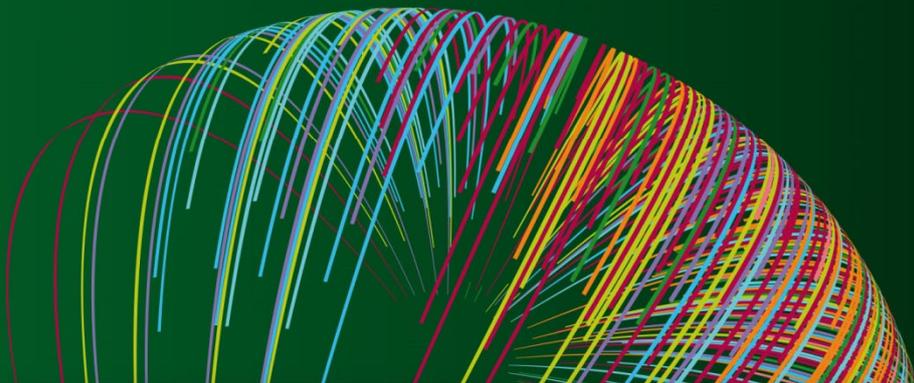


Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Gennaio/luglio 2022

n. 4 (n.s).

Focus

Sicurezza energetica

n. 4 (n.s.) – gennaio/luglio 2022

Focus

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

AUTORI

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

Lisa Orlandi (RIE) – CAPITOLO 1

Agata Gugliotta (RIE) – CAPITOLO 2

Marco Valigi (Università Cattolica del Sacro Cuore) – CAPITOLO 3

Fabrizio Anselmo (Geopolitica.info) – CAPITOLO 4

Gabriele Natalizia (Geopolitica.info e Sapienza Università di Roma) – CAPITOLO 4

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 5

Tomislava Penkova (ISPI e Università del Kent) – CAPITOLO 6

Lorena Stella Martini (ECFR) – CAPITOLO 7

Eleonora Ardemagni (ISPI e Università Cattolica del Sacro Cuore) – CAPITOLO 8

Fabio Indeo (NATO DC) – CAPITOLO 9

Focus Sicurezza energetica

n. 1 (n.s.) – gennaio/luglio 2022

1. Petrolio: una crisi che precede la guerra.....	4
2. Gnl: le dinamiche 2021/22 della commodity alternativa al gas russo	15
3. Verso un riallineamento energetico. Il posizionamento dell'Italia dopo lo scoppio della guerra in Ucraina.....	27
4. Guidare la transizione energetica. Benefici e rischi delle politiche dell'amministrazione Biden.....	31
5. La partnership energetica fra Russia e Cina alla prova della crisi ucraina	39
6. Artico, Gnl e la guerra in Ucraina: quali sono i dilemmi per la Russia? ...	54
7. Dall'Ucraina al Nord Africa: crisi energetica e dinamiche (geo)politiche nei paesi del Maghreb	64
8. Golfo: il fattore energia rafforza economia e politica estera	75
9. Israele, supplier energetico emergente nel Mediterraneo Orientale.....	811

1. Petrolio: una crisi che precede la guerra

Lisa Orlandi

Se nel 2020 il mercato è stato principalmente condizionato da uno shock lato domanda senza precedenti, cui l'Opec Plus ha saputo efficacemente rispondere, il 2021 si è inserito in uno scenario di ripresa dei consumi a fronte di una evidente difficoltà dell'offerta di tenervi il passo, per il sottodimensionamento degli investimenti upstream che caratterizza il mercato dal 2015 e per le conseguenti difficoltà a creare nuova capacità produttiva. È questa condizione dei fondamentali reali la prima causa di aumento delle quotazioni petrolifere che lo scorso anno si sono portate dai 50 doll/bbl di gennaio ai circa 90 degli ultimi mesi. In un contesto poco flessibile e vulnerabile, si è innestato l'impatto della guerra tra Russia e Ucraina che ha amplificato la preesistente tendenza rialzista portando le quotazioni stabilmente al di sopra dei 100 doll/bbl ed evidenziando le criticità strutturali del mercato. Nel nuovo contesto energetico e geopolitico, l'Opec Plus deve ripensare a come gestire l'offerta mentre la definizione di severe sanzioni verso la Russia – tra cui l'embargo dell'UE sul 90% delle importazioni di greggio e raffinati – creerà nuovi paradigmi commerciali e disegnerà nuove alleanze nei mercati petroliferi. La direzione che il mercato prenderà è soggetta a più fattori di incertezza: tra scenari di recessione economica che possono erodere la domanda e shock lato offerta in grado di destabilizzare ancora più profondamente un mercato già sotto assedio.

Quel che insegna la storia

Le n possibili combinazioni delle variabili endogene ed esogene che influenzano il mercato petrolifero ne complicano spesso la lettura e, in misura ancora maggiore, l'esercizio previsivo. Fu così nel 2007 quando i prezzi superarono i 100 doll/bbl come esito di una forte *escalation* dei consumi trainata – nei quattro anni precedenti – dall'irruzione della Cina sui mercati petroliferi internazionali; ne derivò un aumento esponenziale della domanda che, col tempo, pose in evidenza l'inadeguatezza dell'offerta che non aveva saputo tenere il passo. Su questo stato dei fondamentali reali, chiaramente rialzista, la finanza trovò terreno fertile su cui attecchire spingendo le quotazioni ben oltre le attese: prima al di sopra della tripla cifra poi fino al record di circa 140 doll/bbl del giugno 2008, poco prima dell'esplosione della crisi finanziaria mondiale. La componente prettamente speculativa di quel prezzo non era prevedibile così come non lo fu affatto il tracollo verticale immediatamente successivo al picco: con i prezzi che – dopo la crisi estiva dei mutui *subprime* negli Usa e il fallimento della banca d'affari Lehman Brothers – passarono in 6 mesi da 140 a 35 doll/bbl. La domanda aveva reagito al caro-barile rallentando in modo evidente la sua corsa, ma fu solo la recessione economica globale a palesarne gli effetti, evidenziando una condizione (opposta alla precedente) di eccesso di offerta, su cui – ancora una volta – la speculazione era intervenuta amplificando l'andamento al ribasso dei prezzi.

Fu invece la dimensione geopolitica ad avere la meglio nel periodo 2012-2014 quando i prezzi si mantennero stabilmente in media annua sopra i 100 doll/bbl, governati dal rischio sia concreto che potenziale di ammanchi di offerta, in ragione dei molteplici afflitti rivoluzionari in importanti paesi produttori dell'area Medio Oriente e Nord Africa, la cui concomitanza temporale aveva portato a coniare il termine di Primavera Araba. Era quindi il cosiddetto *fear premium* – premio per il rischio geopolitico – a farla da padrone, esaltando l'importanza della capacità disponibile inutilizzata: un indicatore di flessibilità che balza agli onori della cronaca solo in circostanze di crisi.

Completamente diversa e più dominata da logiche di mercato la congiuntura 2014-2019. L'affievolirsi delle tensioni legate alla Primavera Araba è stato accompagnato da un brusco calo dei prezzi che arrivarono a perdere metà del loro valore tra giugno e dicembre 2014, a dimostrazione della componente geopolitica fino a quel momento dominante. Non c'erano ragioni di mercato a supporto della tripla cifra: l'offerta era perfettamente in grado di rispondere ai consumi, in esito agli ingenti investimenti esplorativi messi in campo negli anni precedenti e alla rivoluzione dello *shale oil* statunitense che aveva determinato un aumento della produzione dell'area senza precedenti. L'eccesso di offerta che era andato via via manifestandosi trascinò verso il basso le quotazioni fino a valori prossimi a 30 doll/bbl (fine 2015), tali da spingere i paesi Opec a intervenire con un taglio storico della produzione, coinvolgendo per la prima volta anche paesi esterni al cartello: in primis, la Russia. La manovra dei produttori riuniti nell'Alleanza Opec Plus riuscì nell'intento di contenere il calo verticale dei prezzi, favorendo oscillazioni comprese nel range 50-60 doll/bbl. Al contempo, il periodo fu caratterizzato da una brusca frenata degli investimenti, in risposta a logiche sempre più pressanti di ordine finanziario e ambientale. Nella narrazione dominante, l'era del petrolio sembrava avviarsi lungo il viale del tramonto.

In realtà, l'emergenza sanitaria mondiale del 2020 associata alla pandemia da coronavirus e la ripresa dei consumi susseguente la fine del periodo più critico dell'emergenza sanitaria hanno dimostrato l'esatto contrario. Cerchiamo quindi di ripercorrere, proseguendo quanto già esposto nell'articolo di precedente pubblicazione, i principali accadimenti del 2021, già di per sé testimoni di una profonda crisi strutturale del mercato petrolifero, esacerbata appieno con lo scoppio del conflitto Russia-Ucraina a febbraio 2022. Un evento, quest'ultimo, a sua volta in grado di innescare cambiamenti importanti negli equilibri geopolitici e di mercato.

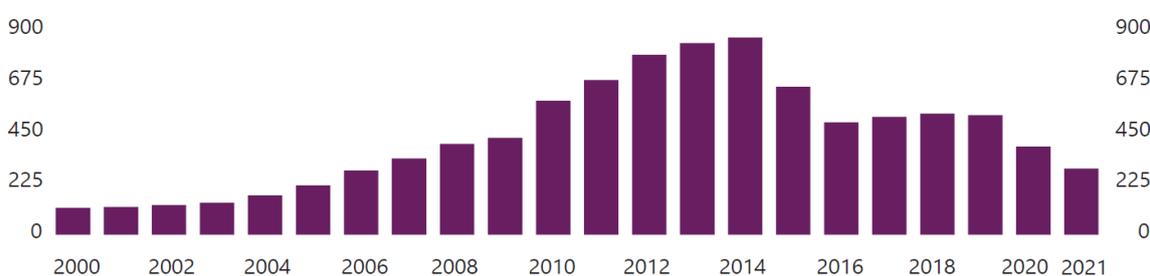
2021: l'equilibrio domanda-offerta guida il rialzo dei prezzi

Nel 2021, il prezzo medio del greggio Brent, riferimento per l'Europa, si è attestato a 70,7 doll/bbl, in aumento del 70% rispetto al 2020 e superiore anche al livello medio annuo di 64,3 doll/bbl del 2019 (pre-Covid). Dopo aver oscillato nella fascia compresa tra i 50 e i 70 \$/bbl tra gennaio e maggio, le quotazioni si sono mosse all'interno del range 70-90 \$/bbl a partire dal mese di giugno, mostrando un netto consolidamento in autunno.

