rielaborazione ISPI

Per quanto riguarda l'UE, nell'ottobre 2022 la visita in Algeria della commissaria europea per l'Energia Kadri Simson ha segnato il rafforzamento del partenariato energetico tra le parti. In particolare, la commissaria UE ha proposto ad Algeri di siglare una partnership strategica di lungo periodo sottolineando come, davanti alla rottura irreversibile della relazione con la Russia, l'UE si stia rivolgendo ai fornitori che invece considera affidabili. Una dichiarazione cui ha fatto prontamente eco il ministro algerino dell'Energia Mohamed Arkab, puntualizzando come il suo paese sia un partner fidato, che onora i propri obblighi contrattuali.⁵ Peraltro la partnership con l'UE va oltre il solo gas e riguarda anche lo sviluppo del potenziale rinnovabile algerino, e la riduzione delle emissioni di metano.⁶

Da fine febbraio 2022 anche singoli paesi membri si sono rivolti bilateralmente ad Algeri per assicurarsi l'approvvigionamento di gas in seno alla crisi energetica globale, e in particolare per affrontare l'inverno. Tra questi, ad aprile 2022 l'Italia ha concordato con il paese nordafricano, già suo secondo fornitore di gas dopo Mosca, un aumento dei volumi delle esportazioni attraverso Transmed sin dall'autunno 2022, per arrivare a 9 miliardi di metri cubi (Gmc) in più entro il 2023-24.⁷ Le basi per l'accordo, concluso dall'italiana Eni e dall'algerina Sonatrach, erano peraltro già state poste a fine febbraio in occasione di una visita

⁵ “Algeria hailed by EU energy chief for ‘partnership’”, *Africa News*, 12 ottobre 2022.

⁶ Y. Akrimi, “Europe’s energy crisis and the opportunity for an EU-Algeria renewable energy cooperation”, *Brussels International Center*, 17 ottobre 2022.

⁷ Eni, “Eni e Sonatrach concordano l'aumento delle forniture gas dall'Algeria attraverso Transmed”, 11 aprile 2022.

ad Algeri dell'allora ministro degli Esteri Luigi Di Maio e dell'Amministratore delegato di Eni Claudio Descalzi. Il consolidamento della partnership energetica con Roma è stato rapido, come dimostrato dal IV Vertice intergovernativo italo-algerino svoltosi a luglio 2022 ad Algeri, dove l'accelerazione delle tempistiche e un ulteriore aumento delle forniture previste in seno all'accordo siglato ad aprile hanno fatto sì che l'Algeria già la scorsa estate fosse la prima fonte di importazione di gas per l'Italia.⁸ Si tratta di sviluppi importanti non solo sul piano italiano bensì, come sottolineato dal presidente francese Macron, di passi avanti in materia di diversificazione energetica a livello europeo.⁹

D'altro canto, anche la stessa Francia, sebbene molto meno dipendente dal gas russo rispetto all'Italia, ha recentemente discusso di energia con l'Algeria: nell'estate del 2022, la francese Engie ha definito con Sonatrach i prezzi di importazione del gas sino al 2024 attraverso Medgaz, che dal 2011 rifornisce la Francia passando dalla Spagna.¹⁰ Tuttavia, è ancora in stallo la negoziazione di un aumento di circa il 50% dei volumi delle esportazioni, che sembra essere stata posticipata al 2023 proprio da parte algerina – una mossa che potrebbe essere motivata dalla volontà di ottenere concessioni da Parigi nel quadro del complesso rapporto bilaterale.¹¹

Anche la Slovenia, a partire dal 2023, dovrebbe tornare a ricevere gas dall'Algeria: per il momento, secondo un accordo concluso a metà novembre 2022 tra Sonatrach e la slovena Geoplin, si parla di 300 milioni di metri cubi di gas l'anno per tre anni attraverso Transmed – un primo passo verso una cooperazione energetica di lungo termine e più consistente con l'Algeria, che sino al 2012 esportava gas verso Lubiana, poi passata al gas russo.¹²

Tuttavia, per quanto l'Algeria sia stata presentata come una delle vie di uscita dalla dipendenza energetica europea dalla Russia, e per quanto il paese nordafricano abbia accolto con reattività questa possibilità inizialmente creata più dalle circostanze che da una sua reale intraprendenza, permangono interrogativi di diversa natura legati a una maggiore esportazione di gas algerino verso l'Europa. Il primo – e forse il più pressante – riguarda la possibilità di un ulteriore incremento dei volumi di produzione ed esportazione. Lo scorso dicembre, il presidente algerino Tebboune ha annunciato pubblicamente l'obiettivo – invero molto ambizioso – di raggiungere i 100 Gmc di gas da destinare alla sola esportazione nel 2023. Ciò a fronte di una produzione totale nel 2022 attestatasi intorno ai 102 Gmc, dei quali quasi la metà per il consumo interno,¹³ che a marzo 2022 rappresentava circa il 45% della

⁸ A. Varvelli e L.S. Martini, "L'interesse nazionale resta a sud del Mediterraneo", *Domani*, 28 settembre 2022.

⁹ "Macron says Algeria is helping Europe 'diversify' gas supplies", *Al-Arabiya*, 26 agosto 2022.

¹⁰ Engie, "SONATRACH and ENGIE sign a gas sale and purchase agreement in Algiers", 7 luglio 2022.

¹¹ M. Arredondas, "Tensions between Algeria and Europe impact on the gas market", *Atalayar*, 12 dicembre 2022.

¹² S.R. Macek, "La Slovenia si assicura il gas algerino per coprire un terzo del suo fabbisogno", *Euractiv*, 16 novembre 2022.

¹³ "Algeria: raddoppiare esportazioni gas, record con l'Italia", *InfoAfrica*, 15 dicembre 2022.

produzione,¹⁴ e che non potrà che continuare ad aumentare – di fatto, oggi l’Algeria è il secondo paese africano per consumo interno di gas dopo l’Egitto.¹⁵

Senza contare che, mentre i giacimenti di petrolio in esaurimento richiedono sempre più gas per continuare a funzionare,¹⁶ il paese deve affrontare il problema del progressivo esaurimento degli stessi giacimenti di gas. In questo quadro, un cospicuo aumento della produzione tale da poter coprire queste esigenze e dare ulteriore slancio alle esportazioni implica necessariamente nuove esplorazioni e nuovi progetti – a tal proposito, importante è stata la scoperta a fine giugno di nuove riserve di gas nel sud-est del paese, vicino al grande giacimento di Hassi R’mel, che dovrebbero fornire sino a 3.7 Gmc in più all’anno –¹⁷ che richiedono nuovi, ingenti investimenti anche da parte di attori esteri. A tal fine, Sonatrach sta cercando partner per investire nell’espansione del settore degli idrocarburi nell’orizzonte temporale 2022-26, per il quale ha delineato un piano di investimento pari a circa 40 miliardi di dollari.¹⁸

Non si parla peraltro solo di aumento, ma anche di ottimizzazione della produzione: in questo campo, investimenti sarebbero per esempio necessari per ridurre il fenomeno del *gas flaring*, che ha portato alla perdita di più di 8 Gmc di gas nel 2021,¹⁹ nonché in ambito di infrastrutture. Tutto ciò a fronte di un clima politico-economico non esattamente attrattivo e privo di ostacoli per gli investitori, che dovrebbe però migliorare e liberarsi di parte delle proprie lungaggini burocratiche grazie al nuovo Codice sugli investimenti, ancora troppo recente per essere valutato nella sua efficacia.

Per quanto riguarda l’aumento delle esportazioni, anche una valutazione dell’attuale portata infrastrutturale e delle possibilità di incremento sul breve-medio periodo si rivela quantomai necessaria. Da un lato, rimane a oggi inattivo il Gme, che ha una capacità massima di 11,5 Gmc l’anno; dall’altro, Transmed dovrebbe arrivare quasi a pieno regime con l’aumento progressivo delle esportazioni siglato con Eni,²⁰ mentre Medgaz, la cui portata massima è stata aumentata da 8 a 10,7 Gmc a fine 2021,²¹ potrebbe in prospettiva incrementare la propria capacità di altrettanti 10 Gmc – ma si tratta, al momento, solo di un’ipotesi.²² Rimane inoltre nel regno delle possibilità il tanto discusso gasdotto Galsi (Figura 3), progetto di inizio secolo volto a collegare Algeria e Sardegna con una portata di circa 8 Gmc annui, il cui potenziale ritorno in auge è stato menzionato a dicembre dal ministro algerino dell’Energia

¹⁴ “How much can the Mediterranean region substitute Russian gas supplies to the EU?”, *OME*, giugno 2022, p. 19.

¹⁵ C. Nakhle, “North Africa’s natural gas: No panacea for the EU”, *art. cit.*

¹⁶ A. Farrand, “Against the flow: Europe’s role in kickstarting Algeria’s green transition”, *ECFR*, 6 ottobre 2022.

¹⁷ P. Raimondi, “Natural Gas in Italy: Features and Perspectives in Light of Russia’s War in Ukraine”, *LAI*, 28 settembre 2022, p. 25.

¹⁸ M. Bolliger, “Könnten Sie morgen Gas nach Deutschland liefern, Herr Arkab?”, *Spiegel*, 19 giugno 2022; A. Calik, “Algeria’s Sonatrach Targets ‘Rapid New Output’: Exclusive Mees Interview With CEO Toufik Hakkar”, *MEEs*, 6 gennaio 2023.

¹⁹ Raimondi (2022), p. 27.

²⁰ *Ivi*, p. 22.

²¹ “Algeria will expand the capacity of the Megaz pipeline to Spain by 1/3”, *Enerdata*, 10 novembre 2021.

²² Fakir (2022).

Mohamed Arkab²³ – il che qualificerebbe sempre di più l'Italia, grazie anche a una sua migliore connessione con il resto del continente rispetto alla Spagna, a diventare un hub energetico a livello europeo. Per completare il quadro è importante, infine, non dimenticare le potenzialità algerine a oggi non sfruttate in ambito di gas naturale liquefatto (Gnl), che potrebbero essere utilizzate per incrementare le esportazioni verso l'Europa.²⁴

Di là dal quadro tecnico, il rafforzamento della partnership tra Europa e Algeria in materia di energia ha anche sollevato interrogativi dal punto di vista politico, dati in particolare gli stretti rapporti di Algeri con Mosca, che hanno fatto sì che il paese nordafricano, tra i principali acquirenti di armi russe al mondo, sia rimasto neutrale davanti all'aggressione russa dell'Ucraina.²⁵ Oltretutto, sebbene le dichiarazioni sopracitate rimandino a un clima di fiducia tra le parti, rimane lo spettro che l'Algeria possa a sua volta strumentalizzare il proprio ruolo di fornitore energetico dell'Europa. A tal proposito, la chiusura del Gme a fine 2021 a causa degli scontri diplomatici con il Marocco e nonostante gli interessi europei – in particolare spagnoli –, così come la diminuzione delle esportazioni di Gnl verso la Spagna²⁶ in un momento di tensioni bilaterali dovute al dichiarato sostegno spagnolo al piano di autonomia marocchino per il Sahara Occidentale, sono episodi da non trascurare.

Ciononostante, la relazione tra Algeria ed Europa in ambito di energia potrebbe acquisire nuove dimensioni e andare al di là della sola compravendita di gas, rendendo così più difficile e svantaggioso il ricorso a eventuali strumentalizzazioni. Di fatto, la corsa a nuove forniture di gas operata dall'Europa in seguito all'invasione russa dell'Ucraina non ha cancellato il percorso europeo verso la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico. In questo quadro, uno degli obiettivi del partenariato strategico tra UE e Algeria è proprio la cooperazione in ambito di energie rinnovabili, settore in cui l'Algeria presenta enormi potenzialità non sfruttate, e al cui sviluppo l'Europa potrebbe contribuire dal punto di vista finanziario e tecnico – senza ignorare l'estrema complessità di avviare un reale processo di transizione energetica in un paese il cui sistema politico, economico e sociale si fonda sulla rendita da idrocarburi.²⁷ Sul breve termine, un maggiore utilizzo delle energie rinnovabili per il consumo nazionale potrebbe liberare nuove quantità di gas per l'esportazione; su un orizzonte più ampio, l'Algeria potrebbe potenzialmente qualificarsi come uno degli attori di primo piano per l'esportazione di energie rinnovabili e di idrogeno verde verso l'Europa. A tal fine, secondo recenti conversazioni tra Algeri e Berlino, dopo un primo periodo di funzionamento tradizionale il “nuovo” Galsi potrebbe essere convertito per l'esportazione di idrogeno e ammoniaca verde verso l'Europa, e in particolare verso la Germania.²⁸

²³ “Algeria: il ministro dell'Energia Arkab rilancia l'ipotesi del progetto del gasdotto Galsi con l'Italia”, *Agenzia Nova*, 20 dicembre 2022.

²⁴ “How much can the Mediterranean region substitute Russian gas supplies to the EU?”, *OME*, *art. cit.*, pp. 18-19; P. Raimondi, “Natural Gas in Italy: Features and Perspectives in Light of Russia's War in Ukraine”, *art. cit.*, p. 25.

²⁵ E. Milliken e G. Cafiero, “How long can Algeria's neutrality in the Ukraine war last?”, *Responsible Statecraft*, 29 novembre 2022.

²⁶ P. Maria, “Los metaneros argelinos sortean los puertos españoles: el flujo de gas licuado cae a su mínimo histórico”, *El Mundo*, 27 dicembre 2022.

²⁷ Farrand (2022).

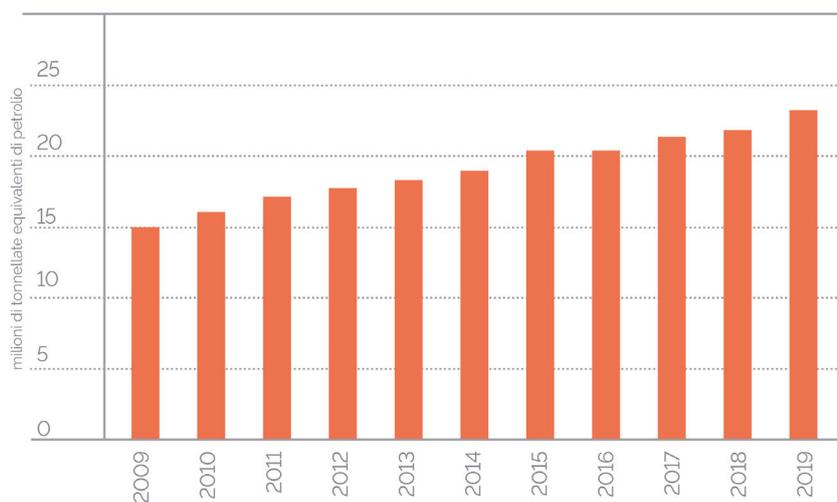
²⁸ “Crisi gas, rispunta il Galsi”, *Ansa Med*, 28 dicembre 2022.

Marocco: dalla dipendenza energetica alle potenzialità internazionali in ambito *green*

Il Marocco non figura tra i protagonisti dei piani europei per la riduzione della dipendenza energetica dalla Russia; eppure, in una visione di medio-lungo periodo ove le energie rinnovabili stanno assumendo sempre più importanza per la sicurezza energetica europea, riveste in prospettiva un ruolo sempre più rilevante. Di fatti, il paese si posiziona come uno degli attori più all'avanguardia nel continente africano in materia di energie rinnovabili e sviluppo sostenibile, ambito in cui investe da ormai più di un decennio: nel 2009 il Regno ha elaborato una strategia finalizzata ad aumentare l'efficienza energetica nazionale, a favorire la crescita del settore delle rinnovabili e a promuovere l'integrazione regionale in campo energetico. Si tratta, in particolare, di obiettivi che si inseriscono nella cornice della più ampia e multidimensionale strategia nazionale di sviluppo sostenibile che Rabat ha lanciato nel 2010.²⁹

La propensione *green* marocchina nasce innanzitutto dalla considerazione dell'estrema dipendenza del paese dall'importazione di idrocarburi, dalla necessità di aumentare gli approvvigionamenti energetici a fronte della crescita della domanda interna (*figura 3*), e da considerazione ambientali – data la sua posizione, il Regno è particolarmente esposto agli effetti negativi del cambiamento climatico.

FIGURA 3 – EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA PRIMARIA IN MAROCCO



Fonte: Bureau de Rabat, Maroc <https://ma.boell.org/fr/2022/01/31/viens-discute-denergie-au-maroc>

Tutto ciò ha spinto il paese a investire nel suo grande potenziale in materia di energie rinnovabili – in particolare nel solare e nell'eolico –, adottando obiettivi sempre più ambiziosi: a fine 2022, Rabat ha toccato il 38% di energia da fonti rinnovabili in seno alla potenza elettrica installata, mentre entro il 2023 dovrebbe raggiungere il 42% (obiettivo inizialmente

²⁹ L.S. Martini, “Marocco ed energie rinnovabili: ambizioni e sfide per un futuro più verde”, *Focus sicurezza energetica* n.2, maggio/agosto 2021, p. 53.

fissato per il 2020, anno in cui il processo ha subito dei ritardi per via della pandemia), superando poi il 64% a orizzonte 2030.³⁰

Ma non si tratta solo di perseguire l'efficienza e la sicurezza energetica nazionali: nel quadro del suo esplicito obiettivo di diventare uno hub per l'energia verde tra Africa ed Europa, il Marocco ambisce nel prossimo futuro a esportare energia verde – elettricità e idrogeno prodotti da fonte rinnovabili – verso l'Europa. Di fatto, il paese esporta già elettricità verso nord – due sono i cavi sottomarini che legano il Marocco alla Spagna, mentre altri due, uno verso la Spagna e uno verso il Portogallo, sarebbero in progettazione –³¹ ma a oggi si parla ancora di energia generata da fonti fossili, e in particolare da carbone. Tuttavia, la prospettiva di esportare energia verde è da tempo nei piani marocchini: nel 2016, a margine della Cop22 di Marrakech, Marocco, Spagna, Portogallo, Francia e Germania hanno firmato una *road map* per il commercio di elettricità sostenibile tramite *Power purchase agreements* (Ppa) transfrontalieri.³²

Nonostante siano emerse numerose difficoltà per la realizzazione di questi accordi, il fatto che nel 2022, nella cornice della Cop27 di Sharm El-Sheikh, gli stessi cinque paesi abbiano rinnovato il proprio proposito firmando un nuovo *Memorandum of Understanding* (MoU), evidenzia la volontà degli attori coinvolti di continuare a lavorare al fine di integrare i propri mercati di energia verde. Si tratta, anche a detta della ministra marocchina della Transizione energetica e dello Sviluppo sostenibile Leila Benali, di un'iniziativa che ben esemplifica la direzione del partenariato verde tra Marocco e UE, annunciato nel 2021 e siglato proprio a ottobre 2022.³³ Il partenariato si configura come la prima iniziativa di questo genere tra l'Unione e un paese del Vicinato, e come tale rappresenta il riconoscimento del ruolo di primo piano e delle potenzialità di Rabat in ambito *green* – compreso, ovviamente, il settore dell'energia.