La dinamica rialzista che ha interessato le quotazioni per quasi tutto l'anno è principalmente riconducibile al fragile equilibrio di mercato che è andato manifestandosi in misura sempre più evidente. Da un lato, il miglioramento dello stato pandemico e l'assenza di *lockdown*

prolungati hanno permesso alla domanda petrolifera – principalmente associata al settore trasporti - di ripartire, superando le aspettative. Dall'altro, per adeguarsi al mutato contesto, l'Opec Plus ha deciso, nel mese di luglio, di attenuare i tagli alla produzione avviati nel 2020, annunciando un piano di progressivi aumenti mensili di poco superiori a 400.000 bbl/g da attuare tra agosto 2021 e settembre 2022¹, al fine di riportare l'output ai livelli pre-pandemia. Tuttavia, le diverse tensioni interne ai paesi Opec Plus e gli scarsi aumenti di capacità produttiva su scala mondiale imputabili al crollo degli investimenti upstream dal 2015 in avanti hanno compromesso l'elasticità dell'offerta che non ha saputo tenere il passo di una domanda in rapida ascesa.

FIG. 1.1 – INVESTIMENTI MONDIALI IN E&P (MLD DOLL)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Oil&Gas Journal e Rystad Energy

In un contesto di mercato teso, a partire da fine estate i prezzi avviano una netta ripresa, con il Brent che, tra settembre e novembre, si colloca in misura prevalente nella fascia 75-90 doll/bbl. È sulla scia di questi rialzi che, a fine ottobre, il presidente americano Biden ha coordinato – insieme a Cina, India, Giappone, Corea del Sud e Gran Bretagna – il rilascio di scorte strategiche al preciso scopo di raffreddare i prezzi e in risposta al diniego dell'Opec Plus di attenuare i tagli in misura superiore a quella programmata. Diniego che, al di là delle intenzioni, riflette anche l'incapacità strutturale dell'Alleanza di attuarlo, fatta eccezione per l'Arabia Saudita e i suoi alleati del Golfo.

È la prima volta che un gruppo di paesi assume una decisione di questo tipo senza l'egida dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (Aie) che, al contrario, vi ha esplicitamente preso le distanze. Biden, dal canto suo, si è trovato sprovvisto del "cuscino" fornito dallo *shale oil* che, negli anni pre-Covid, reagiva in tempo reale a ogni aumento delle quotazioni innescando una crescita produttiva che a sua volta agiva al ribasso a danno dei produttori mediorientali e nordafricani. Lo tsunami del 2020 ha infatti indebolito in modo sensibile le imprese indipendenti² americane, costrette a una severa disciplina finanziaria alla pari delle *oil majors*.

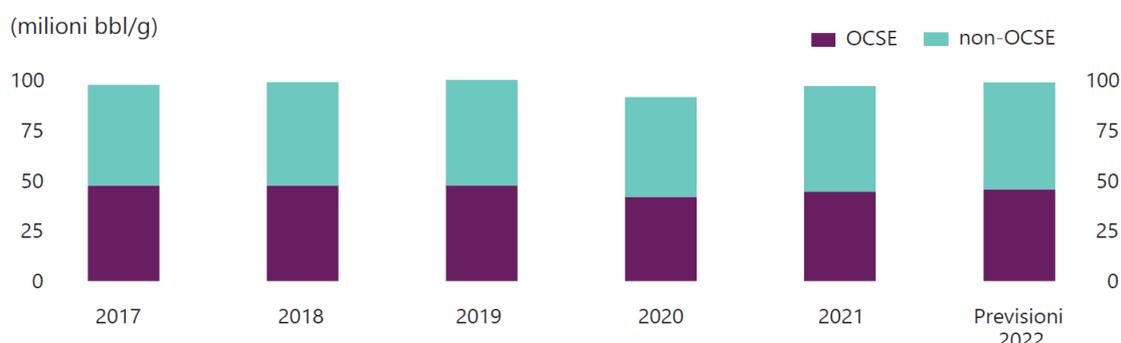
¹ Nella sua definizione iniziale, il piano di attenuazione dei tagli doveva concludersi a settembre 2022 mentre l'Accordo che tiene in vita l'Alleanza a dicembre dello stesso anno.

² Imprese concentrate nella fase di produzione; in questo caso si fa riferimento alle compagnie americane attive nella produzione di olio da scisti.

Tuttavia, la mossa ha avuto un effetto ribassista solo nell'immediatezza dell'annuncio; le quotazioni hanno infatti continuato a mantenersi su livelli elevati e superiori agli 80 doll/bbl anche a fine anno, nonostante i timori legati alla variante Omicron e al suo potenziale impatto sui consumi.

In sintesi, il 2021 può essere definito un anno di ripartenza per il mercato petrolifero ma anche un anno in cui si sono chiaramente manifestate criticità strutturali latenti. A fronte di un aumento record della domanda mondiale di petrolio, nell'ordine del 6% rispetto al 2020, l'andamento instabile dell'offerta ha rivelato i rischi connessi alla carenza di investimenti produttivi, primo indicatore della capacità di risposta del mercato a incrementi rapidi dei consumi.

FIG. 1.2 - ANDAMENTO DELLA DOMANDA PETROLIFERA MONDIALE



Fonte: elaborazioni Rie su dati IEA

In sostanza, lo scorso anno ha presentato tutti i connotati tipici di un mercato fragile, poco flessibile e di conseguenza estremamente vulnerabile a qualsivoglia shock lato offerta, potenziale o reale. Non può quindi sorprendere, dato il contesto in cui si innesta, l'impatto della crisi russo-ucraina sui prezzi del greggio. L'offensiva militare iniziata dalle Forze armate della Federazione Russa³ il 24 febbraio 2022⁴ ha segnato una brusca *escalation* della crisi tra⁵ i due Stati in corso dal 2014 e ha portato a un contrasto⁶, che non trova riscontro nella storia recente, che vede opporsi la Russia da una parte, e Stati Uniti ed Europa dall'altra, mentre il resto del mondo è diviso tra posizioni di neutralità e di condanna dell'intervento delle truppe russe. Così, il *war premium* o *fear premium* – che dir si voglia – si è riaffacciato prepotentemente sul mercato portando il barile a superare, dal 1° marzo, quota 100. Ma l'esplosione dei prezzi è solo una delle conseguenze della guerra, vero e proprio detonatore di dinamiche ancora non evidenti ma potenzialmente in grado di definire un nuovo ordine delle cose.

³ Wikipedia, Forze armate della Federazione Russa (https://it.wikipedia.org/wiki/Forze_armate_della_Federazione_Russa).

⁴ Wikipedia, <https://it.wikipedia.org/wiki/2022>

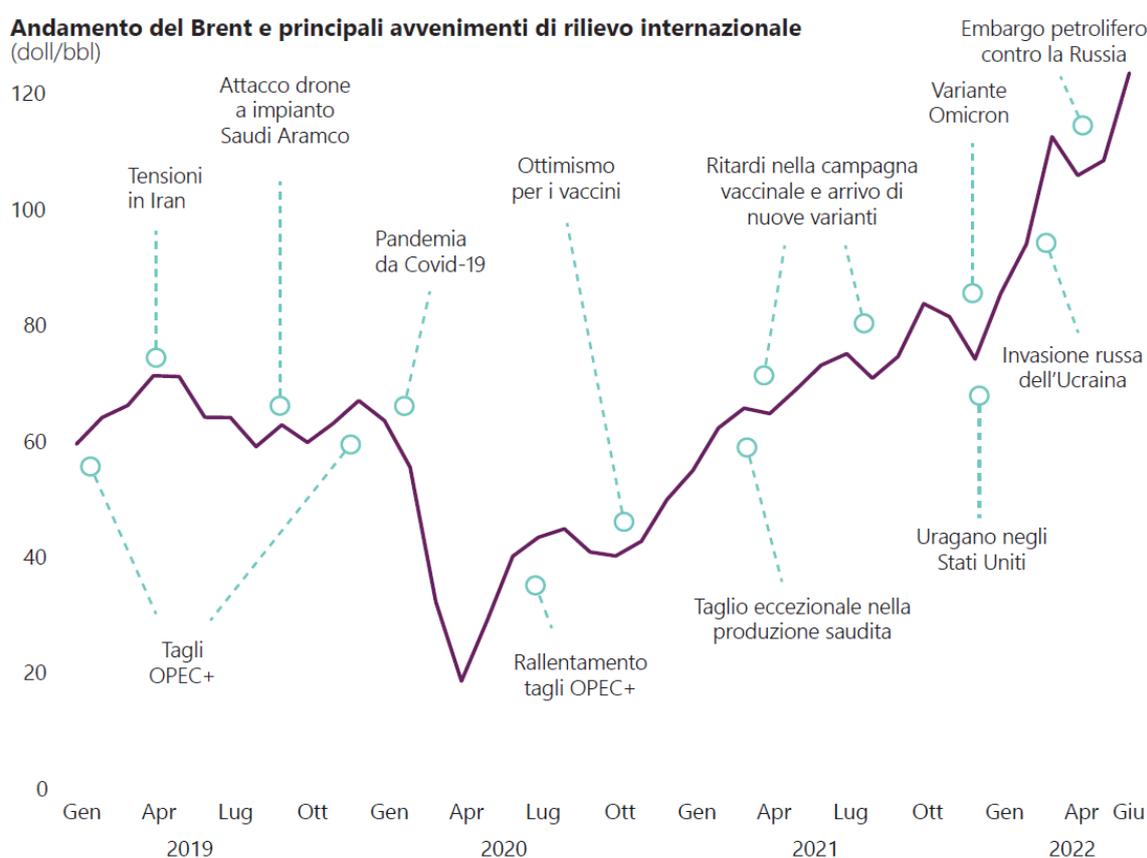
⁵ Wikipedia, Crisi russo-ucraina (https://it.wikipedia.org/wiki/Crisi_russo-ucraina).

⁶ Wikipedia, <https://it.wikipedia.org/wiki/2014>.

2022: la guerra amplifica la tendenza rialzista

Anche in condizioni di mercato meno tese, un'“operazione militare” di simile portata avrebbe determinato oscillazioni violente e repentine dei prezzi, in quanto coinvolge un attore primario del sistema energetico mondiale (la Russia), dalle cui forniture dipende la sicurezza energetica di numerosi stati, europei e asiatici. È così che il Brent tocca, il 7 marzo, la punta di 123 dollari al barile: prezzo che non si registrava dal 2012 e di cui, fino a poco tempo fa, era difficile immaginare il ritorno.

FIG. 1.3 – ANDAMENTO DEL BRENT E PRINCIPALI AVVENIMENTI DI RILIEVO INTERNAZIONALE



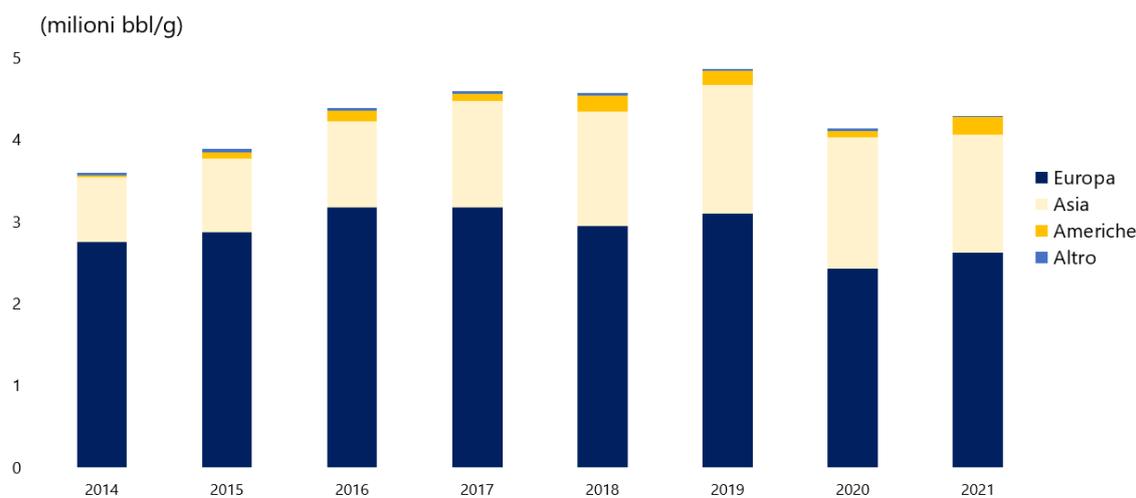
Fonte: elaborazioni Rie su dati Ice

Si tratta di valori che ben sottolineano lo spessore della crisi che ha indotto il presidente Biden, preoccupato anche dalla forte riduzione degli stoccaggi commerciali, ad annunciare l'immissione sul mercato, nel periodo maggio-ottobre, di 180 milioni di barili tratti dalla riserva strategica, mentre i paesi Opec hanno mostrato di non volersi impegnare sulla strada

di forti aumenti produttivi con il pericolo di crolli che potrebbero danneggiare i loro interessi, ma anche quelli dell'alleata Russia⁷.

La crisi tra Russia e Ucraina aggiunge, di fatto, un nuovo pesante livello di incertezza geopolitica a un contesto già fragile. Nello scacchiere petrolifero mondiale, infatti, la Russia è un attore primario e le sue dinamiche ricadono giocoforza sul mercato globale. Leader dell'Opec Plus insieme all'Arabia Saudita, con i suoi 10,5 mil. bbl/g nel 2021, è il terzo produttore mondiale, contribuendo al 14% dell'offerta complessiva. Inoltre, è il primo esportatore di greggio: i 4 mil. bbl/g di greggio Urals che escono dai confini nazionali vengono assorbiti per il 60% dall'Europa e per il 35% dall'Asia. Nevralgico per le forniture estere è l'oleodotto Druzhba che, nel tratto settentrionale, passando attraverso la Bielorussia, consegna il greggio alle raffinerie di Polonia e Germania; il ramo Sud, invece, approda ai centri di raffinazione di Ungheria, Slovacchia e Repubblica Ceca. L'Urals viene altresì spedito via mare, principalmente dai porti del Mar Baltico, del Mar Nero e del Mar del Giappone. La Russia ha anche una via di comunicazione con i mercati asiatici attraverso l'oleodotto *ESPO* (Eastern Siberia Pacific Ocean): le esportazioni di greggio russo verso l'Asia hanno raggiunto 1,5 mil. bbl/g nel 2021, con la Cina che conta per il 56% del totale.

FIG. 1.4 – ESPORTAZIONI DEL GREGGIO RUSSO PER CONTINENTE DI DESTINAZIONE



Fonte: OIES 2022 su dati Kpler

A questi elementi, già di per sé pienamente rappresentativi della centralità di Mosca nell'approvvigionamento petrolifero globale, si aggiunge la forte presenza del paese anche nella fase *downstream*. Grazie alle sue raffinerie, la Russia è un esportatore primario anche di prodotti (2,7 mil. bbl/g nel 2021), principalmente diesel, benzina e olio combustibile. Ancora

⁷ G. Luciani, "Il conflitto russo-ucraino e il futuro dell'OPEC", *RiEnergia*, 17 maggio 2022 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34983/Il+conflitto+russo-ucraino+e+il+futuro+dell%E2%80%99OPEC/Luciani>).

una volta, l'Unione Europea costituisce un mercato centrale, assorbendo il 45% circa dei flussi in uscita.

“Petrolio e metano sono i principali strumenti della politica interna e internazionale della Russia e dal ruolo che essa saprà guadagnare sui mercati energetici mondiali dipenderà la sua influenza geopolitica”. Questa affermazione, contenuta in un documento strategico del Cremlino del 2003, descrive molto bene una situazione che oggi è sotto gli occhi di tutti: la forte dipendenza energetica da Mosca amplifica i rischi di vulnerabilità economica e politica degli Stati che ne sono coinvolti, riportando sul tavolo il tema – negli ultimi anni meno dibattuto – della sicurezza energetica nazionale.

Embargo sul petrolio russo e riorientamento dei flussi commerciali

Il settore energetico è stato coinvolto dalla guerra sin dalle prime battute. Da quando i paesi occidentali hanno deciso di sostenere la resistenza ucraina con misure economiche e finanziarie⁸, l'idea di realizzare un embargo sulle importazioni di petrolio e di gas è apparso come uno strumento di fondamentale importanza per convincere il Cremlino a indietreggiare. La messa in pratica di questa strategia si è, però, rivelata molto più difficile del previsto⁹: molti paesi europei si trovano nella condizione di non poter procedere in tempi brevi a una completa riorganizzazione del loro sistema di approvvigionamento di idrocarburi; da qui, i continui rinvii nell'adozione di misure valide per tutti.

Rispetto al gas, il petrolio è stato considerato un tema più facile da affrontare, anche date le maggiori possibilità di diversificazione delle forniture. Pertanto, dopo intense negoziazioni, il 31 maggio scorso i leader dell'UE hanno concordato un embargo sul 90% delle importazioni di greggio e prodotti raffinati russi, fatta eccezione per quei paesi privi di sbocchi sul mare. Di fatto, il veto riguarderà il petrolio trasportato a mezzo nave, con l'eccezione della Bulgaria che potrà continuare a importare via mare fino alla fine del 2024 e di Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia¹⁰ servite dall'oleodotto Druzhba. Una simile decisione riconfigurerà in modo drammatico i flussi petroliferi mondiali e potrebbe non essere priva di conseguenze sia sul fronte delle disponibilità sia su quello dei prezzi che, al momento dell'annuncio, si sono riportati sul livello massimo di 123 doll/bbl, già toccato a marzo.

L'embargo scatterà a fine anno allo scopo di dare ai paesi dell'UE il tempo di rifornirsi altrove; tuttavia, assicurarsi volumi sostitutivi non sarà un'impresa da poco e lo dimostra anche il fatto che, sino a ora, la riduzione dei flussi non è stata così significativa; secondo i dati di Energy Intelligence, il totale del greggio russo importato nel mese di giugno dall'UE

⁸ A. Belyi, “Le sanzioni stanno colpendo l'industria petrolifera russa, anche senza embargo”, *RiEnergia*, 17 maggio 2022 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34985/Le+sanzioni+stanno+colpendo+l%E2%80%99industria+petrolifera+russa,+anche+senza+embargo/Belyi>).

⁹ S. Carollo, “Embargo petrolio russo: le cose che non ci vengono dette”, *RiEnergia*, 17 maggio 2022 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34982/Embargo+petrolio+russo:+le+cose+che+non+ci+vengono+dette/Carollo>).

¹⁰ Polonia e Germania, che in parte importano attraverso quest'ultimo, si sono impegnate ad azzerare i flussi entro dicembre.

si è attestato a 1,7 mil. bbl/g rispetto ai 2,2 mil. bbl/g importati in media nel 2021. Quanto ai prodotti, i volumi in entrata hanno raggiunto 1,2 mil. bbl/g nelle prime tre settimane di giugno, superando la media di 1,1 milioni dello scorso anno.