Anche il Regno Unito guarda con sempre più interesse al Marocco in materia di energia: il progetto della società Britannica Xlinks prevede l'installazione di un nuovo parco solare ed eolico nella regione di Guelmim Oued Noun con l'obiettivo di produrre 10.5 GW di energia, dei quali 3.6 GW – pari a 8% della domanda britannica di energia elettrica – saranno esportati verso Devon tramite cavi sottomarini della lunghezza di 3.800 km (Figura 4). Il progetto è stato lanciato nel 2021, ma ha assunto nuova rilevanza in seguito allo scenario energetico internazionale definito dalla guerra in Ucraina, e dovrebbe essere completato nel 2031.³⁴

³⁰ Z. Jnina, “Énergies renouvelables: Le Maroc pourrait atteindre son objectif avant 2030”, *Hespress*, 19 dicembre 2022.

³¹ H. Kharroubi, “Interconnexion électrique: le Maroc s'apprête à ouvrir de nouvelles lignes avec l'Espagne et le Portugal”, *Le 360*, 6 aprile 2022.

³² L.S. Martini, “Marocco ed energie rinnovabili: ambizioni e sfide per un futuro più verde”, *art. cit.*, p. 58.

³³ “MoU sur le set roadmap entre le Maroc et des partenaires européens”, *Agence Marocaine de Press- Ecology*, 9 novembre 2022.

³⁴ L. Maghribi, “Morocco's wind and sun take the UK closer to net zero”, *The National*, 9 settembre 2022; M. Hancock, “Answer to UK's energy needs is blowing in the Moroccan wind”, *Arabian Gulf Business Inside*, 3 ottobre 2022.

FIGURA 4 – IL PERCORSO DEI CAVI SOTTOMARINI CHE DAL MAROCCO DOVREBBERO TRASPORTARE ENERGIA SINO AL REGNO UNITO



Fonte: Xinks rielaborazione ISPI

Spiccano, infine, anche gli obiettivi marocchini in ambito di idrogeno verde, che nella *roadmap* lanciata dal Regno nel 2021 dovrebbe innanzitutto (a orizzonte 2030) essere utilizzato nel settore industriale nazionale, in particolare per produrre ammoniaca verde, essenziale nella produzione dei fertilizzanti – il Marocco è il secondo produttore mondiale di fosfati dopo la Cina³⁵ – ma anche destinato all’exportazione. Di fatti, secondo alcune proiezioni, il paese potrebbe arrivare a soddisfare il 4% della domanda mondiale entro il 2030.³⁶ In questo quadro, negli ultimi anni numerosi paesi UE, tra cui Germania, paesi Bassi, Portogallo e Spagna, si sono dimostrati interessati alle potenzialità marocchine in ambito di idrogeno verde, che presto per iniziativa di Re Mohammed VI dovrebbero concretizzarsi in un’offerta attrattiva e concreta per quanti vorranno lavorare con il Regno in questo settore.³⁷

Algeria e Marocco: nuovi terreni di competizione?

La decennale rivalità tra Algeria e Marocco ha recentemente conosciuto una rapida escalation, in particolare – ma non solo – sull’annoso dossier del Sahara Occidentale, tanto che Algeri ha interrotto le già tese relazioni diplomatiche bilaterali nell’agosto 2021, per poi chiudere anche il proprio spazio aereo ai marocchini il mese seguente. La disputa tra i due paesi, come accennato, ha coinvolto anche il settore dell’energia, come dimostrato dalla decisione algerina

³⁵ “Au Maroc, les phosphates au service de la diplomatie”, *Le Point International*, 4 dicembre 2022.

³⁶ Royaume du Maroc, “Feuille de route hydrogène vert - Vecteur de Transition Énergétique et de Croissance Durable”, 2021.

³⁷ A. Sylla, “Hydrogène vert: Une nouvelle priorité pour le Maroc”, *Challenge*, 9 dicembre 2022.

di chiudere i rubinetti del Gme, che dall'Algeria portava gas verso la Spagna attraverso il Marocco. Sembra, seppur cautamente, che proprio questa questione possa rappresentare terreno di dialogo tra Rabat e Algeri nel prossimo futuro, grazie alla mediazione del re giordano Abdellah II.³⁸

Ciò che è certo invece è che l'energia, sebbene con diversi punti di partenza e arrivo, rappresenta oggi un ulteriore terreno di competizione nella proiezione dei due paesi verso l'Europa e il continente africano. La più palese dimostrazione di ciò è rappresentata dai progetti del gasdotto Trans-Sahariano (Tsgp o Nigal) e del gasdotto Nigeria-Marocco, ai quali Algeri e Rabat stanno rispettivamente lavorando. Entrambi dovrebbero partire dalla Nigeria – il primo passando attraverso il deserto del Sahara per raggiungere l'Algeria e il secondo toccando (*off-shore*) tutti i paesi costieri dell'Africa occidentale sino al Marocco – per portare il gas africano in Europa allacciandosi ai gasdotti già esistenti. In particolare, il Tsgp da Hassi R'Mel si allaccerebbe a Medgaz, Transmed e al Gme, mentre il Nigeria-Marocco per trasportare gas verso l'Europa dovrebbe necessariamente allacciarsi con il Gme.

Si tratta, in entrambi i casi, di progetti precedenti, ripresi con rinnovato slancio in seno alla nuova congiuntura internazionale. In particolare, il progetto del Tsgp risale a circa quarant'anni fa; un primo accordo è stato firmato tra Algeria, Niger e Nigeria nel 2009, senza nessun progresso, in particolare a causa delle difficili condizioni di sicurezza nell'area interessata. Nel luglio 2022 i tre paesi hanno siglato un nuovo MoU per la realizzazione del gasdotto di oltre 4.000 km,³⁹ che dovrebbe essere operativo nel 2027.⁴⁰ L'Algeria sarà – almeno inizialmente – solo un paese di transito per il gas, ma ne trarrà profitto⁴¹ – così come, per esempio, il Marocco traeva profitto dal passaggio del Gme sul suo territorio.

Per quanto riguarda il gasdotto Nigeria-Marocco, invece, si tratta di un'estensione del già esistente *West African Gas Pipeline*, annunciata per la prima volta nel dicembre 2016; nel corso del 2022, l'Ecowas, Senegal, Mauritania, Gambia, Ghana, Guinea Bissau e Sierra Leone hanno ufficializzato la loro volontà di proseguire nella sua realizzazione.⁴² Si tratta di un progetto estremamente ambizioso, della lunghezza totale di oltre 5.600 km, che mira a trasportare sino a 31 Gmc di gas all'anno in Europa attraverso 14 paesi, e che potrebbe essere completato nel 2046.⁴³ Un orizzonte temporale piuttosto lungo in considerazione del processo di transizione energetica e degli obiettivi climatici dell'Europa, che d'altronde non si è ancora espressa quanto a possibilità di finanziamento dei due gasdotti in analisi.

Ma quando si tratta di energia e competizione tra i due paesi nordafricani, anche il settore delle rinnovabili conta: tanto Algeria quanto Marocco hanno, come descritto, grosse

³⁸ X. Mas de Xaxas, "Jordania intercede para que Argelia reabra el gasoducto Magreb-Europa", *Vanguardia*, 19 dicembre 2022; M. Jaabouk, "Vers une réunion maroco-algérienne en Suisse, grâce à la médiation du roi de la Jordanie?", *YaBiladi*, 20 dicembre 2022.

³⁹ M. Schwikowski, "African countries seek to revive Sahara gas pipeline", *DW*, 8 dicembre 2022.

⁴⁰ "Gazoduc transsaharien: Alger, Abuja et Niamey matérialisent leur engagement", *Jeune Afrique*, 29 luglio 2022.

⁴¹ A. Boukhlef, "Algeria: The Trans-Saharan pipeline, a Nigerian alternative to Russian gas?", *Middle East Eye*, 10 settembre 2022.

⁴² "NNPC Seals Deal with other West-African Countries to Further Nigeria-Morocco Pipeline", *Pipeline Technology Journal*, 8 dicembre 2022.

⁴³ "Gazoduc transsaharien : Alger, Abuja et Niamey matérialisent leur engagement" ..., cit.

potenzialità in questo settore, sebbene partendo da contesti estremamente eterogenei. Da un lato, il Marocco sta scommettendo sulle rinnovabili da quasi 15 anni con estrema convinzione, tanto da assumere un ruolo pioneristico nel continente – nonostante evidenti storture ancora presenti, rappresentate per esempio dal massiccio utilizzo del carbone. Dall'altro l'Algeria, stato basato sugli idrocarburi, deve ancora trovare la volontà politica per abbracciare un processo di transizione energetica inevitabilmente foriero di cambiamenti strutturali monumentali. In questo quadro estremamente complesso, uno dei fattori da considerare è anche la perdita di terreno rispetto ad altre potenze regionali⁴⁴ – e in particolare modo il rivale marocchino – rispetto a quello che si preannuncia essere uno dei mercati del futuro.

⁴⁴ Farrand (2022).

5. Il ruolo del Qatar e del Gnl nel futuro della sicurezza energetica europea

Pietro Baldelli

L'aggressione russa all'Ucraina scatenata il 24 febbraio 2022 ha reso manifesta la vulnerabilità energetica dell'Unione europea e dei suoi Stati membri. L'UE è stata colta impreparata quando è stata chiamata a rispondere al processo di "weaponizzazione" dell'approvvigionamento energetico operato dalla Russia. Nonostante la «diversificazione delle fonti esterne» fosse stata già definita una priorità dalla Strategia europea di sicurezza energetica del 2014, è solo a partire dal febbraio 2022 che gli stati europei hanno iniziato ad agire in maniera più decisa al fine di rafforzare la propria sicurezza energetica. Tra i *driver* di questo sforzo si registra nell'ultimo anno un tentativo di approfondire la partnership con fornitori extra-europei nel settore del gas naturale. In questa sede verrà analizzato nello specifico il ruolo del Qatar come partner extra-europeo e del gas naturale liquefatto (Gnl) come fonte alternativa rispetto al gas importato via gasdotto, individuando opportunità e rischi di un maggiore investimento in questo settore.

L'Unione europea alla prova della diversificazione

L'8 marzo 2022 la Commissione europea ha presentato il pacchetto REPowerEU.¹ Si tratta di un piano che fissa l'obiettivo di porre fine alle importazioni di energia fossile dalla Russia entro il 2030. Tra gli strumenti indicati per conseguire questo risultato un ruolo centrale è riconosciuto all'aumento della diversificazione delle forniture energetiche. A tale fine, tra le azioni chiave da intraprendere viene enunciata la volontà di un rafforzamento della cooperazione con i principali produttori del Golfo, a partire dal Qatar, e un ulteriore investimento sul ruolo del gas naturale come fonte di transizione.² Coprendo il 34% dell'energia consumata, nel 2021 il gas naturale rappresentava per i paesi dell'UE la principale fonte di energia (Figura 1).³ In termini assoluti, nel 2021 gli stati UE hanno consumato 396,6 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale, in diminuzione rispetto ai 521,3 Gmc consumati nel 2010.⁴ Guardando alle fonti di approvvigionamento, nello stesso anno quasi il 40% del gas consumato nell'UE proveniva dalla Russia.⁵ Nella Strategia UE di mobilitazione esterna sono indicate alcune delle azioni da mettere in campo per sostituire il gas russo. Tra queste,

¹ Come enunciato nelle conclusioni del Consiglio UE del 14 dicembre 2022, il processo di adozione formale del piano REPowerEU, ancora non concluso, permetterebbe a ciascuno Stato membro di aggiungere un "capitolo energia" al piano nazionale di ripresa e resilienza. "[EU recovery plan: Provisional agreement reached on REPowerEU](#)", Consiglio dell'UE", 14 dicembre 2022.

² "The Role of Gas in Today's Energy Transitions", IEA, luglio 2019.

³ "These charts show Europe's reliance on gas before the war in Ukraine", WEF, 10 novembre 2022.

⁴ "Natural gas consumption in the European Union from 1998 to 2021", Statista, 19 luglio 2022.

⁵ N. Poitiers, S. Tagliapietra, G. B. Wolff e G. Zachmann, "The Kremlin's Gas Wars", *Foreign Affairs*, 27 febbraio 2022.

ad esempio, si suggerisce un aumento dell'importazione di Gnl (+50 Gmc) e di gas da gasdotto (+10 Gmc), da altri partner extra-europei.⁶

Il Gnl come fonte, il Qatar come partner

Nel mercato del gas naturale un ruolo sempre più rilevante è ricoperto dal Gnl. Si tratta della fonte energetica che è cresciuta di più negli scambi energetici internazionali negli ultimi anni. Tra il 2008 e il 2020 si è registrato aumento medio del 6,2% all'anno, con una contemporanea diminuzione del commercio via tubo dello 0,4%.⁷ La principale novità portata dal Gnl è rappresentata da una progressiva globalizzazione del mercato del gas, un tempo segmentato in comparti regionali rigidi in quanto legati alle infrastrutture fisiche necessarie per il trasporto. Di fatto oggi, grazie al Gnl, commerciato via nave, il mercato gasiero è molto più simile a quello del petrolio. A fianco a ciò, ci sono tuttavia diverse criticità. La prima riguarda l'incertezza dell'offerta e i prezzi elevati. Ad esempio, è piuttosto frequente vedere le metaniere, gestite da aziende private, invertire rotta per dirigersi di volta in volta dove i prezzi aumentano, rendendo l'offerta volatile⁸. Nei fatti, quindi, si tratta di un meccanismo commerciale che traina al rialzo i prezzi di questo bene. Il secondo problema ha a che fare con le infrastrutture di rigassificazione, necessarie per immettere nelle reti di consumo il Gnl, convertendolo nuovamente allo stato gassoso. La ristrettezza delle capacità di rigassificazione, evidente soprattutto in Europa, limita la possibilità di utilizzo del Gnl. Un'altra criticità riguarda i contratti. Essendo, in epoca pre-conflitto, i prezzi del Gnl non competitivi per l'Europa rispetto ai contratti a lungo termine stipulati per l'import tramite gasdotto, sia il Gnl americano che soprattutto quello del Qatar (il 68% del totale) erano venduti con contratti a lungo termine ai paesi asiatici. Pertanto, allo scoppio delle ostilità i paesi produttori avevano una scarsa quota di Gnl da vendere nel mercato spot, cioè quello degli acquisti a breve termine. Questo fattore ha limitato nei primi mesi la capacità europea di incrementare rapidamente l'acquisto di Gnl, diventato nel frattempo competitivo a causa di un generalizzato aumento dei prezzi⁹. Infine, esistono anche dei rischi di natura geopolitica. Ad esempio, il 44% del Gnl commerciato nel 2020 ha attraversato due soli *choke points* marittimi, lo stretto di Hormuz e lo stretto di Malacca. Si tratta di una critica dipendenza da due sole rotte commerciali che aumenta la vulnerabilità generata dalla possibile *disruption* di quelle catene commerciali causata da incidenti, atti di pirateria, eventi meteorologici avversi, terrorismo e conflitti regionali.

Nel settore del Gnl il Qatar è tra gli attori più importanti, attestandosi nel 2021 come secondo esportatore al mondo dopo l'Australia (20,9%, 108,1 Gmc) con 106,8 Gmc di Gnl esportati, equivalenti al 20,7% dell'export totale mondiale – davanti a Stati Uniti (18,4%) e Russia (7,7%) (Tabella 1). Per quanto riguarda le importazioni di gas naturale degli stati UE, nel 2022 il Qatar non figura tra i primi cinque paesi da cui importa. Le cifre cambiano se si restringe

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

⁷ L. Bellodi, “Gas e Potere. Geopolitica dell'energia dalla Guerra fredda ad oggi”, Roma, Luiss University Press, 2022, p. 73.

⁸ *Ivi*, p. 74.

⁹ *Ivi*, p. 75.