Scendendo a un maggior livello di dettaglio, occorre precisare che la situazione è molto diversa a seconda che si considerino il greggio o i prodotti finiti. Partiamo dal greggio: se un embargo imposto a un paese esportatore fosse stato deciso due decenni fa, l'Europa sarebbe stata in grado di gestirlo senza particolari criticità in ragione del fatto che il sistema europeo di raffinazione era molto più flessibile di quello attuale e poteva contare su una *spare capacity* di rilievo. Negli ultimi vent'anni, invece, moltissime raffinerie europee sono state chiuse, determinando una riduzione considerevole della capacità di raffinazione. Ne sono derivati molti più vincoli in merito all'accettazione dei tipi di greggio da raffinare, i quali devono permettere di ottenere prodotti finiti con determinate specifiche qualitative. Pertanto, sostituire il greggio russo non è operazione semplice e nemmeno economica. Sull'altro versante, la Russia può invece più facilmente direzionare il suo petrolio verso mercati alternativi ai paesi europei; una volta giunto nel Mar Nero, il greggio di Mosca può essere ad esempio destinato a Turchia, Libia e Cipro, paesi non vincolati dalle scelte di Bruxelles; tantomeno ci dovremmo stupire se attraversasse il Canale di Suez e giungesse in India, Cina e altri paesi asiatici.

Se guardiamo ai prodotti finiti, ci rendiamo conto che il rischio di bypassare le sanzioni è piuttosto elevato. Supponiamo che una nave di greggio russo arrivi in Turchia¹¹ o in un altro paese esterno al circuito UE; qui il greggio viene raffinato in miscela con altri tipi di petrolio con il risultato che i prodotti ottenuti perdono il legame con le qualità della materia prima di partenza, la quale non viene minimamente citata nella polizza di carico con cui i prodotti vengono venduti. In pratica, dal momento in cui i prodotti sono stati raffinati, possono raggiungere qualsiasi mercato di destinazione, compresi quelli europei, senza infrangere alcuna sanzione. Pertanto, la sanzione sui prodotti rischia di non essere concretamente attuabile perché non esiste un'effettiva controllabilità dei flussi. Al contempo, rischia di determinare frizioni importanti sul sistema di approvvigionamento europeo sia sul fronte dei volumi sia dei prezzi dei prodotti sostitutivi, significativamente più elevati di quelli che la Russia riserva ai suoi nuovi clienti.

A fronte delle difficoltà di rimpiazzo da parte dell'Europa, quali potranno essere le conseguenze per la Russia? Il successo con cui Mosca riuscirà a vendere il suo greggio all'estero avrà chiaramente enormi implicazioni per i mercati petroliferi globali e per la sua stessa capacità produttiva. A oggi, a poco più di un mese dalla decisione di embargo petrolifero e a quasi cinque mesi dell'avvio del conflitto, le esportazioni russe di greggio risultano superiori a quelle antecedenti la guerra, la produzione interna di petrolio tiene (è salita a 10,6 mil. bbl/g a maggio, secondo dati Aie), così come le esportazioni di prodotti e l'attività delle raffinerie nazionali. Nonostante gli sconti applicati, le entrate petrolifere di Mosca sono, inoltre, sensibilmente più elevate di quelle dello scorso anno grazie al forte rialzo dei prezzi internazionali.

¹¹ Esempio tratto dall'intervista a Salvatore Carollo su RiEnergia (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34982/Embargo+petrolio+russo:+le+cose+che+non+ci+vengono+dette/Carollo>)..., cit.

Ancora, in termini di riorientamento dei flussi, la simbiosi tra Russia e paesi asiatici va aumentando. Negli ultimi mesi India e Cina hanno aumentato l'importazione di greggio Urals di circa otto volte rispetto alla media del 2021, potendo contare su forniture fortemente scontate. La sola Cina, nel mese di maggio, ha aumentato le importazioni di petrolio dalla Russia del 55%¹² rispetto all'anno precedente, salendo a un livello record e sostituendo l'Arabia Saudita come primo fornitore. Una dinamica, quest'ultima, che – a tendere – potrebbe non piacere all'alleato mediorientale che si vede sottrarre quote di mercato.

L'appetito dell'Asia per i barili russi fortemente scontati potrebbe aumentare ancora, soprattutto se l'India risconterà una forte domanda europea per i suoi prodotti petroliferi, quali gasolio e jet fuel. Tuttavia, un altro grande aumento delle esportazioni verso Oriente si scontra con la sfida logistica di spedire volumi così grandi dai porti russi del Baltico e del Mar Nero. Si scontra anche con la proposta del G7 di stabilire un tetto al prezzo del petrolio russo, imponendolo agli assicuratori e ai trasportatori di greggio che sono sotto la sua giurisdizione. D'altro canto, per l'Europa, il fatto di ricorrere all'Estremo Oriente per colmare l'eventuale ammanco di prodotti significa entrare in competizione con il mercato più caro del mondo registrando un inevitabile aumento dei costi di approvvigionamento.

Le sanzioni fanno quindi più male all'Europa che alla Russia? La risposta non può essere *tranchant* dato il groviglio di relazioni in essere ed è più probabile che gli impatti negativi siano bidirezionali. Al momento sono pochi i paesi che applicano a fondo le sanzioni, ma queste ultime - se fatte inesorabilmente funzionare - prima o poi mettono con le spalle al muro chi da esse è colpito. In sintesi, il ridisegno dei flussi commerciali di petrolio e raffinati è in atto ma è ancora prematuro definirlo con precisione. Le implicazioni possono essere numerose tanto per l'Europa quanto per la Russia, in un quadro che presenta molti interrogativi aperti che, con buone probabilità, troveranno risposta solo quando l'embargo (o altre eventuali misure) diventerà effettivo.

L'Opec Plus nel nuovo contesto energetico e geopolitico

La politica di attenuazione dei tagli alla produzione, in vigore da luglio 2021, è prossima al suo completamento e, a oggi, rimane un'incognita la modalità con cui l'Alleanza deciderà di procedere, considerando le enormi incertezze che attanagliano il mercato petrolifero mondiale e le criticità in seno allo stesso gruppo di paesi produttori. È indubbio che il taglio storico alla produzione, deciso nel 2020 per rispondere al vuoto di domanda creato dalle misure restrittive emergenziali, abbia saputo esercitare una cruciale azione di riequilibrio del mercato. Tuttavia, in un contesto politico e di mercato completamente diverso, la sfida è quella di domare i prezzi con la consapevolezza di disporre di una capacità produttiva di

¹² Secondo i dati dell'amministrazione generale cinese delle dogane, le importazioni di petrolio russo, comprese le forniture pompate attraverso l'oleodotto dell'Oceano Pacifico della Siberia orientale e le spedizioni marittime dai porti russi dell'Europa e dell'Estremo Oriente, sono state di quasi 8,42 milioni di tonnellate. A. Paces, "L'articolo è Brent in recupero. In Cina arrivano 2 mln b/g di greggio russo", *Staffetta Quotidiana*, 21 giugno 2022.

riserva limitata, sia per i vincoli propri dei singoli paesi sia perché la Russia – uno dei pesi massimi dell'Opec Plus – è in guerra e sottoposta a sanzioni.

Intanto, nel corso dell'ultima riunione ministeriale, il 30 giugno scorso, l'insieme dei paesi produttori riuniti nell'Alleanza ha deciso di anticipare l'adeguamento della produzione complessiva pianificato per il mese di settembre (circa 432.000 bbl/g) ridistribuendolo equamente nei mesi di luglio e agosto 2022. La produzione dei due mesi centrali dell'estate è, quindi, attesa crescere di oltre 600.000 bbl/g, con tutti i dubbi del caso sulla reale capacità di adempiervi, in ragione delle evidenti difficoltà di *compliance* accumulate negli ultimi mesi.

Ad influire su questa decisione, vi è probabilmente l'imminente visita in Arabia Saudita del presidente degli Stati Uniti, prevista per la metà di luglio. Nei mesi scorsi, Washington ha esercitato una costante pressione sui produttori Opec affinché rilasciassero più petrolio sul mercato ma senza successo. È infatti risaputo che i rapporti fra il mondo arabo e gli Usa non siano dei migliori, specie dal 2003 dopo l'invasione dell'Iraq. Tuttavia, con questa decisione, l'Opec Plus guidata dall'Arabia Saudita ha voluto offrire un ramoscello d'ulivo "agli avversari", pur perseguendo parallelamente la priorità di mantenere a bordo la Russia e quindi di non procedere a un rapido aumento dell'offerta per colmare l'ammacco delle importazioni destinate all'Europa.

A oggi, la tenuta dei rapporti tra Arabia Saudita e Russia non sembra essere messa in discussione, come è emerso chiaramente anche dal recente incontro di San Pietroburgo tra il ministro dell'Energia saudita, il principe Abdulaziz bin Salman, e il vice primo ministro russo Alexander Novak. "I rapporti sono caldi come il tempo a Riad" ha asserito il ministro saudita; parole confermate dallo stesso Novak e che sembrano conferire alla cooperazione quella base di stabilità che pareva essere venuta meno due anni orsono. Ma la criticità della situazione attuale richiede cautela, evitando di dare per scontati rapporti che poggiano su equilibri precari.

Rimane, poi, altamente incerta la modalità di gestione dell'offerta a valle della scadenza di agosto relativa al piano di attenuazione dei tagli. Tra le opzioni sul tavolo vi è la definizione di un tetto complessivo alla produzione – senza allocazioni di quote individuali – che consentirebbe una maggiore flessibilità nell'ottica di mantenere il mercato ben rifornito, con l'Arabia Saudita e gli Emirati Arabi Uniti chiamati a coprire le carenze altrui. Tuttavia, un'ipotesi di questo tipo potrebbe generare nuove preoccupazioni sull'assottigliamento della capacità disponibile, innescando proprio ciò che si vuole evitare, vale a dire una nuova fiammata dei prezzi; non è nemmeno da escludere che i due paesi si rifiutino di aprire i rubinetti, dato che gli acquirenti occidentali stanno boicottando le importazioni di petrolio dall'alleata Russia la quale, però, a sua volta, sottrae a Riad quote di mercato nei paesi asiatici. Ancora, occorre valutare i possibili trend di domanda, la cui attenuazione limiterebbe la necessità di regolare al rialzo l'offerta.

In sostanza, le dinamiche innescate dalla guerra e i fondamentali del mercato petrolifero sono a oggi pieni di incertezze, poiché sia i consumi che la produzione potrebbero cambiare improvvisamente e drasticamente a causa di sanzioni, riorientamento dei flussi, prezzi elevati o recessione. È quindi improbabile che si arrivi a un punto di maggior chiarezza prima della prossima riunione dell'Opec Plus, il 3 agosto, che si preannuncia come un incontro cruciale.

Tra 65 e 380 doll/bbl: l'indecifrabilità del futuro

L'incapacità di decifrare l'andamento dei prezzi nei prossimi mesi è chiaramente rappresentata dalla forchetta di previsioni elaborata dai principali centri di analisi. Si va dalle stime prossime a 65 doll/bbl di Citigroup ai 380 doll/bbl ipotizzati da JpMorgan in uno scenario estremo. Un range estremamente ampio, che denota tutte le incertezze di questo momento storico.

La cautela di Citigroup trova motivazione nei timori di recessione che potrebbero, congiuntamente agli alti livelli di prezzo osservati da marzo, erodere progressivamente i consumi, anche in ragione di un contesto pandemico non ancora risolto. Il cosiddetto *anxiety discount* – calo dei prezzi associato ad aspettative di recessione economica e ad altri shock - si scontra però con l'ancora presente *war premium* – aumento delle quotazioni legato agli effetti della guerra – che trascina con sé il rischio di una drastica riduzione delle forniture russe. Riduzione indotta dalle sanzioni e potenzialmente accelerata dalla stessa Mosca come arma di ritorsione. È questa l'ipotesi di JP Morgan, secondo cui l'imposizione di un tetto al prezzo del petrolio russo – attualmente in discussione nell'ambito del G7 – potrebbe indurre la Russia a una reazione di rappresaglia, privando il mercato di volumi pari a 3-5 mil. bbl/g. Secondo gli analisti, la solidità della posizione fiscale del paese, gli permetterebbe di realizzare una simile manovra senza danni eccessivi per la sua economia. Per il resto del mondo però, le conseguenze sarebbero enormi. Un taglio di 3 mil. bbl/g alle forniture giornaliere spingerebbe i prezzi del Brent a 190 doll/bbl, mentre lo scenario peggiore (5 milioni sottratti) potrebbe comportare un balzo a 380 doll/bbl.

Pur senza delineare simili shock, anche Goldman Sachs si colloca nella fascia rialzista degli analisti del mercato; per la seconda metà del 2022 e i primi mesi del 2023, la banca d'affari ha infatti confermato la sua prospettiva di prezzi elevati, con il Brent atteso portarsi in media sui 135 doll/bbl in ragione del permanere di un deficit strutturale dell'offerta.

In conclusione, i prezzi estremi non sono una novità per i mercati petroliferi, ma la combinazione di una pandemia, una guerra, una crisi energetica e una transizione verso le fonti low carbon rendono la situazione più difficile da gestire e lasciano il mercato in balia del “qui e ora”.

Fattori congiunturali come le restrizioni dettate dalla crisi sanitaria, le potenziali interruzioni di produzione ed esportazione da parte della Russia, l'aumento dell'inflazione e la prospettiva di una recessione si scontrano con fattori che cambiano strutturalmente il modo in cui il mondo produce, consuma e commercia il petrolio. Spencer Dale, economista capo della BP, definisce gli attuali shock come i più grandi dagli anni Settanta e parla di un “trilemma energetico” nei mercati, dovuto alla necessità simultanea di sicurezza energetica, accessibilità economica delle forniture e riduzione delle emissioni di carbonio da parte dei sistemi economici mondiali. Una tempesta perfetta – come l'ha definita il segretario generale dell'Opec Mohammad Barkindo¹³ – che pone sotto assedio i mercati del petrolio e del gas, ancora indispensabili per l'economia globale.

¹³ Nigeriano, al timone dell'Organizzazione degli esportatori di petrolio dal 2016, Barkindo aveva parlato in questi termini in una conferenza ad Abuja il 5 luglio 2022; qualche ora dopo è deceduto, in circostanze ancora da chiarire.

2. Gnl: le dinamiche 2021/22 della commodity alternativa al gas russo

Agata Gugliotta

Al gas naturale liquefatto (Gnl) guardano tutti i principali paesi europei, come alternativa percorribile per sganciarsi dalla dipendenza del gas russo. Il suo essere trasportabile, via nave, quindi senza i limiti infrastrutturali del gas via gasdotto, la sua diversificata provenienza e la sua potenziale flessibilità in termini contrattuali (almeno per i volumi spot e non vincolati da contratti di lunga durata) ne hanno accelerato negli ultimi dieci anni lo sviluppo. Nel 2021, dopo il modesto aumento del 2020 (+0,4% vs il 2019), il commercio internazionale di Gnl ha registrato una crescita del +4,5% secondo il rapporto annuale stilato da Giignl¹ (associazione che raggruppa i principali importatori di gas naturale liquefatto), risentendo positivamente, così come tutte le altre commodities energetiche, della ripresa economica che ha fatto seguito all'anno terribile della pandemia. Una ripresa peraltro ampiamente prevista da tutti i principali scenari di riferimento. Quel che invece non si poteva immaginare era il fatto che l'offerta arrancasse a stare al passo con una richiesta di energia proveniente non solo dai paesi asiatici, tradizionali buyers di Gnl, ma anche dal Sud America. Squilibrio domanda/offerta che si è riflesso sui prezzi, giunti a livelli record, e che ha reso evidente la forte interdipendenza dei mercati e la loro vulnerabilità, che si è acuita drammaticamente a seguito della delicata situazione di crisi susseguente all'invasione della Russia in Ucraina. Un *game changer* che sta ridefinendo gli equilibri di mercato, in cui Gnl è destinato ad avere un ruolo sempre più pivotale. Il presente articolo vuole fornire un quadro dei principali trend domanda e offerta che hanno caratterizzato il 2021 e anticipare alcune tendenze che stanno interessando paesi consumatori e produttori nell'anno in corso.²

Il quadro domanda e offerta nel 2021

Nel 2021 sono stati scambiati 372,3 milioni tonnellate (Mt), un volume che ha coperto circa il 12% dei consumi mondiali di gas naturale. Sul fronte della domanda, ancora una volta si conferma l'Asia come principale consumatore di Gnl: + 7,1% vs il 2020 per un ammontare di 272,5 Mt. Tra i paesi del bacino asiatico, l'incremento maggiore si registra in Cina che, da sola ha importato quasi 80 Mt (+15% sul 2020) superando, dopo decenni di indiscussa leadership, il Giappone come primo consumatore al mondo di Gnl. Un sorpasso di una certa rilevanza che dà a Pechino un ruolo centrale nelle dinamiche di mercato di questa

¹ *The LNG industry GIIGNL Annual Report 2022*, GIIGNL, maggio 2022 (https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May5.pdf).

² L'articolo riprende e approfondisce contenuti sviluppati nell'articolo, dello stesso autore: "GNL: una fotografia del 2021 e le prime tendenze del 2022", *Newsletter GME*, n. 160, giugno 2022 (<https://www.mercatoelettrico.org/Newsletter/20220615Newsletter.pdf>).

commodity. A spiegare la crescita cinese concorrono, da un lato, la robusta ripresa economica e una maggiore richiesta di gas nel comparto della generazione elettrica, che in ragione di politiche ambientali via via più stringenti, ha iniziato a erodere spazio al carbone (che pur rimane la principale fonte del mix elettrico con il 65%), dall'altro, la corsa da parte delle utilities all'accaparramento di più carichi possibili per riempire gli stoccaggi ed evitare di ritrovarsi a corto di gas, come era avvenuto l'anno precedente. Inoltre, a supportare la crescita dell'import cinese, che nel 2011 si attestava a soli 13,6 Mt, ha contribuito la marcata espansione della capacità di rigassificazione del paese che, negli ultimi 10 anni è quintuplicata, portandosi da 20 Mt del 2011 (appena 6 rigassificatori) a quasi 100 Mt (suddivisa fra 21 impianti) del 2021.

Segno positivo anche per la Corea del Sud: +15%, raggiungendo 46,9 Mt in ragione di un incremento dei consumi sia nel comparto della generazione elettrica che in quello industriale, determinato da un inverno prolungato e particolarmente rigido e da un minor apporto del nucleare causa manutenzioni. In crescita, infine, anche l'import di alcuni paesi del Sud Est Asiatico, il cui ricorso al Gnl si spiega per far fronte a consumi elettrici in aumento: +16,8% per la Thailandia, +22,2% per Bangladesh e +19% per Myanmar, gli ultimi due paesi diventati importatori di Gnl solo recentemente (rispettivamente nel 2018 e nel 2020).

Rimangono, invece, stabili rispetto al 2020 (74,4 Mt) le importazioni del Giappone, paese che per la propria conformazione geografica è stato giocoforza fra i primi a ricorrere al gas trasportato via nave. Nel paese del Sol Levante, a contenere i consumi sono stati il prolungamento delle misure di contenimento della pandemia, anche per buona parte del 2021, e il progressivo ritorno alla normalità del nucleare dopo gli anni bui del post-Fukushima.