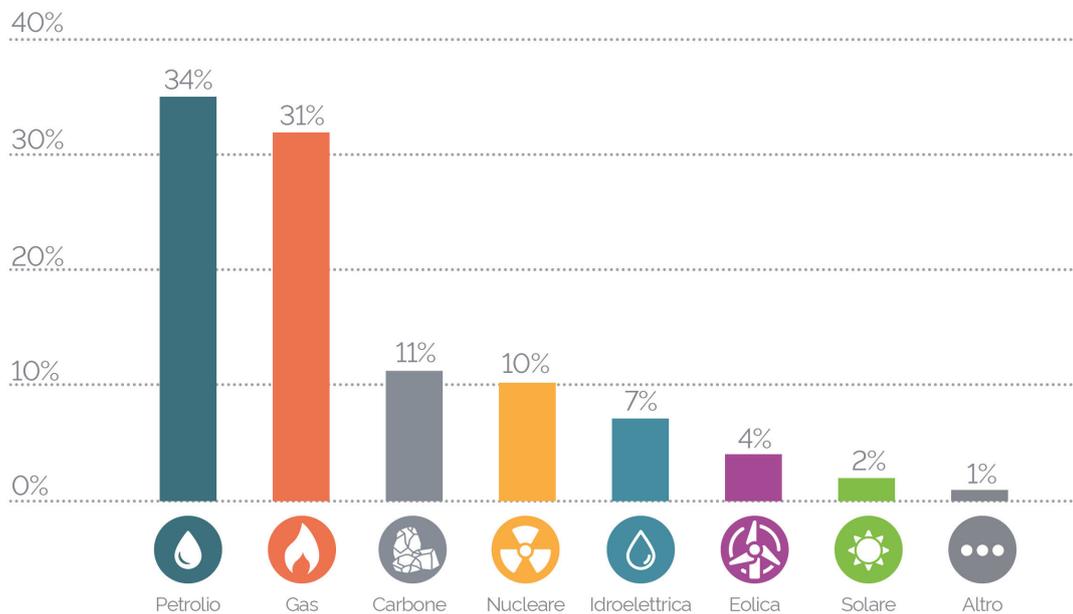
il campo d'osservazione al settore Gnl. Doha, infatti, rappresenta il secondo partner dell'UE dopo gli Stati Uniti (26%) e prima della Russia (20%), coprendo il 24% dell'import totale europeo¹⁰. Nel 2021 il 70% dell'import totale di Gnl in Europa arrivava dai tre paesi citati (Tabella 1). Queste statistiche rendono bene l'idea di come il Qatar come partner, così come il Gnl come fonte, rappresentino un fattore essenziale nell'equazione energetica europea; motivo che ha spinto nell'ultimo anno la diplomazia europea ad accrescere il proprio attivismo per approfondire ulteriormente la cooperazione in materia energetica con Doha.

TABELLA 1 - EXPORT DI GNL PER PAESE ESPORTATORE

Milliardi di metri cubi (bcm)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tasso di crescita annuo 2011-2021	Quota di mercato % 2021
Australia	26	28,3	30,5	32	39,9	60,4	76,6	91,8	104,7	106	108,1	15,3%	20,9%
Qatar	100,7	104	105,8	103,6	105,6	107,3	103,6	104,9	105,8	106,5	106,8	0,6%	20,7%
Usa	1,8	0,8	0,2	0,4	0,7	4,0	17,1	28,6	47,4	61,3	95	49,1%	18,4%
Russia	14,3	14,3	14,5	13,6	14,6	14,6	15,4	24,9	39,1	41,8	39,6	10,7%	7,7%

Fonte: BP

FIGURA 1 - IMPORT DI GNL DI UE-27 E UK PER PAESE D'IMPORTAZIONE



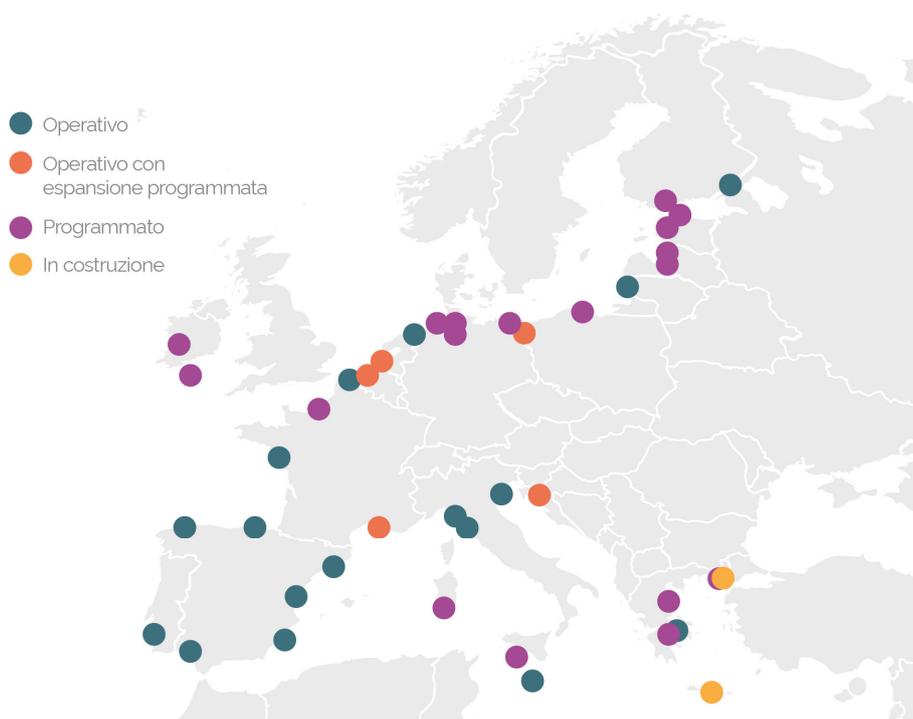
Fonte: World Economic Forum

¹⁰ P.P. Raimondi, "A Scramble for Gas: Qatari LNG and EU Diversification Plans", IAI, 22 aprile 2022.

Le iniziative europee nel mercato Gnl: nuove capacità di rigassificazione e diplomazia

A seguito dello scoppio delle ostilità in Ucraina, l'UE ha consolidato il proprio ruolo di primo importatore di Gnl al mondo – 65 Gmc importati nel primo semestre 2022¹¹. Cionondimeno, al fine di incrementare la possibilità di acquistare e consumare Gnl i paesi UE si sono dovuti adoperare anzitutto per espandere la propria capacità di rigassificazione. Al momento, infatti, i diversi Stati membri hanno una capacità di rigassificazione complessiva di 157 Gmc all'anno, valevoli il 40% della domanda totale di gas naturale. I rigassificatori in Europa sono così distribuiti: Belgio (1), Francia (4), Grecia (1), Italia (3), Polonia (1), Portogallo (1), Spagna (7 di cui 6 operativi). Ad oggi sono circa una dozzina i nuovi rigassificatori pianificati, due dei quali (Grecia e Cipro) sono già in costruzione (Figura 2).

FIGURA 2 - INFRASTRUTTURE DI RIGASSIFICAZIONE NEI PAESI UE



Fonte Consiglio europeo

A fianco a ciò si evidenzia un'accelerazione nell'acquisto e nell'utilizzo dei così detti rigassificatori galleggianti (Fsrus). L'Italia, ad esempio, ha dato mandato alla società Snam di acquistarne due, con l'intenzione di renderli operativi nel più breve tempo possibile. Il primo

¹¹ “Liquefied natural gas infrastructure in the EU”, Consiglio dell'UE, 20 dicembre 2022.

potrebbe essere operativo già nella primavera 2023, se superata la strenua opposizione di una parte della politica e della popolazione locale; il secondo invece nella seconda metà del 2024¹².

In secondo luogo, si segnala un rinnovato slancio della diplomazia dei diversi paesi UE per assicurarsi nuove quote di Gnl. In questo senso, il Qatar figura tra i principali interlocutori extra-europei sollecitati¹³. Tra il 25 febbraio e il 30 novembre 2022 sono stati firmati nel solo comparto gasiero 39 nuovi accordi di varia natura (vincolanti, MoU inter-governativi, contratti privati ecc.). Di questi, ben cinque accordi sono stati siglati con il Qatar da Austria, Francia, Germania, Grecia e Italia (Figura 3). Si tratta di accordi a livello bilaterale che hanno coinvolto il Qatar e i singoli Stati membri. Al momento, invece, non sono stati posti in essere intese tra Doha e l'UE, come invece accaduto in altri casi (MoU con Egitto e Israele, dichiarazione congiunta con Stati Uniti e accordi con Azerbaijan, Algeria e Norvegia).

FIGURA 3 – NUOVI ACCORDI TRA STATI UE E QATAR

Stato europeo stipulante	Data	Tipologia accordo	Entrata in vigore	Descrizione
Austria	7 marzo 2022	MoU	Non stabilita	Aumento di sei volte del GNL importato dal Qatar
Italia	16 giugno 2022	Contratto vincolante	2025	Creazione Joint Venture tra ENI e Qatar Energy per l'espansione del giacimento North Field East
Grecia	22 agosto 2022	MoU	Non noto	Non noti i dettagli
Francia	24 settembre 2022	Contratto vincolante	2022	Accordo tra Total e Qatar Energy per l'espansione del giacimento North Field South
Germania	29 novembre 2022	Contratto vincolante	2026	Fornitura aggiuntiva di 2,7 tonnellate di GNL per 15 anni

Il 7 marzo l'Austria ha siglato un MoU con Doha per l'aumento fino a sei volte del Gnl importato dal Qatar. Il principale problema rimane la limitata capacità di rigassificazione austriaca, che dovrà essere aumentata. Inoltre, si tratta ancora di un'intesa preliminare, e non di un accordo vincolante.¹⁴ Il 16 giugno è stato il turno dell'Italia, con Eni che ha firmato un'intesa con Qatar Energy che prevede l'ingresso della compagnia italiana nel progetto di espansione del giacimento North Field East.¹⁵ Qatar Energy manterrà il 75% quote, mentre

¹² P. P. Raimondi, "Natural Gas in Italy: Features and Perspectives in Light of Russia's War in Ukraine", IAI, 2022.

¹³ "EU Energy Deals Tracker", ECFR, novembre 2022.

¹⁴ "Bundeskanzler Nehammer: Österreich baut auf grünen Wasserstoff aus den Emiraten und auf Flüssiggas aus Katar", Cancelleria federale austriaca, 7 marzo 2022.

¹⁵ "Eni enters the world's largest LNG project in Qatar", Eni, 19 giugno 2022.

a Eni andranno le rimanenti. Grazie a questo piano, Doha espanderà la sua capacità di export da 77 a 110 milioni di tonnellate. L'accordo prevede una durata di 27 anni, con inizio della produzione fissata al 2025. Il 22 agosto, in occasione della visita del primo ministro greco Mitsotakis a Doha, la Grecia ha firmato un MoU con il Qatar. Non sono al momento noti i dettagli dell'intesa.¹⁶ La Francia ha seguito un percorso simile all'Italia, potendo contare sul ruolo di Total Energies, già presente in Qatar. La compagnia francese ha siglato un accordo vincolante con Qatar Energy il 24 settembre, operativo già da quest'anno, per l'espansione della produzione di Gnl per 16 milioni di tonnellate all'anno. Le operazioni riguarderanno il giacimento North Field South, con Total che avrà il 9,37% delle quote, sul 25% riservato ad aziende estere.¹⁷ Infine, il 20 marzo la Germania ha firmato con Doha un comunicato d'intenti congiunto preliminare.¹⁸ Dopo mesi di faticosi negoziati, a fine novembre è stato raggiunto un accordo con Qatar Energy, per la fornitura di 2,7 Gmc aggiuntivi per quindici anni a partire dal 2026.¹⁹

La risposta del Qatar: maggiori investimenti e fattori limitanti

Il Qatar ha dimostrato negli ultimi mesi di accogliere con favore la volontà europea di approfondire la cooperazione in campo energetico. Al netto di ciò, tuttavia, vanno segnalati alcuni fattori che limitano, da parte qatariota, la possibilità di un'espansione ampia e rapida della collaborazione con l'UE. Nel breve periodo il principale limite riguarda le scarse riserve di Gnl per il mercato spot, considerando che quasi il 70% del gas di Doha viene venduto a partner asiatici tramite contratti a lungo termine. A ciò si affiancano divergenze di tipo contrattuale.²⁰ Doha, infatti, richiede condizioni piuttosto rigide all'UE, che riguardano ad esempio il divieto di re-export extra-europeo. Inoltre, gli stati UE sono contrari a stipulare accordi di lunga durata, anche perché limitati dalle regole sulla transizione ecologica, mentre Doha preferisce questa tipologia di accordi. A questi si affiancano limiti di natura tecnica. Doha sta investendo nell'aumento della propria produzione così come nell'aumento della capacità di liquefazione – l'obiettivo è il raddoppio della produzione entro il 2025 – ma si tratta di progetti che porteranno i primi risultati solamente nel medio-lungo periodo.

Al contrario, il principale punto di forza è la capacità pressoché illimitata di investimento, che lo rende un attore più affidabile rispetto a paesi come Algeria e Libia. Un ultimo problema, di tipo politico, riguarda il rapporto consolidato tra Qatar e paesi asiatici, a partire dalla Cina. La maggiore propensione alla stipula di contratti di lungo termine e la minore attenzione a temi legati alla transizione ecologica, rendono il mercato asiatico più appetibile rispetto a quello europeo agli occhi di Doha. È in questo quadro che si inserisce il recente accordo tra

¹⁶ “Ενημερωτικό σημείωμα για την επίσημη επίσκεψη του Πρωθυπουργού Κυριάκου Μητσοτάκη στο Κατάρ”, Ufficio primo ministro greco, 22 agosto 2022.

¹⁷ “Qatar: TotalEnergies Selected as QatarEnergy’s First Partner in the North Field South LNG project”, Total Energies, 24 settembre 2022.

¹⁸ “Deutschland und Katar unterzeichnen Energiepartnerschaft”, Ministero degli Affari economici tedesco, 20 maggio 2022.

¹⁹ “Qatar signs gas export deal with Germany”, *DIW*, 29 novembre 2022.

²⁰ D. Zhdanikov, “Qatar seeks EU guarantees emergency gas stays within EU – source”, *Reuters*, 31 gennaio 2022.

Qatar e Cina della durata di 27 anni. A partire dal 2026 Qatar Energy fornirà 4 milioni di tonnellate aggiuntive di Gnl all'anno alla compagnia cinese Sinopec, per un valore contrattuale complessivo di 60 miliardi di dollari²¹. Si tratta di uno dei contratti più importanti della storia nel settore dell'energia. In questo scenario, difficilmente l'Europa sarà in grado di competere con i paesi asiatici come principale interlocutore di Doha in questo settore.

Conclusioni

Nel mutato contesto geopolitico il gas naturale continuerà a rimanere ancora per molti anni una fonte energetica indispensabile per l'Unione europea. Sul fronte dell'approvvigionamento, è opportuno continuare a lavorare alla costruzione di accordi con partner extra-europei, dato che anche l'eventuale aumento della produzione europea non sarebbe in grado di soddisfare una quota sostanziale del fabbisogno interno. In questo quadro, va accolto con favore il rinnovato slancio diplomatico degli stati UE e delle istituzioni comunitarie per approfondire la cooperazione energetica con i propri partner, tra cui il Qatar continuerà a rimanere uno dei principali. Nel breve-medio periodo, inoltre, il Gnl potrà accrescere il proprio peso nel mix energetico europeo, grazie alla flessibilità nei trasporti di cui può godere rispetto al gas commerciato via gasdotto. In questo senso è opportuno l'investimento nei Fsrus, i quali sono maggiormente in linea con una strategia "tampone" di breve termine, incidendo in misura minore sulla strategia di riduzione complessiva del consumo di gas naturale nel quadro della transizione ecologica continentale. Un altro elemento di opportunità ha a che fare nello specifico con il ruolo dell'Italia. Venuta meno la centralità della Germania come hub europeo dell'energia a causa dell'interruzione dei rapporti con la Russia, come evocato dal primo ministro Meloni, Roma ha l'opportunità di proporsi come capofila di un nuovo hub energetico del Mediterraneo, sia per quanto concerne l'importazione di fonti fossili che nello sviluppo di sinergie sull'energia rinnovabile.²² In questo senso, la cooperazione con i paesi del Nord Africa, del Medio Oriente e del Golfo, come il Qatar, continuerà a rappresentare una priorità.

Al netto di queste considerazioni, nel lungo periodo vanno comunque tenuti in considerazione anche diversi fattori limitanti e di rischio. Da un punto di vista economico, se nel lungo periodo il prezzo del gas dovesse tornare a scendere il Gnl, strutturalmente più caro, tornerebbe a essere meno appetibile per il mercato europeo. A ciò si affianca la scarsa predisposizione europea a vincolarsi a contratti di lungo termine. Restando nel settore Gnl diverso può essere il caso del gas liquefatto americano, con cui si potrebbe arrivare a un migliore compromesso di natura politica.²³ A fattori di natura tecnica ed economica si affiancano rischi di natura geopolitica. In primo luogo, l'esplosione del così detto *Qatargate*

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

²² "Comunicazioni alla Camera per il Consiglio europeo del 15 dicembre", presidenza del Consiglio dei Ministri, 13 dicembre 2022.

²³ Un primo segnale è il comunicato congiunto firmato da Stati Uniti e Commissione UE nel marzo 2022 per aumentare l'esportazione di Gnl americano verso l'Europa di 15 Gmc. "Joint Statement between the European Commission and the United States on European Energy Security", Commissione europea, 25 marzo 2022.

potrebbe portare nei prossimi mesi a un deterioramento delle relazioni bilaterali UE-Qatar²⁴. In secondo luogo, va tenuta in considerazione la collocazione internazionale del Qatar che, ad esempio, in merito al conflitto in Ucraina, ha dimostrato di opporsi a misure di condanna politica e sanzionatoria nei confronti della Russia, contrastando la linea dei paesi occidentali. Inoltre, da almeno un decennio la propria agenda regionale si attesta in diversi dossier su posizioni revisioniste, spesso contrarie alla necessità europea di stabilità regionale. Infine, permangono i già citati rischi legati alla scarsa diversificazione delle rotte commerciali le quali, in relazione al trasporto di Gnl qatariota verso l'Europa, dipendono interamente dall'attraversamento di un unico *choke point*, ovvero lo stretto di Hormuz. In definitiva, quindi, l'imperativo della politica energetica europea presente e futura nella relazione con partner extra-europei come il Qatar deve rimanere il seguente: evitare di cadere in una nuova "trappola della dipendenza".

²⁴ "Qatargate: European Parliament corruption scandal", *Politico*, 4 gennaio 2023.

6. Le ambizioni dell’Egitto come hub regionale dell’energia. Strategie, attori, potenzialità della cooperazione energetica con il Cairo

Aldo Liga

L’anno appena trascorso ha visto concentrarsi grandi attenzioni e aspettative sulle potenzialità del settore energetico egiziano. Dalla strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento dei paesi europei, potenziata a seguito dell’invasione russa dell’Ucraina, alla lotta contro il cambiamento climatico e la promozione della transizione energetica, l’Egitto ha visto sfilare leader e attori internazionali interessati alle potenzialità e alle opportunità di investimento e partenariato che il paese può offrire.