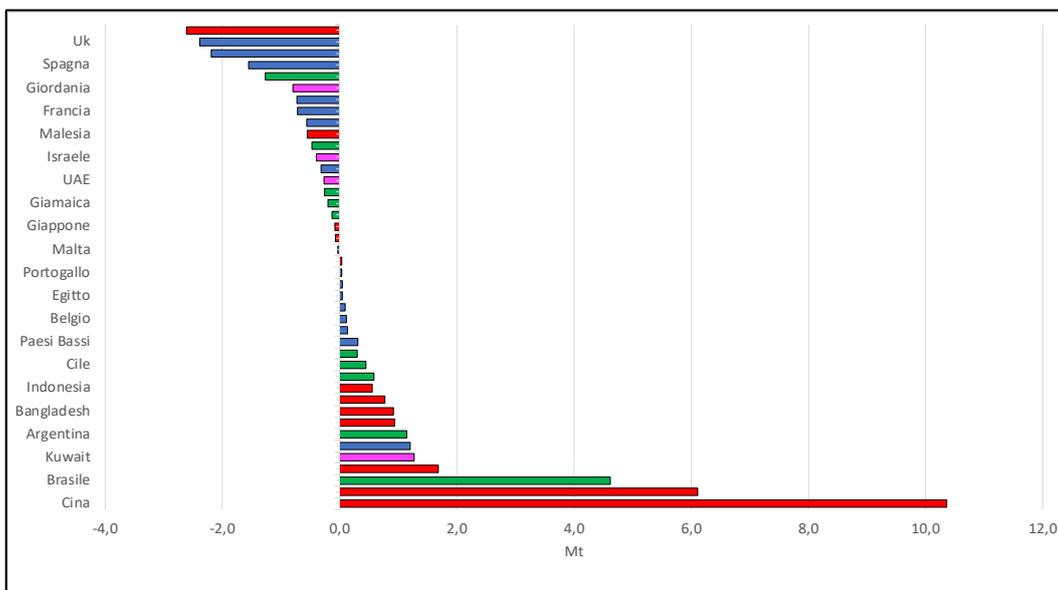
Minori carichi di Gnl, infine, hanno lambito le coste della Malesia (-21,5%), di Singapore (-2,2%) e dell'India che ha segnato quasi -10%. In questo ultimo caso, il trend di decrescita è imputabile a una maggiore produzione domestica di gas naturale e soprattutto a una forte esposizione del paese agli acquisti su base spot del Gnl, che hanno raggiunto prezzi record, a differenza di altri paesi asiatici che, invece, acquistano sulla base di contratti a lungo termine, principalmente indicizzati al petrolio e quindi meno suscettibili alla volatilità dei prezzi.

Spostandoci ad Occidente, merita rilevare il marcato aumento dei volumi nell'America Meridionale: complessivamente +74%, con il Brasile che ha visto quadruplicare il suo import (+193%), a causa del ridotto apporto di idroelettrico per la forte siccità che si è abbattuta nel paese e con l'Argentina, che ha fatto maggior ricorso al Gnl (+85%) in ragione di un minor import dalla Bolivia e di una contestuale una maggiore richiesta proveniente dai consumatori retail.

Registrano, invece, segno negativo, il Medio Oriente (-2,3%) e l'Europa che vede contrarsi il suo import dell'8%. Riduzione, quest'ultima, fuori trend: il calo europeo, infatti, non è imputabile a una minore richiesta, che al contrario è stata sostenuta dato il calo della produzione interna, la riduzione dei flussi dai gasdotti russi e la necessità di ricostituire le scorte, quanto al differenziale fra i prezzi agli hub europei e quelli spot asiatici, a tutto vantaggio di questi ultimi e tale da rendere molto più profittevoli per gli esportatori dirottare

le metaniere verso l'Asia. Tra i principali paesi importatori europei, il calo maggiore si è registrato in Italia (-24,1%), in UK (-17,8%) e in Spagna (-10,1%), mentre segnano una crescita i Paesi Bassi (+5,8%) e il Belgio (+3,3%).

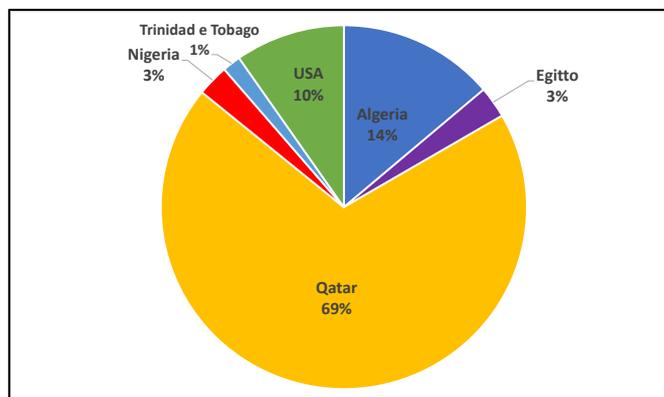
FIG. 2.1 – VARIAZIONE DOMANDA GNL 2021/2020 PER PAESE



Fonte: elaborazioni Rie su dati Giignl

Quanto al nostro paese, l'anno scorso sono stati importati circa 6,9 Mt di Gnl vs i 9,1 dell'anno precedente. La maggior parte dei volumi, quasi il 70%, muove dal Qatar anche in ragione dei contratti di fornitura decennali stipulati con Adriatic LNG, la società che gestisce il terminale di rigassificazione di Rovigo. Seguono l'Algeria con un 14% e gli Stati Uniti con un 10%, mentre residuale la percentuale degli altri: Egitto, Nigeria e Trinidad e Tobago.

FIG. 2.2 – IMPORTAZIONI DI GNL IN ITALIA NEL 2021 PER PAESE DI ORIGINE



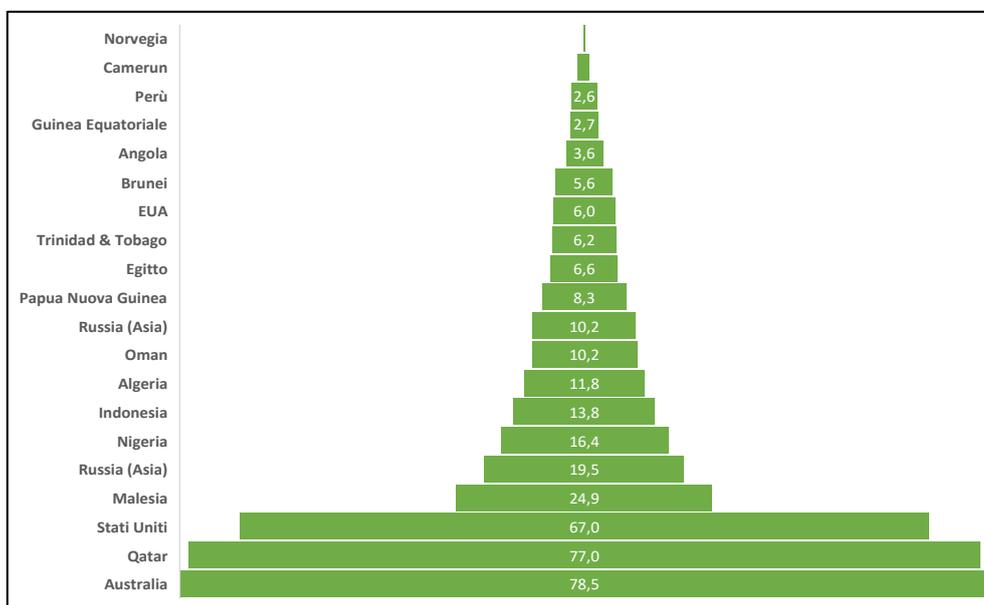
Fonte: elaborazioni Rie su dati Giignl

Sul fronte dell'offerta, nel 2021, sono stati gli Stati Uniti a immettere sul mercato i maggiori volumi incrementali: +22,3 Mt, per un export in aumento di quasi il 50%, in ragione dell'entrata in funzione di un nuovo treno di liquefazione (il sesto a Sabine Pass) e dell'operatività a pieno regime dei treni 2 e 3 dell'impianto di Cameron, del terzo di Corpus Christi e del secondo e terzi di Freeport, la cui produzione era stata avviata nel 2020. Con 67 Mt, gli Usa, si confermano come terzo esportatore mondiale di Gnl, posizione che mantengono dal 2019. Primo esportatore di Gnl al mondo con 78,52 Mt è l'Australia, che da due anni ha sottratto il primato al Qatar, chiudendo a 76,7 Mt, in linea con l'anno precedente. Complessivamente, quindi i primi 3 paesi assorbono quasi il 60% dell'export mondiale, mentre il rimanente 40% è diviso fra gli altri 19.

Oltre che dagli Stati Uniti, l'offerta aggiuntiva è arrivata dall'Egitto (+5,2 Mt) grazie alla ripartenza dell'impianto di Damietta, mentre minore è stato l'apporto di Algeria (+1,2 Mt), Malesia (+1,1 Mt) che vede la partenza della seconda struttura flottante di Petronas e Australia (+0,8 Mt).

Alla crescita dell'output di alcuni bacini, fa da contraltare il calo dell'offerta nigeriana (-4,1 Mt) a causa di operazioni di manutenzione agli impianti, quella di Trinidad e Tobago (-3,9 Mt) per mancanza di materia prima e quella norvegese (-2,9 Mt) a causa dei ritardi nel ripristino delle operazioni dell'impianto di Snovhit (Hammerfest) fermo per un incendio divampato nel 2020 (la ripartenza avviene solo il 2 giugno 2022³).

FIG. 2.3 – OFFERTA DI GNL PER PAESE 2021 (IN MT)

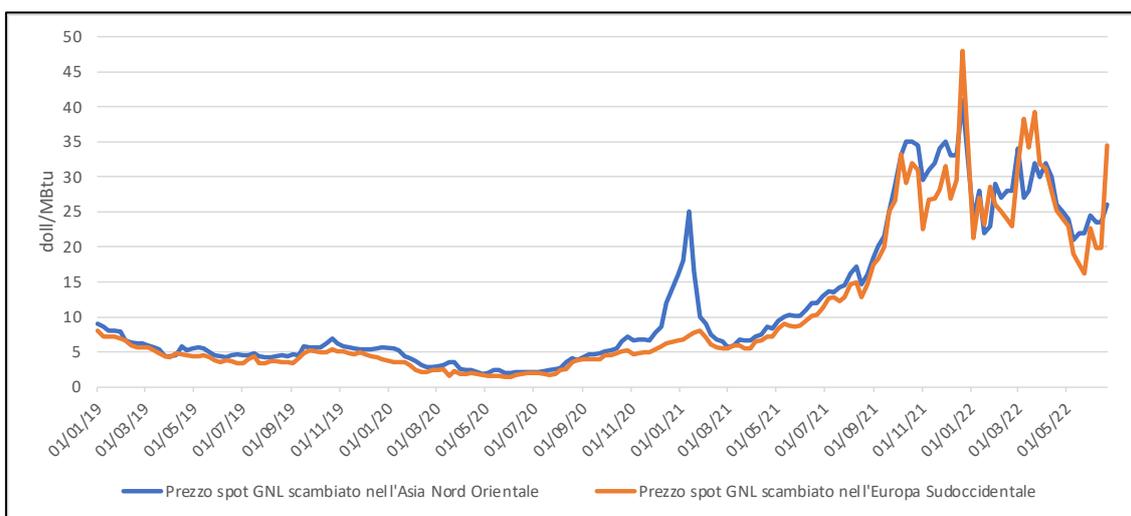


Fonte: elaborazioni Rie su dati Giignl

³ “Equinor restarts Hammerfest LNG production”, *Offshore Energy*, 2 giugno 2022 (<https://www.offshore-energy.biz/equinor-restarts-hammerfest-lng-production/#:~:text=Norwegian%20oil%20giant%20Equinor%20has,the%20fire%20in%20September%202020.&text=On%202%20June%202022%2C%20Equinor,LNG%20is%20back%20in%20production>).

Un'indisponibilità generalizzata⁴ che era iniziata già nel 2020 a causa della diffusione del Covid e che si è protratta nel 2021, contribuendo a inasprire la situazione di *tightness* di mercato, che, insieme a una domanda robusta ha pesato sull'escalation dei prezzi del gas. In Asia, nel 2021, i prezzi spot del Gnl sono cresciuti di quattro volte sul 2020, chiudendo sui 17,5 doll/Mbtu. Dal minimo di circa 7,5 doll/Mbtu (media mensile di febbraio) si passa al massimo di 37 doll/Mbtu a dicembre, con punte giornaliere anche sopra i 41 doll/Mbtu. Anche nel Vecchio Continente (come riferimento si prendono i prezzi spot per i volumi scambiati presso i rigassificatori dell'Europa Sud Occidentale) i prezzi conoscono un vero e proprio rally rispetto all'anno precedente, anche se mediamente si sono attestati su valori leggermente più bassi di quelli asiatici (15,4 vs 17,5). Fa eccezione il mese di dicembre, quando nuove incertezze lato offerta – la Bielorussia che ha minacciato di bloccare il passaggio del gas dal suo territorio, le tensioni russe-ucraine e la riduzione dei flussi dalla Norvegia – hanno determinato una fiammata dei prezzi europei, che chiudono l'anno sui 38,6 doll/Mbtu oltre un dollaro più alti del prezzo riconosciuto presso le coste asiatiche. Un aumento che ha spinto numerose metaniere, soprattutto provenienti dagli Usa, a cambiare rotta e a virare verso l'Europa.

FIG. 2.4 – ANDAMENTO PREZZI SPOT DEL GNL IN ASIA NORD-ORIENTALE E IN EUROPA SUD-OCCIDENTALE



Fonte: elaborazioni Rie su dati World Gas Intelligence

Proprio per la sua natura intrinseca, il Gnl richiede un vasto e costoso apparato infrastrutturale tanto lato offerta per la sua liquefazione, quanto lato domanda per la sua ricezione e immissione in rete. A fine 2021, nel mondo si contano quasi 60 impianti di liquefazione (vs i 24 del 2011), distribuiti in 22 paesi, per una capacità complessiva di circa

⁴ A. Gugliotta, "GNL: Qual è lo scenario di offerta sul breve-medio periodo?", *Newsletter GME*, n. 153, novembre 2021 (<https://www.mercatoelettrico.org/Newsletter/20220615Newsletter.pdf>).

462 Mt. Di questi, 5 sono strutture flottanti ubicate a mare: tecnologia recente a cui si è ricorso solo negli ultimi 5 anni. Circa metà della capacità di liquefazione si trova nei tre principali produttori: Australia 87,1(19%) Mt, Stati Uniti 81,25 (18%) Mt e Qatar 77 Mt (17%).

Nettamente più alta la capacità di rigassificazione mondiale: 993 Mt distribuita in circa 170 rigassificatori ubicati in 44 paesi, ultimo dei quali la Croazia, entrata nel club degli importatori nel 2021. Di questi, una trentina sono strutture flottanti (per una capacità di circa 115 Mt), opzione sempre più preferita dagli importatori in ragione della sua flessibilità, di minori costi e tempi di realizzazione e, verosimilmente, di una minore opposizione locale rispetto alle infrastrutture onshore.

Il paese con la più ampia capacità di rigassificazione è il Giappone con 227 Mt, seguono gli Usa con 132 Mt, divisi in una dozzina di impianti, molti dei quali oggi inutilizzati o convertiti, in seguito alla rivoluzione dello *shale gas*, alla liquefazione del Gnl; la Corea del Sud (112 Mt) e la Cina (quasi 100 Mt) che, come detto, ha investito massicciamente nell'ultimo decennio in terminali di ricezione del Gnl. In Europa complessivamente sono operativi 40 impianti per una capacità complessiva di 183,7 Mt. La maggior parte degli impianti (7) e della capacità (49,2 Mt) si trova in Spagna, meno collegata, rispetto ad altri paesi, alla rete di gasdotti europea. In Italia, gli impianti di rigassificazione sono tre: quello di Panigaglia, operativo dal 1969, ubicato sulla terraferma e con una capacità di circa 2,5 MT; quello offshore realizzato con tecnologia Gbs (Gravity Based Structure) cioè non galleggiante ma collocato su una piattaforma, come quello di Porto Viro in Provincia di Rovigo, funzionante dal 2009 e con una capacità di 5,6 Mt e quello offshore Fsr (Floating Storage and Regasification Units) di Livorno, operativo dal 2013 e con una capacità di 2,8 Mt.

Il differenziale molto ampio fra capacità di rigassificazione e importazioni di Gnl spiega perché, anche nel 2021, il tasso di utilizzo medio dei rigassificatori, a livello mondiale, si sia attestato al 37,5%, in linea con il 2020, ma leggermente più basso del 2019 (38,6%). In Asia, il tasso di rigassificazione è stato prossimo al 49% mentre in Europa del 41%, in calo rispetto al 44% del 2020 e al 48% del 2019, quando in un contesto di forte sovrabbondanza di offerta, i terminali europei fungevano da mercato di ultima istanza dei volumi di Gnl che non venivano acquistati altrove, soprattutto di quelli spot e quindi sganciati da contratti di fornitura di lungo periodo. In merito a quest'ultimo aspetto, merita rilevare come nel corso degli anni, si sia registrato un progressivo aumento della quota di commercio spot o su breve termine⁵ sul totale del Gnl scambiato: quota passata dal 5% del 2003 al 36,6% dell'anno appena concluso. Quest'ultimo dato risulta in calo rispetto al 40% del 2020 e si spiega in ragione di prezzi spot a livelli record che hanno scoraggiato l'acquisto di volumi trattati a brevissimo termine, soprattutto in quei paesi che sono particolarmente esposti su questo mercato, come l'India che ha importato su base spot solo 7,5 Mt vs i 13,6 del 2020 e i 12,5 del 2019.

⁵ Un contratto spot o di breve termine ha una durata uguale o inferiore a 4 anni.

Nel 2021, a minori volumi commercializzati sul mercato spot ha fatto da contraltare un incremento dei contratti a lungo termine, in ragione di una maggiore propensione dei *buyers* a garantirsi volumi futuri in un contesto di prezzi alti e volatili.

Le prime dinamiche del 2022

Per il 2022, le principali stime indicavano un ridimensionamento della domanda di Gnl. L'Agenzia di Parigi, per esempio, sul finire dall'anno scorso, stimava un aumento del commercio mondiale di Gnl nell'intorno del 2%: l'attesa, infatti, era di una minore richiesta da parte dell'Asia, di un declino delle importazioni europee e di un miglioramento delle condizioni di siccità che avevano interessato l'America Latina. Nessuno però si attendeva quel che sarebbe successo il 24 febbraio – l'invasione russa dell'Ucraina - né tanto meno che il conflitto si sarebbe protratto così a lungo e che il peggiore degli scenari – l'interruzione dei flussi di gas della Russia – fosse così concreto. Da allora parte la corsa disperata da parte dei principali paesi europei a sganciarsi il più possibile dalla dipendenza energetica da Mosca e diversificare le forniture e il ricorso al Gnl diventa una delle opzioni più percorribili. Nei primi 5 mesi dell'anno, secondo le stime preliminari di Bernstein⁶, le importazioni europee di Gnl sono aumentate del 50% rispetto al pari periodo del 2021, per compensare i ridotti flussi di gas piped russo e per ricostituire il più possibile le scorte, che hanno toccato, alla fine della stagione dei prelievi, livelli di riempimento fra i più bassi degli ultimi anni. Una maggiore domanda europea che, come si evince dalla figura 4, è nel primo semestre 2022, alla base di prezzi del Gnl più alti in Europa rispetto all'Asia, dove per ragioni varie (lockdown in Cina, riduzione dei consumi, maggior ricorso a fonti alternative) le importazioni nette hanno subito un ripiegamento. Un calo che non si esclude sia solo temporaneo vista la necessità di ricostituire le scorte, e specie se i prossimi mesi invernali dovessero tornare a essere, ancora una volta, particolarmente rigidi.

Lato offerta, a soddisfare buona parte della domanda aggiuntiva è stato un maggior export da parte degli Stati Uniti: secondo i dati Eia Department of Energy (Doe)⁷, da gennaio a maggio, l'UE27+UK ha importato mediamente un volume giornaliero il 66% più alto della media del 2021, mentre, secondo i dati preliminari dell'Aie, in giugno per la prima volta gli Usa hanno superato la Russia nei volumi di gas forniti all'Europa⁸.