Da una prospettiva europea, due eventi sono particolarmente meritevoli di attenzione. La visita al Cairo di Ursula von der Leyen, presidente della Commissione europea, e di Kadri Simson, commissaria europea per l’energia sia lo scorso 15 giugno sia durante la ventisettesima edizione della Conferenza Onu sul Cambiamento Climatico (Cop27) tenutasi a novembre a Sharm El-Sheikh. Nel giugno scorso Kadri Simson, Tarek El-Molla, ministro egiziano del Petrolio e delle Risorse minerarie e Karine Elharrar, ministro dell’Energia israeliano, hanno firmato un *memorandum of understanding* in cui i due paesi si impegnano a lavorare collettivamente per una fornitura stabile di gas naturale al mercato europeo. Nel corso dell’incontro è stato inoltre ribadito il potenziale delle relazioni UE-Egitto nella transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico. Secondo evento chiave dell’anno appena trascorso è stata la Cop27 che, nonostante i successi limitati, soprattutto per quanto riguarda la mitigazione del cambiamento climatico, si è rivelata una vetrina importante per gli sforzi in termini di transizione energetica in atto nel paese nordafricano.

Negli ultimi anni il potenziale egiziano come hub energetico per le esportazioni di gas naturale, di elettricità e idrogeno verde è diventato una delle principali risorse di politica estera di cui dispone il governo¹ ed è al centro di un crescente interesse da parte dei paesi dell’area e dell’Unione europea, nonché delle principali compagnie energetiche internazionali. Questo potenziale merita però un’attenta riflessione sia sullo stato attuale dell’industria energetica del paese, sullo sfruttamento dei giacimenti esistenti e sulle nuove esplorazioni, sia sulla situazione infrastrutturale. È poi necessaria una *mise en perspective* sul medio-lungo periodo, considerando l’alta crescita demografica del paese, la situazione economica interna e le sfide poste dal contesto regionale.

Il settore del gas naturale: limiti e potenzialità

Guardare all’industria egiziana del gas naturale nell’ultimo decennio è un esercizio interessante: si ha infatti una dimostrazione plastica della misura in cui variabili interne e

¹ A. Abdelrahim, “[Le retour de l’Égypte comme puissance régionale ?](#)”, Études de l’Ifri, Ifri, dicembre 2022.

internazionali, legate a dinamiche politiche, geopolitiche, economiche e tecnologiche possano alterare la fisionomia di un settore industriale nel giro di pochi anni e stravolgerne i connotati.

Fino a pochi anni fa il paese era funestato da frequenti blackout dovuti principalmente a una rete elettrica inadeguata e inefficiente e a una cronica mancanza di investimenti a livello di manutenzione e produzione.² La combinazione fra declino nella produzione nazionale di gas e il rapido aumento del consumo interno (dovuto in parte anche alla pervasività del sistema dei sussidi statali all'energia) aveva poi portato il paese a trasformarsi in importatore netto di gas a metà dello scorso decennio.³

Un cambiamento comincia a prefigurarsi nel 2015, quando l'italiana Eni scopre nell'*off-shore* egiziano Zohr, il più grande giacimento di gas naturale mai rinvenuto nel Mar Mediterraneo, con un potenziale stimato di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas. La messa in produzione avviene meno di due anni e mezzo dopo la scoperta, a dicembre 2017.

Altra pietra miliare della "rinascita" del settore energetico egiziano è l'entrata in servizio, nel 2018, di tre centrali termoelettriche a ciclo combinato *gas-fired*, costruiti dalla tedesca Siemens, che rappresentano da sole il 40% della capacità di generazione elettrica dell'intero paese e forniscono elettricità a 40 milioni di egiziani.

La fine dei blackout si accompagna allo status ritrovato di esportatore netto di gas naturale liquefatto, raggiunto nel 2019. Oggi l'Egitto è il terzo più grande produttore di gas in Africa⁴. Oltre che per lo sfruttamento delle proprie risorse, l'Egitto si afferma progressivamente come hub per l'esportazione del gas degli altri giacimenti del Mediterraneo orientale scoperti nell'ultimo decennio, di cui solo quelli israeliani al momento operativi. L'Egitto, infatti, è l'unico paese dell'area a disporre di impianti di liquefazione e rigassificazione, a Idku e Damietta. Quest'ultimo ha ripreso le attività due anni fa, nel febbraio 2021, dopo un fermo quasi decennale.

Nel 2021 l'Egitto ha esportato circa 6,8 milioni di tonnellate di Gnl,⁵ quadruplicando i volumi rispetto al 2020, generando introiti pari a circa 3,5 miliardi di dollari. Nel 2022 le esportazioni sono aumentate di un ulteriore 14,3% che, a causa degli aumenti dei prezzi internazionali del gas, hanno generato *revenues* per 8,4 miliardi di dollari.⁶ Nel primo semestre 2022 le esportazioni di Gnl sono aumentate del 57%, ed è aumentata la proporzione di gas consegnato in Europa: se nel 2021 il 79% del gas egiziano si dirigeva verso l'Asia e il 15% verso l'Europa (Turchia inclusa), nel primo semestre a Europa e Turchia è stata destinata una quota del 69%. Principali destinazioni: Turchia, Spagna e Corea del Sud.⁷ Queste cifre includono il gas israeliano esportato tramite le infrastrutture egiziane. Nel quadro degli sforzi per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento europee a seguito dell'invasione

² A. Ismail, "The Power Generation Crisis in Egypt", Middle East Institute, 3 settembre 2014.

³ M. Ouki, "Egypt - a return to a balanced gas market?", *OIES Paper*, The Oxford Institute for Energy Studies, giugno 2018.

⁴ Dati U.S. Energy Information Administration.

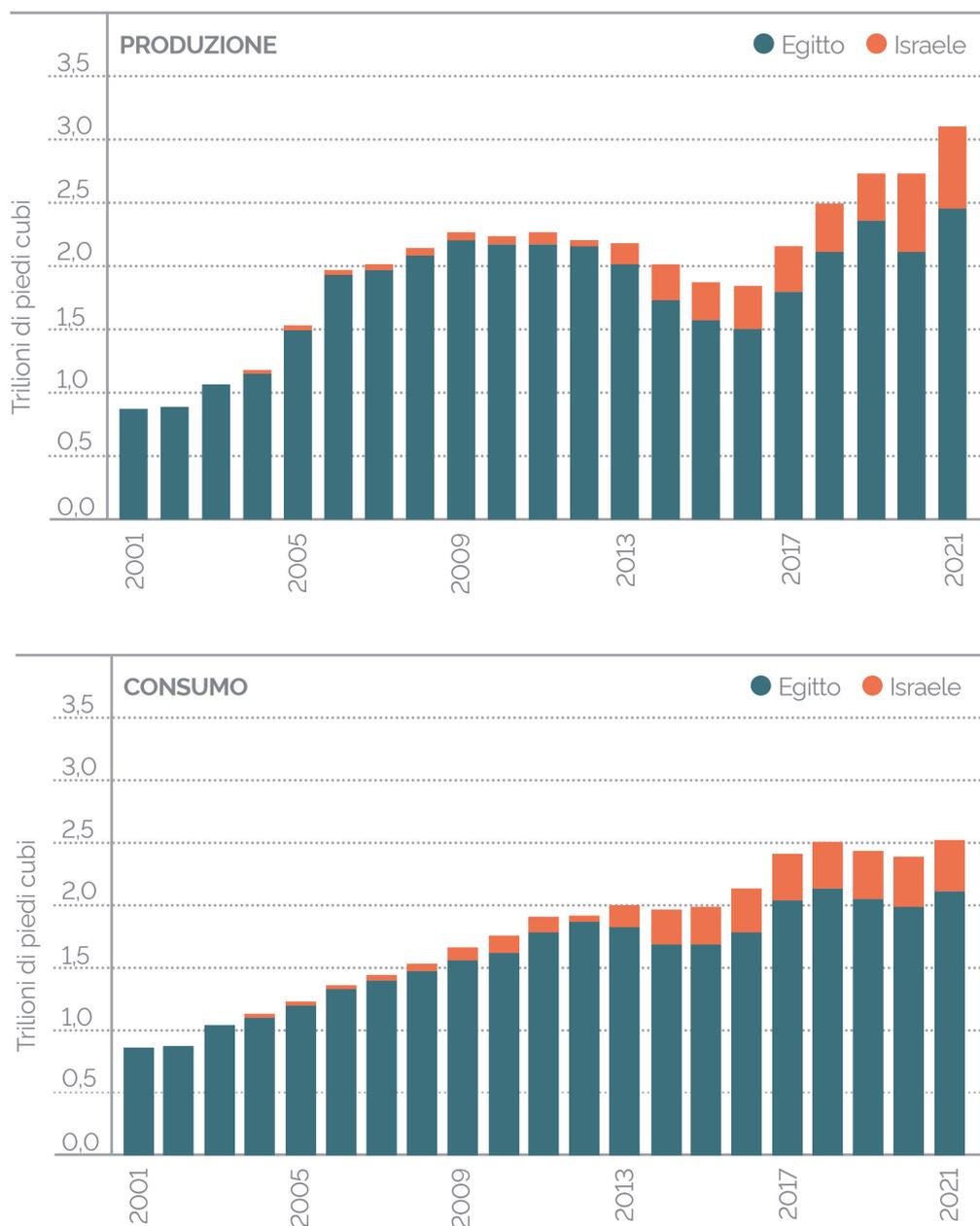
⁵ P. Stevenson, "Egypt Posts 10-Year High LNG Exports Of 6.8mn Tons For 2021", *MEES*, 14 gennaio 2022.

⁶ "Egypt's natural gas exports climb to \$8.4B in 2022", *Anadolu Agency*, 28 dicembre 2022.

⁷ P. Stevenson, "Egypt's 1H 2022 LNG Exports: Europe Dominant", *MEES*, 8 luglio 2022.

russa dell'Ucraina, Eni ed Egas hanno sottoscritto ad aprile 2022 un accordo per la massimizzazione della produzione di gas e delle esportazioni di Gnl verso l'Italia e l'Europa, che doveva vedere i volumi complessivi aumentati fino a 3 miliardi di metri cubi. Al momento non sono disponibili dati sulla misura in cui questo impegno si sia effettivamente realizzato.

FIGURA 1 - PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS NATURALE IN EGITTO E ISRAELE (2001-21)



Fonte: US Energy Information Administration

Le ambizioni del paese come esportatore di gas risultano però limitate da alcuni fattori. Innanzitutto, l'alta domanda interna visto che i consumi assorbono oltre il 90% della produzione.⁸ Già nell'anno appena trascorso il governo è stato costretto ad applicare alcune misure per ridurre drasticamente i consumi e liberare maggiori quantità di gas per le esportazioni. La domanda interna quest'estate è stata talmente alta da motivare la decisione di interrompere le esportazioni dal terminal di Idku per due mesi.⁹ Ad agosto il governo egiziano ha approvato un piano per razionalizzare l'uso dell'elettricità, riducendolo del 15%.¹⁰ Si è poi deciso di incrementare l'utilizzo di un olio combustibile pesante, il *mazut*, per la generazione di elettricità.¹¹

I consumi domestici sono tuttavia destinati ad aumentare, considerata la crescita demografica egiziana. Con quasi 103 milioni di abitanti il paese è il più popoloso della regione del Medio Oriente e Nord Africa. Il numero di abitanti dovrebbe raggiungere i 160 milioni nel 2060 e stabilizzarsi sui 200 alla fine del secolo.¹² In mancanza di una piena implementazione della transizione energetica o dello sviluppo di altre soluzioni per la produzione di energia, l'Egitto è quindi destinato a dare priorità al consumo interno nello sfruttamento del gas che transita dai suoi terminal. Proprio al fine di aumentare la produzione interna nelle ultime settimane la compagnia statale Egas ha lanciato una gara internazionale per l'esplorazione di sei blocchi *off-shore* e sei blocchi *on-shore*.¹³ Il paese pianifica inoltre la costruzione della sua prima centrale nucleare, a El Dabaa, in partenariato con l'operatore russo Rosatom.

Un altro problema importante dell'industria egiziana riguarda la produttività dei giacimenti del paese. Quella delle nuove scoperte è stata in alcuni casi inferiore alle aspettative¹⁴ e alcune problematiche (come le infiltrazioni di acqua nel giacimento di Zohr) ne hanno limitato l'operatività. Vi è quindi la possibilità che il paese si imponga principalmente sui mercati internazionali più per la sua capacità di esportare il gas importato dai paesi vicini che per l'export del proprio e che in questo modo, beneficiando principalmente delle *fees* di transito e liquefazione,¹⁵ possa imporsi come cardine del sistema di esportazione di gas naturale dal Mediterraneo orientale.

Già oggi il gas israeliano consente al Cairo di continuare le attività di esportazione anche nei mesi estivi, più caldi, quando la produzione nazionale è principalmente utilizzata per soddisfare la domanda interna. L'Egitto ha cominciato a importare gas naturale da Israele nel 2020. Il gas dei giacimenti israeliani Leviathan e Tamar è trasportato in Egitto grazie all'East Mediterranean Gas pipeline (che connette la città israeliana di Ashkelon con l'egiziana Arish), entrato in servizio nel 2008 quando ancora le scoperte di gas israeliane non erano avvenute.

⁸ S. Tarek, "Egypt: Cairo's ambitions to become a major gas exporter", *The Africa Report*, 28 gennaio 2022.

⁹ P. Stevenson, "Egypt's Idku To Shutter For July & August On Gas Shortages", *MEES*, 8 luglio 2022.

¹⁰ "Egypt to ration electricity to boost gas exports", *Reuters*, 12 agosto 2022.

¹¹ S. El Safty, "Egypt burns more heavy fuel oil to free gas for export", *Reuters*, 13 dicembre 2022.

¹² Abdelrahim (2022).

¹³ P. Stevenson, "Egypt Launches Bidding: Search For 'More Zohr', But More Tie-Ins More Likely", *MEES*, 6 gennaio 2023.

¹⁴ *Country Analysis*, U.S. Energy Information Administration.

¹⁵ K. Elgendy, "Egypt as an Eastern Mediterranean power in the age of energy transition", Middle East Institute, 18 luglio 2022.

L'East Mediterranean Gas pipeline era stato originariamente concepito per trasportare gas egiziano, ma nel 2012 le operazioni erano state interrotte a causa del declino della produzione di gas.¹⁶ A febbraio 2022 è stato poi autorizzato l'utilizzo dell'Arab Gas Pipeline, il gasdotto che collega Egitto e Siria e possiede anche un "braccio" verso Israele all'altezza della Giordania. È allo studio un terzo collegamento, ovvero la costruzione di un gasdotto che colleghi direttamente Leviathan con i terminal di liquefazione. Un gasdotto dovrebbe collegare anche il giacimento cipriota Aphrodite con le infrastrutture egiziane. L'Egitto dovrebbe poi esportare circa 650 milioni di metri cubi di gas l'anno in Libano, nel quadro di un accordo firmato lo scorso giugno.¹⁷ Date alcune problematiche legali relative al transito del gas in Siria e ai finanziamenti della Banca Mondiale, al momento però le esportazioni non sono ancora cominciate.

La transizione energetica egiziana a servizio dell'area euro-mediterranea.

Quali prospettive?

Non c'è solo gas naturale nell'ambizione egiziana di imporsi come hub regionale dell'energia, ma anche elettricità e idrogeno. Negli ultimi anni il percorso di transizione energetica ha assunto una significativa rilevanza nell'agenda politica del paese, nella strategia di promozione internazionale e nella sua politica estera. Con 6,2 GW¹⁸, il paese è il primo in Nord Africa in termini di capacità rinnovabile installata (solare, eolico e soprattutto idroelettrico) e ambisce a raggiungere 61 GW entro il 2035 quando, secondo la "Strategia per l'Energia Sostenibile 2035" il 42% del mix elettrico del paese dovrebbe essere garantito tramite l'uso di fonti rinnovabili.

Tuttavia, la percentuale di capacità elettrica derivante dalle rinnovabili è ancora limitata, avendo raggiunto il 10,4% nel 2021,¹⁹ lontana dal target del 20% fissato per il 2022. Nonostante i dati, comunque, infrastrutture come il Benban Solar Park, uno dei parchi solari più grandi al mondo, o il Jabal El-Zayt Wind Farm sono vetrine tangibili degli sforzi del paese.²⁰ Gli ultimi anni hanno visto la moltiplicazione di progetti per nuovi impianti proposti da gruppi energetici europei e del Golfo, con cui il paese intrattiene strette relazioni. Molti di questi sono concentrati nella Zona Economica del canale di Suez, data anche la sua posizione strategica estremamente significativa.

Solo dopo che sarà soddisfatta la domanda interna, il surplus di elettricità prodotta anche tramite le rinnovabili potrà essere esportato all'estero. Il paese pianifica esportazioni in Libia, Sudan e Giordania tramite le interconnessioni esistenti. L'EuroAfrica Interconnector che connette le reti elettriche di Grecia, Cipro ed Egitto è già in costruzione e la prima sezione dovrebbe essere inaugurata nel corso del 2023. L'Egitto punta anche a rafforzare il commercio di elettricità proveniente dai paesi del Golfo: entro il 2026 dovrebbe essere

¹⁶ S. Elliott, "Israel approves new route for gas exports to Egypt via Jordan", *S&P Global*, 17 febbraio 2022.

¹⁷ T. Azhari, "Lebanon, Syria, Egypt sign gas import agreement", *Reuters*, 21 giugno 2022.

¹⁸ *Renewable Capacity Statistics 2022*, Irena.

¹⁹ *Ibidem*.

²⁰ S.D. Sever-Mehmetoglu, "Understanding Egypt's Long Path to Decarbonization", *Commentary*, ISPI, 25 gennaio 2022.

operativa un'interconnessione che permetterà a Egitto e Arabia Saudita di scambiare 3,000 MW di elettricità.

L'Egitto come hub per l'esportazione di idrogeno verde in Europa

Nonostante la persistenza di forti ostacoli a livello economico, tecnologico, infrastrutturale e ambientale, grande attenzione è stata dedicata negli ultimi anni al potenziale egiziano nello sviluppo di un'industria dell'idrogeno verde, "vettore" a zero emissioni prodotto tramite un processo di elettrolisi dell'acqua alimentato da elettricità da fonti rinnovabili.

Il potenziale del paese in termini di capacità rinnovabile e la sua posizione geografica, ponte fra quei paesi del Golfo che ambiscono, con le loro "visioni" a rafforzare la leadership nella transizione energetica, e i paesi europei, che guardano alla sponda sud per gli approvvigionamenti di energia verde, fanno dell'Egitto un candidato naturale come hub per il transito e l'esportazione di idrogeno verde. Secondo alcune stime, nel 2050 l'idrogeno potrebbe coprire fino al 15% del consumo di energia primaria europea²¹. L'idrogeno potrebbe essere trasportato in Europa in tre modi diversi: tramite la costruzione di nuovi gasdotti (l'EastMed-Poseidon Pipeline è stato immaginato anche con questa funzione); l'utilizzo della capacità di liquefazione del paese; sotto forma di ammoniaca, da riconvertire in idrogeno una volta a destinazione.

Nonostante l'approvazione di una strategia nazionale per lo sviluppo dell'idrogeno sia stata data più volte per imminente ma non si sia ancora concretizzata, in Egitto cominciano a proliferare studi di fattibilità e progetti pilota per la produzione di idrogeno e ammoniaca verde, la maggior parte dei quali localizzati nella regione di Ain Sokhna.

Nell'ultimo anno, in cui il paese è stato mediaticamente esposto per l'organizzazione della Cop27 di Sharm El-Sheik, si è assistito a una vera e propria proliferazione di *memorandum of understanding* siglati con compagnie straniere (fra le altre emiratine, saudite, indiane, tedesche, belghe, francesi, norvegesi, italiane e inglesi). A margine dei lavori della Cop27 UE ed Egitto hanno firmato un *memorandum of understanding* per una partnership strategica sull'idrogeno rinnovabile. La Germania è certamente il paese europeo più attivo nel sostegno alla nascente industria.

Nonostante questi sviluppi però, non si possono sottovalutare le ingenti sfide che la costituzione di un'industria egiziana dell'idrogeno dovrà affrontare. Uno studio recente dell'*Oxford Institute for Energy Studies* stima, ad esempio, che per la sostituzione dell'attuale produzione egiziana di idrogeno grigio (prodotto dal metano o carbone) con idrogeno verde servirebbe una capacità installata di energia rinnovabile pari a 36 GW.²² Un altro studio ha inoltre calcolato che la realizzazione degli impegni presi dai *memorandum of understanding* firmati

²¹ A. Nuñez-Jimenez e N. De Blasio, "The Future of Renewable Hydrogen in the European Union: Market and Geopolitical Implications", Report, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, marzo 2022.

²² A. Habib e M. Ouki, "Egypt's Low Carbon Hydrogen Development Prospects", OIES Paper, The Oxford Institute for Energy Studies, novembre 2021.

fino ad agosto 2022 richiederebbe 38.9GW di energia rinnovabile.²³ Considerando che questa è oggi pari a 6,2 GW, si può facilmente intuire l'ordine di grandezza dello sforzo richiesto al settore energetico del paese.

È lecito quindi chiedersi quanti di questi nuovi progetti (nel solo mese di agosto il loro valore è raddoppiato, fino a raggiungere i 63 miliardi di dollari) siano basati su una visione realistica delle potenzialità del paese, e quanti invece siano stati motivati dalla necessità di “rinverdire” le credenziali di un paese che si stava preparando ad accogliere la ventisettesima edizione della Cop.

La cooperazione energetica alla prova delle sfide economiche interne

Snodo tra Asia, Africa, Medio Oriente ed Europa, ponte fra il Mediterraneo e l'Oceano Indiano, l'Egitto punta a diventare un hub di riferimento a livello regionale per le esportazioni energetiche, in particolare di gas naturale ed elettricità, nonostante la crescente domanda interna, i numerosi limiti dell'industria del gas naturale, i ritardi nell'implementazione della transizione energetica e nello sviluppo, ancora *in nuce*, di una filiera dell'idrogeno verde. Se l'ambizione di divenire un hub regionale dell'energia si rivelerà una semplice velleità e i piani di transizione verde una mera operazione di *greenwashing*, molto dipenderà da come il paese affronterà le sfide economiche odierne e future.

Il paese ha fortemente risentito della crisi ucraina. Nonostante abbia beneficiato dei crescenti prezzi del gas, l'Egitto ha subito gli effetti dell'alto prezzo del petrolio, delle importazioni di beni alimentari (in particolare cereali) e di altri prodotti manifatturieri. Sullo sfondo di un'inflazione record (che ha raggiunto il 21,3% nel mese di dicembre, ai massimi negli ultimi cinque anni), il paese affronta una crisi delle riserve in valuta estera, dovuta all'imponente deficit commerciale e alla fuga di capitali (circa 20 miliardi di dollari) che ha seguito l'inizio del conflitto. Dall'inizio del 2022 la sterlina egiziana ha perso oltre il 60% del suo valore rispetto al dollaro.

Negli ultimi anni il paese si è notevolmente indebitato con istituzioni finanziarie internazionali e stati esteri divenendo il più grande “debitore” della regione del Medio Oriente e Nord Africa²⁴. La scorsa primavera i paesi del Golfo hanno promesso ulteriori investimenti o depositi per circa 22 miliardi di dollari, al fine di mitigare la situazione di incombente crisi economica ma incrementando così la situazione debitoria del paese. A dicembre, il Fondo Monetario Internazionale ha approvato un prestito del valore di 3 miliardi di dollari in cambio di tutta una serie di riforme. È la quarta volta in sette anni che il Fondo interviene a sostegno dell'economia egiziana.

È chiaro che l'instabilità dei fondamentali macroeconomici del paese e la difficoltà del governo nell'intraprendere un piano di riforme strutturato ne mina la credibilità internazionale e, di conseguenza, riduce la possibilità di mettere in valore tutte le potenzialità della cooperazione energetica.

²³ P. Stevenson, “Egypt Green Hydrogen/Ammonia MOUs Reach \$63bn Following August Flurry”, *MEES*, 2 settembre 2022.

²⁴ K. Al-Anani, “Egypt and the IMF: Greater Foreign Debt and Deeper Economic Decline”, Arab Center Washington DC, 17 novembre 2022.

7. Il progetto EastMed nel nuovo contesto energetico regionale

Fabio Indeoi

La crisi energetica innescata dal conflitto tra Russia e Ucraina e la priorità strategica dell'Unione europea (UE) di trovare nuovi corridoi di approvvigionamento di gas naturale al fine di sostituire le importazioni provenienti dalla Russia hanno determinato un rinnovato interesse per il progetto di gasdotto EastMed, ovvero la creazione di un corridoio energetico destinato a trasportare il gas naturale estratto nei giacimenti *off-shore* del Mediterraneo orientale verso i mercati europei.

Tuttavia, la combinazione tra l'urgenza europea di rafforzare la propria condizione di sicurezza energetica garantendosi nel breve periodo forniture alternative di gas naturale e la presenza di alcune irrisolte problematiche geopolitiche (le tensioni tra Turchia e Cipro sui confini marittimi, l'accordo turco-libico sulle zone economiche esclusive) stanno contribuendo ad una evoluzione del progetto originario, congelando in sostanza la realizzazione del gasdotto propriamente detto e privilegiando invece la promozione di un corridoio energetico basato sulla commercializzazione del gas naturale liquefatto (Gnl), opzione realizzabile nel breve periodo e capace di soddisfare gli interessi di tutti gli attori coinvolti.

La rivitalizzazione del gasdotto EastMed, tra priorità europee e scetticismo statunitense

Il progetto del gasdotto EastMed venne concepito per trasportare verso i mercati europei le riserve *off-shore* di gas naturale scoperte nel Mediterraneo orientale a partire dal 2009, con la duplice finalità di garantire la valorizzazione commerciale della produzione gassifera di Israele e Cipro e per rafforzare la sicurezza energetica europea attraverso lo sviluppo di un corridoio d'approvvigionamento alternativo, nell'ottica della diversificazione geografica delle importazioni e dei suppliers. All'interno del Mediterraneo orientale propriamente detto, il bacino del Levante (area che comprende Cipro, Israele e Libano) disporrebbe di riserve per almeno 3.400 miliardi di metri cubi (Gmc), stime realistiche se si considera che le riserve di gas naturale scoperte nelle acque territoriali di Israele e Cipro superano complessivamente i 1300 Gmc: attualmente, i giacimenti di Leviatano (622 Gmc) e Tamar (280 Gmc) nelle acque territoriali israeliane, e quelli di Afrodite (riserve stimate in 127 Gmc) e Glaucus-1 (riserve stimate che oscillano tra 142 e 227 Gmc) rappresentano un potenziale notevole per alimentare un corridoio d'esportazione verso i mercati internazionali, oltre a soddisfare la domanda interna di queste nazioni.

A gennaio 2020 Cipro, Grecia ed Israele siglarono l'accordo per la realizzazione del gasdotto EastMed, che dovrebbe trasportare da 11 a 20 miliardi di Gmc all'anno estratto dai giacimenti ciprioti e israeliani verso l'Italia (attraverso il gasdotto sottomarino Poseidon che dovrebbe collegare Grecia e Puglia sotto il mare Adriatico) e i mercati europei attraversando Creta e la Grecia. Si tratta di un progetto particolarmente ambizioso promosso dalla *joint venture* tra la compagnia italiana Edison e la greca Depa che prevede la realizzazione di quattro segmenti

infrastrutturali sottomarini (Israele-Cipro, Cipro-Creta, Creta-Grecia continentale, Grecia-Italia) della lunghezza complessiva di quasi 2mila km, con un costo stimato di 6 miliardi di euro: secondo il consorzio IGI-Poseidon, EastMed dovrebbe diventare operativo nel 2027.

La crisi energetica innescata dall'invasione russa dell'Ucraina e la necessità degli stati membri della UE di ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas provenienti dalla Russia hanno in sostanza rivitalizzato il progetto EastMed, sulla cui realizzazione inficiano tuttavia una serie di questioni geopolitiche irrisolte e di particolare delicatezza¹.

Uno dei principali ostacoli è costituito dalla ferma opposizione della Turchia – espressa nelle parole del ministro degli Esteri a seguito dell'accordo tripartito su EastMed del 2020 – che giudica irrealizzabile qualsiasi progetto infrastrutturale sul Mediterraneo orientale che escluda la Turchia. In particolare la Turchia – esclusa anche dall'EastMed Forum, finalizzato alla creazione di un mercato regionale del gas nel Mediterraneo orientale – si è sempre fermamente opposta a ogni attività di esplorazione energetica condotta nelle acque della Repubblica di Cipro in quanto il governo di Nicosia non rappresenta l'isola nella sua interezza, e quindi non potrebbe agire unilateralmente ma dovrebbe operare di concerto con la Repubblica Turca di Cipro del Nord sui progetti di prospezione energetica *off-shore*, alla quale devono essere riconosciuti uguali diritti economici e giuridici sui progetti di sfruttamento delle risorse.

TABELLA 1 - I MAGGIORI GIACIMENTI OFF-SHORE DEL MEDITERRANEO ORIENTALE

Giacimento	Riserve stimate (in Gmc)	Data scoperta	Status
Zohr Egitto	850	2015	operativo
Leviatano Israele	622	2011	operativo
Tamar Israele	280	2009	operativo
Calypso-1, Repubblica di Cipro	170-227	2018	
West Nile Delta Egitto	142	2010	operativo
Glaucus-1 Repubblica di Cipro	142-227	2019	
Afrodite Repubblica di Cipro	127	2011	
Karish Israele	98	2013	operativo

Fonte: C. Ellinas, *Energy and geopolitics in the Eastern Mediterranean*, Atlantic Council Issue Brief, febbraio 2022.

¹ Si ricorda che presso la III Commissione Affari esteri e comunitari della Camera dei deputati è in corso l'esame della risoluzione n. [7-00009](#) Formentini, sulle possibili iniziative e interlocuzioni del Governo italiano nei confronti dei Paesi aderenti al progetto *Eastmed*

Inoltre, l'accordo con il governo libico di Tripoli (Gna) del 2019 per la definizione di una zona economica esclusiva tra Libia e Turchia teoricamente ostacolerebbe (anche se la comunità internazionale non ha mai riconosciuto questo accordo bilaterale) la realizzazione del gasdotto EastMed, poiché il governo di Ankara potrebbe avanzare dei pretesti legali in quanto destinato a transitare in quel tratto di mare interessato dall'accordo, nel quale le Zee di Turchia e Libia confinano.

A complicare il quadro, a gennaio 2022 (un mese prima dell'invasione russa dell'Ucraina), il Dipartimento di Stato americano ha fatto trapelare la volontà di far cessare il supporto al progetto di gasdotto EastMed, motivato da ragioni ambientali e dalla volontà di promuovere progetti energetici sostenibili nel Mediterraneo orientale – interconnessioni elettriche alimentate da rinnovabili e idrogeno – oltre all'improbabile fattibilità economico-commerciale dell'infrastruttura.

In una prospettiva strategica, il mancato supporto di Washington e il potenziale tramonto di EastMed depotenziano di fatto il principale elemento di tensione geopolitica nello scacchiere del Mediterraneo orientale, ovvero la tradizionale opposizione della Turchia.

Questa posizione americana ha trovato conferma ad Aprile 2022 quando, dopo aver incontrato il ministro degli Esteri israeliano Lapid e il suo omologo greco, il sottosegretario di Stato americano Victoria Nuland ha pubblicamente affermato la non utilità del gasdotto EastMed in quanto l'infrastruttura non offre un'alternativa immediata agli urgenti bisogni energetici europei, da soddisfare con approvvigionamenti non russi di gas naturale, considerando che la realizzazione del gasdotto richiederà almeno 10 anni di tempo, con investimenti per circa 10 miliardi di euro: incrementare l'offerta di Gnl e lo sviluppo di interconnessioni elettriche transnazionali risponderebbero invece meglio alle esigenze energetiche attuali.

Nonostante il disimpegno statunitense, la Commissione Europea sembra intenzionata a puntare ancora sulla realizzazione del gasdotto, ponendo come preconditione sia la fattibilità economico-commerciale ma soprattutto la capacità di contribuire agli obiettivi del Green Deal e del REPowerEU (riduzione delle emissioni inquinanti, neutralità climatica, utilizzo delle fonti rinnovabili e idrogeno, tecnologia pulita). Ad aprile il Parlamento Europeo si è espresso favorevolmente per considerare ancora EastMed tra i Progetti di comune interesse (Pci) – quindi eligibile a ricevere finanziamenti europei anche se basato sul gas naturale – in quanto verrà realizzato in modo da poter trasportare anche idrogeno verde verso i mercati europei.

Di fatto quindi proseguono i preparativi per la realizzazione dell'infrastruttura: il 6 luglio il consorzio IGI-Poseidon ha lanciato le prime due gare d'appalto per costruire il tratto terrestre del gasdotto che dovrebbe attraversare la Grecia continentale sino al confine con l'Albania, mentre Edison e Depa hanno ricevuto finanziamenti dalla Connecting Europe Facility (Cef) per realizzare tutte le analisi di fattibilità e studi tecnici prima che venga assunta la decisione finale sull'investimento.

La riconfigurazione del corridoio EastMed: priorità all'opzione Gnl

Se il progetto di gasdotto EastMed sembra essere tornato d'attualità, in realtà le parti interessate – l'Unione europea e le nazioni suppliers come Israele, Cipro ed Egitto, nel suo doppio ruolo di fornitore ed hub energetico di distribuzione – stanno focalizzando i loro

sforzi su delle soluzioni a impatto immediato, che nel breve termine consentano loro di esportare volumi crescenti di gas naturale senza dover attendere i tempi lunghi necessari per la realizzazione di un gasdotto, bypassando allo stesso tempo quei caveat geopolitici che di fatto ne rallentano o ne impediscono la realizzazione.

Ad esempio, per evitare il transito nelle acque territoriali cipriote – che provocherebbe una reazione della Turchia – nel marzo 2021 il presidente egiziano Al Sisi discusse con il suo omologo greco la possibilità di sviluppare un corridoio alternativo rispetto al tracciato originario di EastMed, accantonando l'idea di convogliare il gas estratto dal giacimento israeliano di Leviatano attraverso un gasdotto *off-shore* verso l'isola di Cipro, optando invece per l'utilizzo di un gasdotto terrestre che trasporti il gas in Egitto, dove verrebbe poi trasferito sull'isola greca di Creta, attraversando la zona economica esclusiva tra Grecia ed Egitto. Successivamente navi metaniere trasporterebbero il gas verso il terminal di Alexandroupolis nella Grecia nord-orientale o verso altri mercati europei.

Anche i vari progetti finalizzati alla realizzazione di gasdotti sottomarini per collegare i giacimenti *off-shore* del Mediterraneo orientale direttamente ai terminal egiziani di liquefazione risponde a una logica analoga: a Febbraio 2021, i ministri dell'energia di Israele ed Egitto hanno discusso questa idea, con l'obiettivo di incrementare le esportazioni dal giacimento di Leviatano verso l'Egitto attraverso una condotta sottomarina. Nel 2018 Egitto e Cipro hanno siglato un accordo per la costruzione di un gasdotto sottomarino (costo stimato 1 miliardo di dollari) che dovrebbe collegare entro il 2024-25 il giacimento di Afrodite ai terminal di liquefazione di gas naturale egiziani di Idku e Damietta, permettendo al governo di Nicosia di esportare gas naturale nei mercati internazionali.

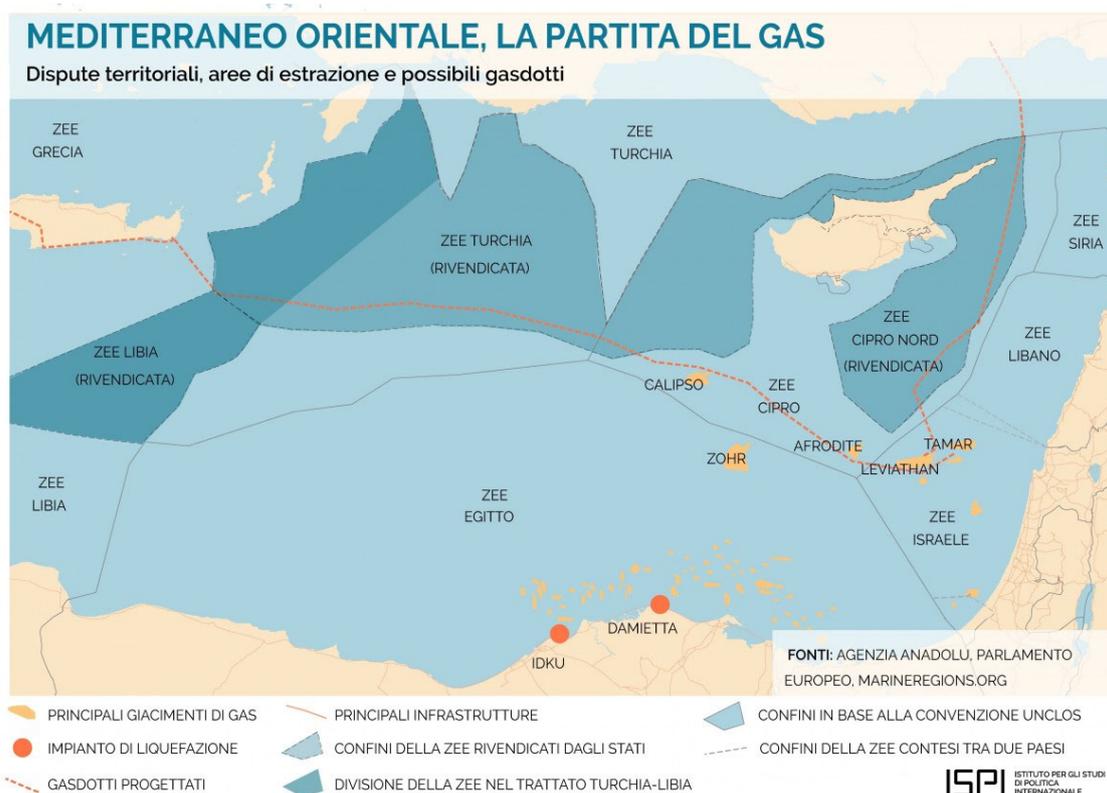
Indubbiamente, la possibilità di esportare gas in forma liquefatta rappresenta l'opzione con una maggiore elasticità strategica, che meglio si adatta al contesto geopolitico del Mediterraneo orientale, consentendo ai paesi produttori di commercializzare in tempi rapidi la crescente produzione domestica: inoltre, l'opzione Gnl si configura come una soluzione ottimale anche per gli stati membri della UE, che potranno disporre nel medio termine di approvvigionamenti regolari di gas alternativi a quelli provenienti dalla Russia, prima di raggiungere l'obiettivo di ridurre del 30% il consumo di metano entro il 2030.

Risulta coerente con questo approccio l'accordo trilaterale tra Unione europea, Israele ed Egitto, che lo scorso 15 giugno hanno firmato una dichiarazione d'intenti sulla cooperazione energetica nel corso del settimo meeting interministeriale del Forum del Gas del Mediterraneo Orientale, mediante la quale i due paesi produttori si impegnano a incrementare le esportazioni di Gnl verso i mercati europei a partire dall'anno in corso.

Si tratta di un accordo di estrema rilevanza in quanto la collaborazione viene estesa anche al settore delle rinnovabili, dell'idrogeno e dell'efficienza energetica, con l'obiettivo di promuovere l'interconnessione elettrica trans-mediterranea, in continuità con gli obiettivi del Green Deal e del più recente REPower EU.

Secondo il memorandum, il gas naturale estratto dal giacimento israeliano *off-shore* di Leviatano verrà esportato attraverso il gasdotto esistente Arish-Askelon ai terminal egiziani di Idku e Damietta (che hanno una capacità nominale combinata di liquefazione pari a 17 Gmc all'anno), dove verrà trasformato in forma liquida, caricato sulle navi metaniere e trasportato verso i rigassificatori europei.

**FIGURA 1 - I GIACIMENTI *OFF-SHORE* DEL MEDITERRANEO ORIENTALE
E I TERMINAL GNL IN EGITTO**



Fonte: Ispi

In questa partnership tripartita l'Egitto gioca un ruolo strategico di hub energetico, non solo per la prossimità geografica ai mercati europei ma per la disponibilità di infrastrutture energetiche di esportazione già operative (terminal di liquefazione) che trasportano volumi di gas naturale estratti dal giacimento israeliano di Leviatano: al momento l'Egitto si è impegnato ad aumentare le esportazioni di Gnl verso la UE da 2 Gmc a 5 Gmc ma nei prossimi anni i volumi sono destinati a crescere grazie all'aumento della produzione da Leviatano in combinazione con il gas cipriota proveniente da Afrodite, senza dimenticare il gas egiziano estratto dall'enorme giacimento *off-shore* di Zohr (con riserve di gas per 850 Gmc). Con l'apertura dell'Arab Gas Pipeline (che trasporta gas in Giordania) Israele dispone di un'infrastruttura aggiuntiva per incrementare le esportazioni verso l'Egitto: questo gasdotto e l'Arish-Ashkelon hanno una capacità combinata di trasporto che oscilla tra i 7 e 10 Gmc all'anno.

Un altro progetto realisticamente fattibile in tempi brevi riguarda la proposta della compagnia Energean di trasportare il gas estratto dai giacimenti di Karish e Tannin – nelle acque territoriali israeliane e acquistati dalla compagnia nel 2016 dall'israeliana Delek Group – e processato nel vascello-infrastruttura galleggiante Fpso (Floating Production Storage and Offloading, con una capacità di 8 Gmc), verso un terminal galleggiante da posizionare nelle acque cipriote, che permetterebbe di esportare oltre 3 Gmc di gas all'anno verso i mercati europei. Effettivamente, il raggiungimento dello storico accordo tra Israele e Libano per la delimitazione dei confini marittimi a ottobre 2022 (con la mediazione degli Stati Uniti) rimuove le problematiche precedenti rendendo possibile lo sfruttamento di Karish e l'avvio della commercializzazione delle riserve, stimate in circa 100 Gmc: dopo l'annuncio dell'accordo, il Fpso è diventato immediatamente operativo, anche se 2/3 della produzione sono destinati a soddisfare la domanda interna israeliana. In futuro però, Energean può esportare gas estratto da nuove scoperte, e in effetti la compagnia è impegnata in attività di esplorazione in blocchi che rientrano nel prolifico bacino di Tamar, che dovrebbero contenere riserve stimate in 110 Gmc.

Sulla base dell'accordo, Israele manterrà il possesso del giacimento di Karish che rientrava nell'area precedentemente contesa, mentre al Libano viene invece riconosciuto l'intero possesso del giacimento gassifero di Sidone (Qana): non vi sono stime certe sulle riserve anche se le autorità libanesi ritengono che l'intero blocco 9 (nel quale ricade Qana) detenga riserve per 450 Gmc.

Conclusioni

I tempi lunghi per la realizzazione del gasdotto EastMed e per l'eventuale composizione delle rivalità geopolitiche esistenti appaiono inficiare negativamente sulla realizzazione di questa infrastruttura, destinata a diventare operativa tra il 2026-28, quando la crescente produzione dei giacimenti israeliani, ciprioti e in prospettiva libanesi avrà necessariamente trovato dei mercati.

Al momento, l'opzione dei terminal Gnl egiziani rappresenta la soluzione perfetta in quanto le infrastrutture sono operanti: tuttavia, nel medio termine la loro capacità di lavorazione (16-17 Gmc) rischia di non essere sufficiente se consideriamo che soltanto Leviatano produrrà 10 Gmc aggiuntivi di gas nei prossimi anni, ai quali si deve aggiungere Karish e l'avvio della produzione nei giacimenti ciprioti, con un potenziale di riserve che oltrepassa i 300 Gmc.

Quando le nazioni del bacino del Levante avranno a disposizione 20-25 Gmc di gas da esportare sarà necessario realizzare nuove infrastrutture per l'esportazione, ma difficilmente si tratterà di EastMed, perlomeno nel suo tracciato originario attraverso Cipro. In questo ragionamento, non è da escludere l'opzione Turchia, che potrebbe sfruttare la spare capacity del gasdotto transanatolico (la differenza tra la capacità nominale e i volumi effettivamente trasportati) per trasportare sui mercati europei la produzione energetica levantina: giova tuttavia ricordare che in un'ottica di sicurezza energetica europea questa soluzione si configurerebbe come una diversificazione dei fornitori, ma non delle rotte d'approvvigionamento in quanto il corridoio del Mediterraneo orientale andrebbe a fondersi con l'esistente corridoio energetico meridionale alimentato dal gas dell'Azerbaijan.

8. L’Azerbaijan nella diversificazione dell’approvvigionamento europeo. Stato e prospettive nel comparto del gas

Carlo Frappi

Il conflitto russo-ucraino e la conseguente crisi energetica europea hanno determinato una nuova convergenza di interessi tra UE e Azerbaijan attorno alla necessità di diversificazione dell’approvvigionamento europeo di gas naturale. Sancita da un *Memorandum of Understanding* (MoU) siglato in luglio, tale convergenza ruota attorno alla possibilità che Baku possa nel medio periodo raddoppiare le forniture della risorsa ai mercati unionali, contribuendo così all’obiettivo europeo di ridimensionare progressivamente – fino ad azzerarla entro la fine della decade – la dipendenza dalle forniture della Federazione russa. Diverse sono le opzioni potenzialmente a disposizione per raggiungere tale obiettivo. Eppure, significative difficoltà sembrano manifestarsi lungo l’intera filiera del gas, dall’*upstream* in Azerbaijan fino a quello del *downstream* in Europa passando attraverso il segmento del *midstream*, del trasporto di volumi aggiuntivi della risorsa tra giacimento e mercato.

Il Memorandum di luglio: premesse e obiettivi

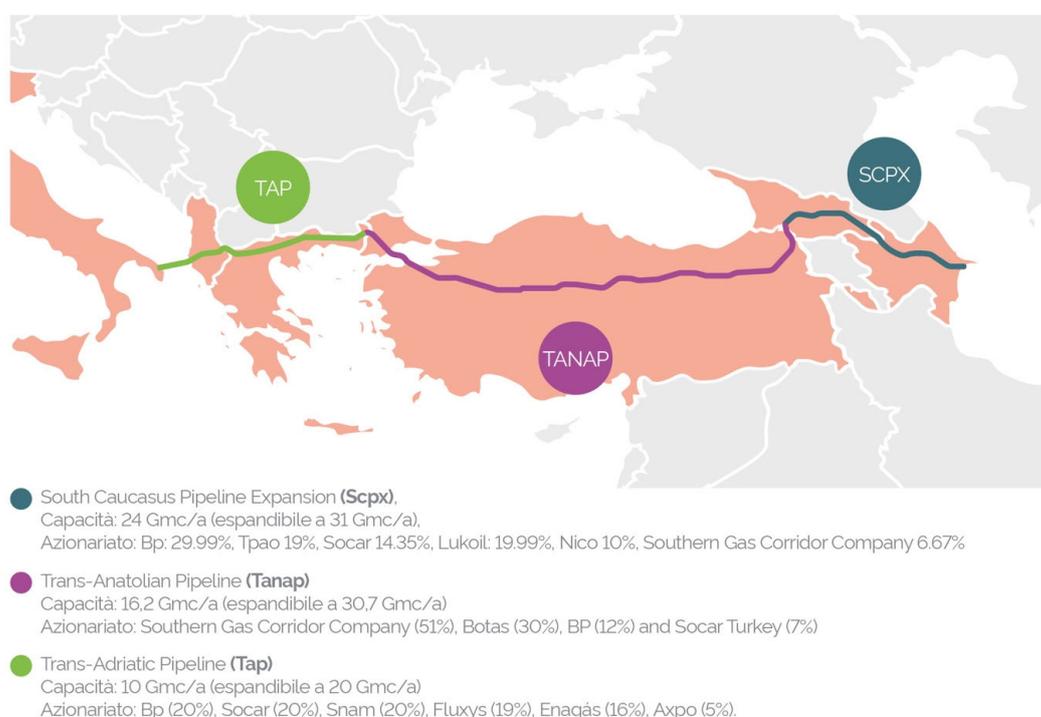
L’Azerbaijan ha tradizionalmente rappresentato un interlocutore privilegiato per le strategie di sicurezza energetica dell’Unione europea nel delicato settore del gas naturale. Sin da quando, a inizio secolo, la Commissione europea ha propugnato una nuova visione dei meccanismi di tutela della sicurezza comunitaria – incentrata non più e non soltanto su una dimensione interna e normativa, ma anche su una dimensione esterna e “geopolitica”¹ – Baku è assunto a partner di primaria caratura per il tentativo di diversificazione dei canali di approvvigionamento europei e, in particolare, per l’inaugurazione di un nuovo canale di importazione di gas di provenienza caspica passibile di ridimensionare la presa di Mosca sui mercati unionali. La convergenza di interessi e lo sforzo comune di Bruxelles e Baku nell’aprire un nuovo canale di approvvigionamento di gas per l’Unione sono stati coronati, a fine 2020, dalla inaugurazione del Trans-Adriatic Pipeline (Tap), ultimo di tre segmenti attraverso i quali il gas di produzione azerbaijana raggiunge oggi i mercati europei lungo il cd. Corridoio meridionale del gas (Cmg) (Figura1).

Dalla lunga saga del Cmg, che ha caratterizzato un ventennio circa di politica regionale dell’energia, Baku è emerso non soltanto come nuovo fornitore di gas ai mercati europei, ma anche e soprattutto come attivo contributore alle strategie di sicurezza energetica dell’UE. In una fase, alla metà degli anni ’10, in cui i bassi prezzi degli idrocarburi scoraggiavano gli investitori internazionali, Baku ha infatti direttamente assunto una parte significativa della

¹ Commissione europea, “Verso una strategia europea di sicurezza dell’approvvigionamento energetico” 29 novembre 2000.

responsabilità diplomatica e dell'onere finanziario necessari per la realizzazione del sistema infrastrutturale che oggi collega l'Azerbaijan all'Unione. Sistema infrastrutturale che, a sua volta, rappresenta il principale – seppur limitato, in termini di capacità attuale di trasporto – successo colto dalle autorità di Bruxelles nella tutela della sicurezza energetica europea dall'esterno. Così costruita, la “affidabilità” dell'Azerbaijan come partner energetico – rivendicata con orgoglio dalle autorità di Baku e riconosciuta da quelle europee² – e il ruolo decisivo giocato da Baku nella partita del Cmg non potevano che determinare, all'indomani dell'invasione dell'Ucraina, una rinnovata convergenza di interessi innanzi all'urgenza europea di liberarsi dalla dipendenza dal gas russo, incrementando i volumi importati lungo tutti i canali di approvvigionamento unionale.

FIGURA 3 - FORNITORI DI GAS NATURALE VERSO I PAESI UE NEL 2021



Fonte: ISPI

Siglato lo scorso 18 luglio, a Baku, dalla presidente della Commissione Ursula Ursula von der Leyen e dal presidente Ilham Aliyev,³ il “Memorandum of Understanding on a Strategic Partnership in the Field of Energy” fissa l’obiettivo del raddoppio dei volumi di gas esportati verso l’Unione nel prossimo quinquennio – da 10 fino a 20 Gmc/a entro il 2027 – oltre a un più rapido passaggio (2022) a un livello di esportazioni pari a 12 Gmc. Il documento guarda

² Commissione europea, “Statement by President von der Leyen with Azerbaijani President Aliyev”, Baku, 18 luglio 2022.

³ Commissione europea, “EU and Azerbaijan enhance bilateral relations, including energy cooperation”, Press release, 18 luglio 2022.

peraltro anche oltre il comparto del gas, inaugurando un percorso di cooperazione anche nello sviluppo delle rinnovabili e nella riduzione delle emissioni climalteranti.

Visto in prospettiva europea, il MoU rappresenta concreta attuazione della strategia di sicurezza energetica unionale avanzata, nella primavera del 2021, attraverso il Piano REPowerEU⁴ e la Strategia di mobilitazione esterna per l'energia.⁵ In essa, infatti, la necessità contingente di azzerare progressivamente la dipendenza dagli approvvigionamenti di gas russi si lega e si somma agli obiettivi strategici della transizione verso l'energia verde e della decarbonizzazione, impegnando l'UE nella sua proiezione esterna a fare dello sviluppo di idrogeno e rinnovabili e della riduzione delle emissioni di metano parte integrante degli sforzi di diversificazione dell'approvvigionamento di gas.

Difficile, d'altra parte, sottovalutare la significatività per l'Azerbaijan del MoU, che coglie il paese in una delicata fase di passaggio nella propria recente storia e diplomazia energetiche. L'avvio delle esportazioni di gas verso i mercati europei attraverso il Tap ha infatti chiuso una fase di sviluppo nazionale, aprendone una nuova. In questa prospettiva, il MoU offre a Baku una significativa finestra di opportunità per avanzare lungo i tre vettori centrali della nuova strategia energetica che, come enunciato dai vertici della State Oil Company of Azerbaijan Republic (Socar),⁶ ruota attorno al pieno sfruttamento della capacità estrattiva nazionale, alla ricerca di nuovi sbocchi di mercato per la produzione nazionale e al rilancio del ruolo di transito per idrocarburi estratti in paesi terzi – primo tra tutti per il gas turkmeno. Inoltre, anche la prospettiva di cooperazione con l'UE allo sviluppo delle rinnovabili – per quanto meno dettagliata nelle previsioni del MoU – assume una speciale rilevanza strategica per l'Azerbaijan, oggi impegnato ad attrarre investitori internazionali nello sviluppo del significativo potenziale idroelettrico, solare ed eolico.⁷ Sviluppo che potrebbe permettere, da una parte, di reindirizzare verso i mercati esteri parte del gas oggi sfruttato per la generazione elettrica⁸ e, dall'altra e altrettanto significativamente, di sfruttare appieno il potenziale produttivo delle regioni attigue al Nagorno-Karabakh, assicurando sostenibilità alla loro crescita e facendo dell'area nel lungo periodo una “*green energy zone*”.⁹

Il complesso aumento dei volumi di *output* di gas

⁴ Commissione europea, “Piano REPowerEU”, Bruxelles, 18 maggio 2022.

⁵ Commissione europea e Alto rappresentante dell'Unione per gli affari esteri e la politica di sicurezza, “Strategia dell'UE di mobilitazione esterna per l'energia in un mondo che cambia”, Bruxelles, 18 maggio 2022.

⁶ Si veda il discorso tenuto da Elshad Nasirov, vice presidente per gli investimenti e il marketing di Socar, in occasione della conferenza “Energy Diplomacy and Transatlantic Cooperation in Action Opening the Southern Gas Corridor” organizzata dall'Atlantic Council il 16 febbraio 2021.

⁷ Il governo azerbaijano ha dichiarato l'ambizioso obiettivo di portare la quota delle rinnovabili sul totale della produzione energetica nazionale al 30% entro il 2030. “Azerbaijan Pushes Ahead with Plan to Increase Renewables Share in Energy Mix to 30% by 2030”, Caspian news, 21 giugno 2022.

⁸ A oggi più di un terzo della produzione annuale di gas – 12,7 Gmc su 31,8 nel 2021, secondo Bp – è destinata a un consumo interno che, a sua volta, mostra una crescita costante, favorita da prezzi dell'energia fortemente sussidiati. Nel 2019, la generazione elettrica in Azerbaijan dipendeva per il 93% dal gas naturale. U.S. Energy Information Administration, *Azerbaijan*, 13 settembre 2021.

⁹ The Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan, “The Use of Renewable Energy Resources in Azerbaijan”, 21 aprile 2022.

L'evidente complementarità degli obiettivi di Bruxelles e Baku e la risultante convergenza di interessi attorno al raddoppio degli attuali flussi di esportazione lungo il Corridoio meridionale non sono tuttavia sufficienti, di per sé, ad assicurare il conseguimento degli obiettivi di medio periodo posti dal MoU. La diplomazia energetica sembra difatti scontrarsi con dinamiche di lungo periodo e logiche del mercato del gas e, in parte, anche con la complessa geografia politica del Corridoio, sollevando ostacoli lungo tutta la filiera del gas, a partire proprio dal segmento dell'*upstream*.

Il quadro della produzione gassifera azerbaigiana si caratterizza infatti per l'estrema concentrazione delle attività di estrazione di gas, con i due principali siti produttivi – i giacimenti *off-shore* di Azeri-Chirag-Guneshli e Shah Deniz – responsabili dell'82% dell'*output* annuale della risorsa.¹⁰ Considerato che il primo ha già da tempo sorpassato il picco di produzione e che il secondo l'ha invece raggiunto a fine 2021, l'obiettivo di raddoppio dei volumi di gas destinati ai mercati europei non può che dipendere, anzitutto, dallo sfruttamento del potenziale estrattivo di nuovi giacimenti. Uno sviluppo, questo, reso necessario anche dalla costante crescita della domanda interna di gas, sostenuta da sussidi statali ai prezzi della risorsa per uso industriale e domestico che minano l'efficienza del comparto. Non è un caso che, per tener fede agli impegni di esportazione già sottoscritti – oltre che alla non vincolante promessa di aumentare fino a 12 Gmc i volumi indirizzati verso l'UE nel 2022 – assicurando contemporaneamente il soddisfacimento della domanda interna di gas nei picchi di consumo invernali, Socar abbia sottoscritto in novembre un contratto d'acquisto di breve periodo con Gazprom, che segue un analogo accordo di *swap* attraverso l'Iran siglato con il Turkmenistan a inizio anno.¹¹

Lo sviluppo di nuovi giacimenti – che serve dunque tanto a ribilanciare il comparto quanto a far fronte agli obiettivi posti dal MoU – registra tuttavia significative e datate problematiche. L'aumento dell'*output* di gas ha infatti risentito, nel corso degli ultimi anni, della ciclicità degli investimenti e, dunque, della contrazione negli investimenti in esplorazione e produzione registratosi – in Azerbaigian come altrove – nella fase di caduta dei prezzi degli idrocarburi successiva al 2014. Quest'ultima non soltanto ha disincentivato le compagnie internazionali dall'investire nello sviluppo di giacimenti per i quali avevano acquisito diritti di esplorazione e sfruttamento, ma ha anche presieduto all'uscita dall'Azerbaigian di *player* internazionali di prima caratura (quali Chevron e Petronas) ovvero alla razionalizzazione del locale portafoglio di investimenti (come nel caso della cessione di Total ed Equinor delle rispettive quote in Shah Deniz).

Alla ciclicità degli investimenti, e alla conseguente difficoltà per Baku di coinvolgere compagnie energetiche internazionali nei piani di sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale, possono essere ascritti, da una parte, la mancata conclusione di nuovi accordi di esplorazione e sfruttamento nell'ultima decade e, dall'altra, i ritardi nello sviluppo di giacimenti per i quali tali accordi erano stati invece siglati. È quest'ultimo, in particolare, il

¹⁰ Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan, “Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi tərəfindən 2021-ci ildə görülmüş işlərə dair”, 2022, p. 10.

¹¹ Si veda, rispettivamente: “Gazprom could supply up to 1 bcm of gas to Azerbaijan this winter”, *Interfax*, 18 novembre 2022; “Iran, Turkmenistan and Azerbaijan sign gas swap deal, Reuters”, 28 novembre 2021.

caso di Absheron, principale giacimento azerbaijano di nuova generazione scoperto da Total nel 2011 sulla base di un *Production and Sharing Agreement* (Psa) del 2009 che, secondo le più recenti stime, potrebbe conservare un volume di gas pari a con riserve stimate di 350 Gmc e 45 milioni di tonnellate di condensati.¹² Il piano di sviluppo del giacimento, concordato tra Total e Socar nel 2016 e previsto essere portato a compimento in due fasi tra il 2019 e il 2022, ha tuttavia registrato una serie di slittamenti successivi. Per questa via, mentre Absheron-1 potrebbe andare in produzione entro l'anno, assicurando all'Azerbaijano 1,5 Gmc/a di gas per il mercato interno, la seconda fase di sviluppo del giacimento, che potrebbe assicurare 5 Gmc/a per le esportazioni, non ha ancora un calendario definito ed è attualmente oggetto di discussioni tra le due compagnie. Analoghe problematiche e analoghi ritardi ha fatto segnare la seconda fase di sviluppo del giacimento di Umid, che entro la fine del 2022 avrebbe dovuto aumentare i modesti volumi di gas oggi prodotti da Socar in collaborazione con Noble Energy e destinati al mercato interno. In questo caso, l'obiettivo di produzione di gas destinato alle esportazioni – nella misura di 5 Gmc/a – si è scontrato con l'apparente disinteresse delle compagnie internazionali, che Socar ha infruttuosamente tentato di coinvolgere nello sviluppo del giacimento sin dal 2014.¹³

In questo contesto, le più concrete prospettive di incremento di *output* sembrano giungere dalle iniziative di BP – primo, indiscusso partner internazionale dell'Azerbaijano che, a sua volta, rappresenta per la compagnia uno dei siti di attività più significativi a livello globale.¹⁴ Diversi sono infatti i giacimenti nei quali la compagnia è attiva in attività di esplorazione e che hanno interessanti prospettive di sviluppo – Shafag-Asiman, Blocco D230 e Shallow Water Absheron Peninsula in particolare – così come nuove fasi di sviluppo e sfruttamento sono possibili e attualmente allo studio per i giacimenti di Shah Deniz (terza fase di sviluppo) e di ACG (ACG deep-water).

In tutti questi casi, tuttavia, la strada che conduce alla Decisione finale sull'investimento è ancora lunga e resa impervia non soltanto dalle incognite della prospezione o del piano di sviluppo, ma anche dalle incertezze sulla domanda finale. Sebbene, infatti, la ripresa dei consumi post-pandemia e la guerra in Ucraina abbiano determinato un significativo incremento dei prezzi degli idrocarburi e nonostante il consumo globale di gas sia atteso crescere almeno fino alla metà degli anni '30, le incertezze sul bilanciamento tra domanda e offerta nel medio e lungo periodo sembrano continuare a frenare nuovi investitori. Rischi e incertezze congiunturali – dall'andamento e ripercussioni economiche della guerra in Ucraina fino all'evoluzione della pandemia di Covid-19 – si sommano in questo senso all'ancora nebuloso impatto che la transizione energetica potrà avere sui consumi di fossili. D'altra

¹² “Factbox: Azerbaijan's main gas fields”, Reuters, 24 febbraio 2017.

¹³ G. Rzaeva, “The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe”, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 97, giugno 2015, p.48.

¹⁴ Bp è operatore dei Psa di Azeri-Chirag-Guneshli e Shah Deniz, con quote pari rispettivamente al 30,37% e 29,99%. È inoltre operatore e titolare di una quota del 30,1% del principale oleodotto per l'esportazione di petrolio dal paese – il Baku-Tbilisi-Ceyhan – mentre ha partecipazioni in tutti e tre i segmenti infrastrutturali del Corridoio meridionale del gas dell'UE: il 29,99% del SCP, il 12% del Tanap e il 20% del Tap. Secondo i dati pubblicati dalla compagnia nel “Tax Report 2021”, nel 2021 Bp ha generato in Azerbaijano un volume di ricavi totali pari a oltre 4 miliardi di dollari e possiede beni materiali nel paese per un valore di 11,4 miliardi di dollari.

parte, e guardando ai mercati europei, non solo la crisi nell'approvvigionamento europeo potrebbe essere superata prima che i nuovi giacimenti azərbayigiani vadano in produzione, ma l'atteso incremento della quota di Gnl nel paniere energetico europeo – frutto del contemporaneo aumento della capacità di liquefazione, a monte della filiera del gas, e di quella di rigassificazione in Europa, a valle¹⁵ – potrebbe assicurare al sistema di approvvigionamento unionale una flessibilità che scoraggia oggi la conclusione di contratti di lungo periodo per l'acquisto della risorsa via tubo. Non è dunque un caso che le più alte autorità azərbayigiane abbiano legato lo sviluppo di nuova capacità produttiva anzitutto alla certezza della domanda e, in particolare, alla conclusione di contratti di lungo periodo di acquisto di gas,¹⁶ che diano concretezza all'interesse manifestato a Baku da diversi governi europei – “oltre dieci”, secondo le dichiarazioni di Aliyev.¹⁷ Non è un caso, allo stesso modo, il MoU abbia fatto esplicito riferimento alla necessità di assicurare “stabili e prevedibili contratti di lungo termine” in grado di assicurare la sicurezza della domanda a produttori, esportatori e titolari delle infrastrutture di trasporto.¹⁸

L'Azerbaijan come potenziale paese di transito e le incognite nel *midsteram*

La nuova fase di sviluppo del comparto energetico azərbayigiano e la possibilità di incrementare i volumi di gas esportati verso l'UE transitano anche, come già accennato, dal rilancio del potenziale ruolo di transito di idrocarburi estratti in paesi terzi. Tradizionale obiettivo della partita energetica regionale, la possibilità che l'Azerbaijan possa fungere da snodo del trasporto di gas tra le aree di produzione centro-asiatica e i mercati europei ha ripreso quota a seguito del conflitto in Ucraina e nel quadro di una più ampia intesa tra Baku e Ankara attorno all'opportunità di rilanciare il corridoio trans-caspico di trasporto. Mentre i due tradizionali alleati vanno investendo nello sviluppo di un corridoio multimodale attraverso il Caspio – il cd. Middle Corridor – che possa fungere da alternativa alle rotte russo-centriche tra i mercati dell'estremo oriente ed europei, essi rilanciano congiuntamente la possibilità di coinvolgere il Turkmenistan – che, su scala eurasiatica, conserva riserve provate di gas inferiori solo a quelle russe e iraniane – nell'approvvigionamento del Corridoio meridionale del gas dell'UE.

È nel quadro così delineato che si inserisce il Summit trilaterale dei capi di stato turco, azərbayigiano e turkmeno tenutosi ad Awaza il 14 dicembre, alla presenza dei ministri competenti in materia energetica.¹⁹ Il Summit, incentrato sulle prospettive di collaborazione per lo sviluppo congiunto dell'elevato potenziale di esportazione turkmeno, ha visto per la prima volta la Turchia attivamente impegnata nello sviluppo del corridoio trans-caspico del gas e ha dato nuovo slancio alla sin qui dormiente intesa tra Baku e Ashgabat che, a inizio 2021, avevano superato le datate vertenze di confine nel Mar Caspio proprio attraverso

¹⁵ Si veda: International Energy Agency, “Gas Market Report, Q3-2022”, luglio 2022.

¹⁶ “Azerbaijan warns investment needed to ensure jump in EU gas flows”, Financial Times, 3 novembre 2022.

¹⁷ “Aliyev: more than 10 European countries have applied to Azerbaijan with a request for gas supplies”, Caspian barrel, 28 novembre 2022.

¹⁸ Snam, “Southern Gas Corridor, EU-Azerbaijan Agreement”, Energy Monitoring, 20 luglio 2022.

¹⁹ D. Guldogan, “Türkiye, Azerbaijan, Turkmenistan agree to enhance cooperation”, Anadolu Agency, 14 dicembre 2022.

un'intesa sullo sviluppo congiunto di un giacimento *off-shore* fino ad allora conteso.²⁰ Ha ripreso così vita la datata ipotesi di realizzazione del Trans-Caspian Gas Pipeline (Tcgp), la più ambiziosa tra le alternative per il coinvolgimento del Turkmenistan nell'approvvigionamento del Cmg – oltre che l'unica apparentemente contemplata da Ashgabat²¹ – che, nella prospettiva del presidente turco Tayyip Erdoğan, potrebbe oggi beneficiare di un concreto sostegno da parte europea. Tuttavia, Nonostante tra gli analisti non manchi chi abbia scorto nel rilancio della *partnership* tra UE e Azerbaigian un rinnovato interesse di Bruxelles verso il corridoio trans-caspico,²² il “ritorno di fiamma” europeo per il Tcgp appare quanto meno dubbio. Dopo anni durante i quali il progetto infrastrutturale trans-caspico ha beneficiato dell'inserimento nella lista di “Progetti di interesse comune” lungo il Cmg stilato dalla Commissione – e, dunque, della possibilità di ottenere procedure di autorizzazione e regolamentazione semplificate e sostegno finanziario – il Tcgp ne è infatti uscito per la prima volta nella revisione del novembre 2021,²³ che ha invece dato priorità ai progetti infrastrutturali nel Mediterraneo orientale, più maturi e prossimi ai mercati europei oltre che meno politicamente complessi da realizzare.²⁴

Indipendentemente dalla concreta realizzabilità dei piani di trasporto di gas turkmeno o di terzi produttori attraverso l'Azerbaigian, sul versante del trasporto del gas tra Caspio e UE l'allineamento turco-azerbaigiano mostra tuttavia significative crepe. Crepe che, generate da un apparente ma significativo contrasto nelle strategie energetiche dei due alleati, allargano anche al segmento del *midstream* le problematiche di attuazione del MoU già evidenziate in quelli dell'*upstream* e *downstream*. Mentre, infatti, il raddoppio dei volumi di gas esportati dall'Azerbaigian verso l'UE è tecnicamente realizzabile grazie alla scalabilità della capacità di trasporto dei gasdotti che corrono lungo il Cmg,²⁵ il connesso quadro della commercializzazione della risorsa è più problematico, in ragione di contrastanti interessi di Ankara e Baku. La volontà azerbaigiana di sottoscrivere direttamente contratti di fornitura

²⁰ D. O'Byrne, “[Azerbaijan and Turkmenistan agreement advances Caspian gas cooperation](#)”, *Eurasianet*, 21 gennaio 2022.

²¹ “[Analysts say Turkmenistan told US diplomats ‘it’s not interested’ in Caspian gas-to-Europe connector project, wants major pipeline](#)”, *Bne IntelliNews*, 13 dicembre 2022.

²² Si veda, ad esempio: Robert Cutler, “[EU looks to Azerbaijan for Central Asian connections](#)”, *Asia Times*, 25 luglio 2022.

²³ Commissione Europea, “[Annex amending Regulation \(EU\) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest](#)”, Brussels, 19 novembre 2021, p.7.

²⁴ In questa prospettiva rileva rimarcare come la Convenzione sullo status legale del Mar Caspio siglata nell'agosto 2018 dai paesi rivieraschi, sebbene abbia sancito il diritto di due paesi litoranei a posare infrastrutture sul fondale del bacino lungo le rispettive acque territoriali, ha al contempo introdotto il principio della vigilanza dei primi sul rispetto del suo ecosistema, dando di fatto a Russia e Iran, tradizionalmente contrari alla realizzazione Tcgp, un diritto di veto difficilmente aggirabile nell'attuale congiuntura politico-diplomatica. President of Russia, “[Convention on the Legal Status of the Caspian Sea](#)”, agosto 2018, art.14.

²⁵ Da un punto di vista strettamente infrastrutturale, il raddoppio dei volumi in transito tra i giacimenti caspici e i mercati europei è pienamente conseguibile, e in tempi relativamente brevi. I tre segmenti infrastrutturali di cui si compone il Corridoio meridionale hanno infatti capacità scalabile – da 24 a 31 miliardi di metri cubi annui (Gmc/a) il SCPx, da 16,2 a 30,7 Gmc/a il Tanap, da 10 a 20 Gmc/a il Tap – conseguibile attraverso l'aggiunta di stazioni di compressione della risorsa. Il consorzio Tap ha peraltro già avviato un test di mercato che nel 2023 potrebbe concludersi con offerte vincolanti, dando potenzialmente il via ai lavori di raddoppio della capacità.

con compagnie europee si scontra, cioè, con il tentativo turco di trasformare la crisi energetica in un'opportunità per avanzare il datato obiettivo di assurgere ad *hub* della distribuzione di gas alle porte dell'UE. Obiettivo, quest'ultimo, di recente rilanciato dalle più alte cariche nazionali e perseguito oggi anche in apparente unitarietà di intenti con la Federazione russa, che attraverso la Turchia potrebbe reindirizzare verso l'UE parte dei flussi di gas già destinati ad altre infrastrutture – prima tra tutte il Nord Stream-2.²⁶

Avanzare la visione di *hub* del gas significherebbe dunque per la Turchia acquistare il gas azerbaijano con diritto di rivendita ad acquirenti europei, in contrasto con i *desiderata* di Baku. Tale contrasto si riflette, a sua volta, sul progetto di raddoppio della capacità del Tanap. Mentre, infatti, Aliyev ha rimarcato come la detenzione del pacchetto di maggioranza del gasdotto renda agevole per l'Azerbaijano avviare l'aumento di capacità dell'infrastruttura,²⁷ gli accordi siglati all'epoca della progettazione dell'infrastruttura sembrano andare in altra direzione. Stando a quanto dichiarato da fonti azerbaijane, gli accordi intergovernativi assicurerebbero infatti alla Turchia un'opzione di acquisto sui volumi aggiuntivi di gas in transito attraverso il Corridoio, che risulterebbero importanti per dare liquidità e sostanza al progetto di *hub*.²⁸

Conclusioni

Il tentativo europeo di liberarsi della presa russa sui mercati unionali del gas si conferma, come già in passato, motore principale del partenariato strategico in materia energetica tra Bruxelles e Baku. Lanciato con un primo MoU nel 2006, all'indomani della crisi del gas russo-ucraina dell'inverno precedente, il partenariato viene oggi ribadito e rilanciato nella prospettiva di azzerare nel medio periodo le importazioni europee dalla Russia. Nonostante ciò – e nonostante i successi conseguiti dalla prima fase di sviluppo del partenariato – le incertezze lungo l'intera filiera del gas tra il Mar Caspio e i mercati europei rendono oggi quanto meno complesso il tentativo congiunto di incrementare significativamente i volumi di gas resi disponibili dall'Azerbaijano ai consumatori europei, da raddoppiare entro il 2027. Alla mancanza di investimenti in nuova produzione registratasi nell'ultimo decennio, che impediscono al paese di far fronte nel breve periodo agli obiettivi di esportazione fissati dal MoU, si sommano le incertezze sulla domanda di gas rivolta ai gasdotti dai consumatori europei nel medio e lungo, che scoraggia quel flusso di investimenti che sarebbe invece necessario arrivasse rapidamente se si vuole raggiungere l'obiettivo di raddoppio dei volumi esportati nei prossimi quattro anni. Non meno complesso, al contempo, è il tentativo di rilanciare il ruolo di transito dell'Azerbaijano rispetto a gas estratto in paesi terzi, che si scontra con una serie di problematiche di natura finanziaria e diplomatica che – come dimostrato dalle contraddizioni dell'allineamento energetico turco-azerbajiano – non riguardano solo il versante della fornitura, ma anche quello del trasporto e della commercializzazione della risorsa.

²⁶ “Putin offers to make Turkey capital of Russian gas supply to the world”, *The Telegraph*, 13 ottobre 2022

²⁷ “President: As a whole, about 24 billion cubic meters of gas is expected to be exported this year”, Azerbaijan Press Agency, 10 gennaio 2023.

²⁸ “Azerbaijan Courts Romania Despite Upstream Concerns”, *Energy Intelligence*, 10 gennaio 2023.

9. Gli effetti della guerra in Ucraina sulle direttrici di export per gli idrocarburi centroasiatici verso l'Europa

Paolo Sorbello

La storia recente si divide in pre- e post-24 febbraio 2022. Dopo l'attacco russo in Ucraina era chiaro che le relazioni eurasiatiche sarebbero cambiate. I paesi ex-sovietici dell'Asia centrale hanno considerato l'aggressione russa come una possibile minaccia per il futuro, non solo per il revanscismo di Mosca sull'integrità territoriale delle ex-repubbliche sovietiche, ma anche per le direttrici di esportazione di idrocarburi verso l'Europa, che passano principalmente per il territorio russo.

Storicamente legati alle infrastrutture di epoca sovietica, i paesi centroasiatici hanno provato a diversificare le rotte di esportazione a partire dall'indipendenza nel 1991. In quel momento, infatti, a parte qualche gasdotto transfrontaliero all'interno della regione, le linee "maestre" di trasporto si dirigevano verso il centro della Russia. Il gasdotto Central Asia-Center collegava Turkmenistan e Uzbekistan con la zona degli Urali. L'oleodotto Uzen-Atyrau-Samara collegava i giacimenti nell'ovest del Kazakhstan alle zone industriali della zona del Volga, dove il petrolio kazako veniva anche usato all'interno dell'oleodotto Druzhba, che dagli anni Settanta portava petrolio verso l'Europa.

Da trent'anni, Kazakhstan, Turkmenistan e Uzbekistan provano a diversificare la loro clientela nell'*oil & gas*. Per quanto riguarda il gas, di cui Turkmenistan e Uzbekistan sono ricchi, la Cina diventò un'opzione concreta nei primi anni Duemila. Grazie a forti investimenti e prestiti in cambio di gas futures, la Cina contribuì alla costruzione di enormi gasdotti che formano il complesso Central Asia-China Pipeline (Cacp). Tra il 2005 e il 2009, il Kazakhstan ha completato un oleodotto che porta il petrolio prodotto nell'ovest del paese al confine orientale con la regione cinese dello Xinjiang.

Un altro metodo di diversificazione si concentrò intorno al Mar Caspio. Nel 2001, il Kazakhstan contribuì all'apertura dell'oleodotto Caspian Pipeline Consortium (Cpc), che collegava la regione di Atyrau al porto russo di Novorossiysk sul Mar Nero. Il Cpc è stato costruito con investimenti di compagnie multinazionali del petrolio, inclusa l'italiana Eni, e con un azionariato che comprende Transneft, il monopolista degli oleodotti russi. Pur attraversando il territorio russo, tuttavia, è da sempre considerato un "oleodotto internazionale", una caratteristica legale fondamentale per quanto riguarda le sanzioni, come vedremo nei prossimi paragrafi.

Oltre al CPC, il Caspio è utilizzato come campo di battaglia energetica dal punto di vista del gas. Da decenni, lobby locali e occidentali fanno pressione per far costruire un gasdotto sottomarino che colleghi il Turkmenistan e l'Azerbaijan, così da collegare i giacimenti di gas centroasiatico ai consumatori europei attraverso i gasdotti già costruiti che portano gas in Europa attraverso la Turchia.

Il petrolio, più facile da trasportare sulle petroliere via mare, è stato inviato per anni dal porto kazako di Aktau ai porti di Makhachkala in Russia e Baku in Azerbaijan. La direttrice verso la Russia è stata presto abbandonata dopo l'apertura del Cpc. Quando i prezzi del petrolio scendono al di sotto dei 40 dollari al barile, anche la rotta Aktau-Baku soffre i costi di trasporto. La rotta fu infatti chiusa per qualche anno fino alla riapertura nei primi mesi del 2022.

La barriera naturale del Mar Caspio rende difficile la costruzione di un collegamento con l'Europa per i paesi centroasiatici. La guerra in Ucraina, però, potrebbe dare una spinta decisiva per nuovi progetti.

Sanzioni e conseguenze

Le sanzioni occidentali, sia dei paesi singoli, sia quelle concordate in seno all'Unione europea, si sono abbattute sul settore dell'*oil & gas* russo in maniera piuttosto graduale, permettendo al governo russo di continuare a fare guadagni colossali, soprattutto grazie alle esportazioni di gas, mentre i suoi missili si abbattevano sulle città ucraine.

Ultimamente l'Unione europea ha deciso di adottare un *price cap*, un limite al prezzo che è disposta a pagare per il petrolio russo. Molti paesi sono riusciti a diversificare la provenienza del gas di cui hanno bisogno, ricorrendo a forniture dall'Africa, dalla Norvegia e financo dagli Stati Uniti.

Gli idrocarburi che venivano trasportati via terra o via mare dalla Russia all'Europa hanno incontrato sempre più ostacoli. Da dicembre scorso, l'Unione europea ha vietato le importazioni di petrolio e derivati via mare. Da febbraio 2023, l'Unione dovrebbe fermare anche le importazioni via oleodotto.

Per quanto riguarda il gas, il governo tedesco ha bloccato la costruzione del gasdotto Nord Stream-2, che avrebbe rappresentato un ulteriore collegamento diretto tra Russia e Unione europea, bypassando l'Ucraina.

I prezzi del gas sono saliti alle stelle nell'estate 2022, costringendo i governi europei ad adottare sussidi per le forniture domestiche e industriali. Dopo un periodo di transizione, tuttavia, nell'inverno successivo i costi si sono ridotti, anche grazie a un'accurata gestione delle riserve. Un report sull'industria del gas della Commissione europea ha sottolineato come le forniture di gas russo siano scese del 74% nei primi tre trimestri del 2022 in contrasto con l'anno precedente. Nello stesso periodo, il rapporto evidenzia che le importazioni di gas naturale liquefatto (Gnl) siano aumentate dell'89%²⁹.

Nonostante la diminuzione dei consumi (-8%), i paesi europei continuano a dipendere dalle forniture di gas straniero. Tra gennaio e settembre 2022, la percentuale di importazione di gas russo in Europa è scesa dal 40% al 9%. Al momento, tuttavia, la fetta di mercato persa dalla Russia è stata cannibalizzata da Norvegia, Algeria, Azerbaijan e Stati Uniti. È difficile immaginare come i paesi centroasiatici possano far arrivare il proprio gas in Europa senza passare dal territorio russo.

²⁹ European Commission, [Gas and electricity market report](#), 13 gennaio 2023.

Il petrolio kazako, trasportato in Europa grazie all'oleodotto Cpc, ha sofferto varie interruzioni nel 2022. Tutte le interruzioni, tuttavia, si sono verificate in territorio russo o presso il terminale portuale di Novorossiysk. A marzo, gli operatori del terminale hanno sospeso le forniture alle petroliere a causa di un temporale che ha danneggiato le infrastrutture di carico e scarico³⁰. L'interruzione ha preoccupato non poco i produttori di petrolio in Kazakhstan, principalmente l'americana Chevron e la compagnia di stato Kazmunaigas. Circa l'80% delle esportazioni di petrolio kazako passano infatti attraverso il Cpc.

Dopo il 24 febbraio, il Cpc era diventato un tema caldo per i trader del mercato del petrolio. Il Cpf infatti trasporta un mix di greggio in maggioranza di origine kazaka, al quale si aggiungono dei volumi di provenienza russa. Gli operatori di mercato e gli analisti si sono quindi chiesti se questo mix potesse essere anch'esso sottoposto a sanzioni.

In estate, il governo russo ha comunicato la sospensione delle forniture attraverso il Cpc dopo una sentenza riguardo il protocollo della compagnia sulle perdite di petrolio. La sentenza aveva sorpreso gli azionisti dell'oleodotto, che si sono prodigati in un'operazione di lobbying che ha portato a una sanzione minima di 3.250 dollari e alla ripresa delle forniture. In quei cinque giorni di sospensione, le compagnie coinvolte avrebbero perso milioni di dollari, secondo esperti³¹.

Tengizchevroil, una *joint venture* tra il governo e alcune compagnie multinazionali che rappresenta il più grande produttore di petrolio in Kazakhstan, lo scorso ottobre ha detto di aver considerato l'invio di petrolio via nave attraverso il Caspio nella direttrice Baku-Batumi, oppure Baku-Tbilisi-Ceyhan (Btc), sfruttando il porto turco per le esportazioni nel Mar Mediterraneo³².

L'impossibilità di trovare un outlet europeo per le esportazioni di gas dall'Asia centrale e la disponibilità a singhiozzo del Cpc per il petrolio, hanno spinto sia i consumatori europei, sia i fornitori centroasiatici a cercare alternative. La Russia ha comunque reagito cercando di riavvicinare le diplomazie dei suoi vicini.

Nuove direttrici di export

La Germania è stata tra i paesi europei più attivi nel mercato energetico, andando a cercare forniture alternative di gas in Norvegia e addirittura in Iraq. Per quanto riguarda il petrolio, il governo tedesco è entrato in contatto con il governo di Astana già a dicembre per assicurarsi forniture via oleodotto dal Kazakhstan. L'oleodotto, tuttavia, è il solito *Druz'ba* (in russo, "amicizia"), che attraversa il territorio russo e arriva in Germania attraverso Bielorussia e Polonia.

Il governo kazako ha promesso di inviare un "volume di prova" da 20.000 tonnellate a gennaio 2023. L'utilizzo dell'oleodotto russo è comunque problematico dal punto di vista

³⁰ P. Sorbello, [Kazakhstan's Oil Meets a Caspian Chokepoint](#), The Diplomat, 28 marzo 2022.

³¹ P. Sorbello, [Kazakhstan Oil Exporters Relieved as Russian Court Lifts Ban on Pipeline](#), 13 luglio 2022.

³² P. Sorbello, [Kazakhstan Tries New Oil Export Routes](#), The Diplomat, 24 ottobre 2022.

della possibile miscela con volumi di petrolio russo dagli Urali, difficile da monitorare a consegna avvenuta.

In un'intervista a Vlast.kz, il giornalista Oleg Chervinskii ha detto di essere scettico sulla capacità del Kazakhstan di dirottare forniture sostanziose verso la Germania senza disattendere i contratti già firmati con i clienti di Cpc e con il governo cinese³³. “La raffineria di Schwedt ha una capacità di circa 10 milioni di tonnellate all'anno. Dubito che Kazmunaigas possa trovare simili quantità da inviare ai tedeschi”.

Invece che attraverso Druzhba, il Kazakhstan potrebbe trovare un accordo con Transneft per utilizzare gli oleodotti russi fino al porto baltico di Ust-Luga, dal quale i trader potrebbero acquistare petrolio kazako per poi distribuirlo in Europa via mare, specialmente adesso che le importazioni marine di petrolio russo sono state vietate dall'Unione europea.

Gli analisti del settore hanno comunque lanciato un avvertimento sulle possibili violazioni al momento del trasporto del petrolio kazako, che potrebbe essere mischiato con petrolio russo, così da aggirare le sanzioni.

Un altro metodo attraverso il quale la Russia sta provando a contrastare le sanzioni è la creazione di una possibile “Unione del Gas” insieme a Kazakhstan e Uzbekistan. Chiaramente, l'obiettivo russo è il gas uzbeko, la cui produzione sta aumentando. Il Kazakhstan per ora sembra semplicemente il paese di transito da tenere amico.

Alla proposta russa del novembre scorso, però, entrambi i governi di Astana e Tashkent hanno risposto negativamente.

Il viceministro degli Esteri Roman Vassilenko ha detto a dicembre che “il Kazakhstan non permetterà che il proprio territorio venga utilizzato per aggirare le sanzioni”. A Vassilenko fece eco il ministro uzbeko dell'Energia Zhurabek Mirzamakhmudov, che sentenziò “l'idea mi sembra avere sfumature più politiche che commerciali”. È chiaro che con questa mossa la Russia prova a concentrare verso di sé le forniture centroasiatiche, per evitare che queste possano in qualche modo diventare disponibili per un piano di esportazione attraverso il Caspio.

L'Uzbekistan sta attraversando un periodo di boom economico e di aumento di consumi energetici. Questo ha portato il governo a decidere di sospendere le esportazioni a novembre, giusto qualche giorno prima della proposta russa sull'Unione del Gas. Il piano di lungo termine, secondo il vice primo ministro Abdulla Aripov, è di vietare le esportazioni di gas a partire dal 2025. Nei prossimi sette anni, il paese conta di aumentare la propria produzione di gas del 20%, ma allo stesso tempo si sta preparando a un significativo aumento della domanda.

Il Kazakhstan produce abbastanza gas da alimentare alcune delle proprie industrie e a continuare il processo di gassificazione delle proprie città più grandi, spesso ancora dipendenti dal carbone per la produzione di elettricità. Questo processo, tuttavia, passa attraverso fondamentali investimenti nelle infrastrutture, secondo gli esperti del luogo. Al

³³ Paolo Sorbello, [Kazakhstan Unlikely to Benefit from Pipeline Row between Russia and European Customers](#), Vlast, 22 dicembre 2022.

momento, infatti, il più grande giacimento, Karachaganak nel nord-ovest del paese, esporta gas verso l'impianto di trattamento di Orenburg in Russia. Questo rappresenta un altro collegamento ereditato dal periodo sovietico che continua a funzionare.

Qualora, come da piani già in fase negoziale, il governo kazako dovesse trovare gli investimenti per la costruzione di un impianto di trattamento nel proprio territorio, la dipendenza dalle infrastrutture russe diminuirebbe ulteriormente, invece che aumentare, come nel piano strategico dell'Unione del Gas.

Se per quanto riguarda il petrolio i consumatori europei possono trovare vie alternative per le forniture dall'Asia centrale, dal Btc alle forniture via Mar Baltico, per il gas le soluzioni sono più difficili. Le caratteristiche diverse tra gli idrocarburi quasi rendono forzata la ricerca di soluzioni diverse. L'idea di costruire un gasdotto attraverso il Caspio, sia uno intero che colleghi le due sponde tra Azerbaijan e Turkmenistan, sia uno più piccolo che colleghi i giacimenti *off-shore* con Baku, continua a essere troppo costosa rispetto ai benefici che si potrebbero ottenere. Il fatto che non si siano trovati investimenti per la realizzazione del Trans-Caspian Pipeline da almeno due decenni è una testimonianza della sua difficoltà commerciale.

Nel contesto della transizione energetica, l'Europa sta anche provando a diventare sempre meno dipendente dagli idrocarburi, e la guerra russa in Ucraina potrebbe accelerare il processo di decarbonizzazione. Questo *trend* si rivelerebbe un ulteriore ostacolo per la pianificazione di sostanziosi investimenti europei per portare verso occidente gli idrocarburi dell'Asia centrale.

È invece possibile che le relazioni tra le due regioni si rafforzino grazie alla collaborazione nella produzione di idrocarburi *in loco* e sullo scambio di *know-how* riguardo alla transizione energetica, alla quale i governi dell'Asia centrale guardano con interesse da qualche anno.

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.