La guerra e la congiuntura internazionale che da questa è scaturita, stanno condizionando il mercato del Gnl, indirizzandone le dinamiche tanto nei paesi consumatori specie quelli europei alle prese con la gestione della crisi russo-ucraina e la sicurezza delle loro forniture di gas, quanto nei paesi produttori, che stanno provando ad adeguare le proprie politiche di offerta. Proviamo a capire in che termini.

⁶ "Liquefied Natural Gas Comes to Europe's Rescue. But for How Long?", *The New York Times*, 29 giugno 2022 (<https://www.nytimes.com/2022/06/29/business/liquefied-natural-gas-europe.html>).

⁷ "Europe imported record amounts of liquefied natural gas in 2022", Eia Doe, 14 giugno 2022 (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52758>).

⁸ "Gas, a giugno l'UE importa più dagli Usa che dalla Russia", *Staffetta Quotidiana*, 30 giugno 2022 (<https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=366269>).

Lato domanda, diversi paesi europei si stanno affrettando per massimizzare le importazioni di Gnl (vedi la Lituania) o per dotarsi di nuove infrastrutture di rigassificazione per tagliare le importazioni russe via gasdotto. L'opzione preferita è quella delle strutture flottanti di rigassificazione (Frsus), ubicate a mare e che possono essere installate in tempi più rapidi rispetto ai terminali onshore. L'urgenza si pone da un lato, per quei paesi la cui dipendenza dal gas russo è elevata e per cui il blocco delle forniture avrebbe ripercussioni gravi e dall'altro, per quelli che, non avendo accettato di pagare il gas in rubli, hanno già subito la chiusura dei rubinetti da parte di Mosca.

Tra primi vi rientra la Germania, che attraverso le sue compagnie Uniper e RWE, ha fatto richiesta per ben 4 strutture flottanti⁹ e si sta muovendo attraverso i suoi canali politico-commerciali, per siglare accordi di vendita di lunga durata, come quello preliminare firmato da RWE con la statunitense Sempra Infrastructure per la fornitura quindicennale di 2,5 Mtpa di Gnl Usa¹⁰ o quello concluso dall'utility EnBW per la fornitura di 1,5 Mt/a per 20 anni dagli impianti di Plaquemines e CP2. Per il primo dei quattro rigassificatori offshore, quello presso Wilhelmshaven, sono stati già avviati i lavori e si attende l'inizio dell'operatività per fine 2022.

Anche la Turchia, che già può contare su quattro strutture flottanti, attraverso la compagnia di stato Botas sta pensando di commissionarne una quinta. La nuova infrastruttura dovrebbe avere una capacità di 25 milioni di mc/g, dovrebbe essere collocata nel Golfo di Saros nel Nord Ovest della Turchia ed è attesa sul finire del 2022. Oltre che per soddisfare i consumi interni, il nuovo terminale potrebbe anche concorrere al soddisfacimento di una parte della domanda di gas europea.

Puntare sul GNL per diversificare le forniture, è anche la strategia dell'Italia che ha previsto l'installazione di due navi rigassificatrici presso le proprie coste, una delle quali acquistata già a fine maggio da Snam dalla Golar LNG¹¹, mentre per la seconda sono state avviate le trattative per l'acquisto entro fine giugno. Sempre il nostro paese si è impegnato in accordi con Israele per aumentare le forniture di gas israeliano tramite il gasdotto Eastmed¹² (progetto presentato tanti anni fa e di nuovo preso in considerazione) o tramite l'Egitto sotto forma di Gnl. Attualmente il gas israeliano non arriva in Italia, ma qualora venissero utilizzati gli impianti di liquefazione egiziani, il gas potrebbe giungere via nave presso i nostri porti.

Infine, la Francia con TotalEnergies si è mostrata pronta a installare un rigassificatore offshore a La Havre, nel Nord del paese.

I paesi che si sono rifiutati di pagare il gas in rubli, e che quindi hanno subito la scelta del taglio delle forniture di Mosca sono i Paesi Bassi, la Finlandia, la Polonia e la Bulgaria. I primi, esclusi dalle forniture di gas russo a fine maggio, hanno già previsto l'installazione di due

⁹ L'impianto di Wilhelmshaven dovrebbe avere una capacità di 7,5 mld di mc, mentre le altre 3 di 5 mld di mc

¹⁰ *Sempra Infrastructure and RWE Sign Heads of Agreement for U.S. LNG Supply*, Sempra, 25 maggio 2022 (<https://www.sempra.com/sempra-infrastructure-and-rwe-sign-heads-agreement-us-lng-supply>).

¹¹ "Arriva il primo dei due rigassificatori galleggianti", *Staffetta Quotidiana*, 1 giugno 2022 (<https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=365496>).

¹² "EastMed-Poseidon: una via sicura nel rebus delle forniture gas", *RivistaEnergia.it*, 24 giugno 2022 (<https://www.rivistaenergia.it/2022/06/eastmed-poseidon-una-via-sicura-nel-rebus-delle-forniture-gas/>).

terminali offshore di rigassificazione presso il porto di Eemshaven. L'arrivo delle due navi è atteso entro la fine del terzo trimestre¹³. La Finlandia, invece, ha pianificato la costruzione di una struttura flottante di ricezione del Gnl insieme all'Estonia, da ubicare nel porto di Inkoo, per sopperire al blocco di forniture di metano dalla Russia, da cui arriva quasi tutto il gas consumato dal paese, fonte, che, sebbene pesi solo un 5% sul mix energetico, rimane strategica per l'industria, principale destinataria. Il terminale dovrebbe essere già disponibile per il prossimo inverno¹⁴.

Stessa dinamica anche per la Polonia, in trattative con Slovacchia e Repubblica Ceca per espandere la capacità dell'impianto flottante di rigassificazione (da circa 3 a 6 Mtpa) già pianificato, che dovrebbe sorgere nella Baia di Gdansk, nonché per anticiparne l'entrata in funzione al 2025 vs il 2027.

La Bulgaria, invece, che si è vista mancare quasi 3 mld di mc di gas che dalla Russia giungeva nel paese tramite il gasdotto Turkish Stream, sta guardando a possibili forniture di GNL dagli Usa, ma, non potendo contare su infrastrutture interne di rigassificazione, il gas liquefatto aggiuntivo dovrebbe prima arrivare in Grecia presso il terminale di Revithoussa.

Chiudiamo questa disamina, con la Lituania, che è stato il primo stato a poter interrompere le importazioni di gas russo, ad aprile, grazie a investimenti che aveva fatto nelle infrastrutture di Gnl e che gli hanno permesso, senza troppe difficoltà, di diversificare gli approvvigionamenti. Principale fornitore alternativo alla Russia, gli Usa.

Spostandoci fuori dall'Europa è soprattutto il Giappone a cercare altrove alternative al gas russo. Tokyo sta considerando l'opportunità di finanziare con fondi pubblici la costruzione di nuova capacità di liquefazione negli Usa¹⁵, anche se pare, non voglia rinunciare alle sue quote del progetto russo di liquefazione di Arctic Lng 2 né tanto meno al gas processato nell'impianto di Sakhalin 2. Quest'ultimo ubicato sull'isola russa di Sakhalin, a nord del Giappone, consente alle navi gasiere di raggiungere il paese nipponico in circa tre giorni, riducendo così notevolmente i costi di trasporto e soddisfa circa un decimo della domanda di GNL del paese.

Se guardiamo alle politiche messe in atto dai produttori, quel che si rileva è soprattutto la dinamicità degli Stati Uniti. Vuoi per ragioni squisitamente politiche, vuoi per le caratteristiche di un settore, quello del GNL, giovane e con potenzialità di crescita, il paese a

¹³ “Exmar’s FSRU almost ready to serve at Eemshaven LNG terminal”, *Offshore Energy*, 21 giugno 2022 (<https://www.offshore-energy.biz/exmars-fsru-almost-ready-to-serve-at-eemshaven-lng-terminal/#:~:text=Exmar's%20FSRU%20almost%20ready%20to%20serve%20at%20Eemshaven%20LNG%20terminal,-Infrastructure&text=Gasunie%20will%20use%20the%20FSRU,the%20Bangladesh%20projects%20in%202018>).

¹⁴ “Finland’s first FSRU to be placed at Fortum’s Inkoo port”, *Offshore Energy*, 10 giugno 2022 (<https://www.offshore-energy.biz/finlands-first-fsru-to-be-placed-at-fortums-inkoo-port/#:~:text=Finnish%20energy%20companies%20Gasgrid%20and,Exemplar%2C%20at%20Fortum's%20Inkoo%20port.&text=Inkoo%20is%20a%20deep%2Dwater,the%20Southern%20Coast%20of%20Finland>).

¹⁵ “Japan mulls using public finance for US LNG expansion: minister”, *S&P Global Platts*, 10 maggio 2022 (<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/051022-japan-mulls-using-public-finance-for-us-lng-expansion-minister#:~:text=Japan%20mulls%20using%20public%20finance%20for%20US%20LNG%20expansion%3A%20minister,-Share&text=Japan%20is%20considering%20providing%20public,its%20dependency%20on%20Russian%20energy>).

stelle strisce si sta dimostrando, almeno sulla carta, disponibile a soccorrere un mercato in affanno, immettendo volumi aggiuntivi di GNL e promettendone ulteriori per i prossimi anni (si veda l'accordo con l'UE per la fornitura di almeno 15 mld mc di GNL nel 2022, fino ad arrivare a 50 entro il 2030). Una sorta di euforia sta investendo il comparto del gas liquefatto americano dall'inizio della guerra. Da un lato, gli impianti esistenti operano a pieno a regime, con conseguente aumento della produzione nazionale e dei volumi esportati, che, con l'entrata in funzione, nel corso dell'anno di altri treni di liquefazione, sono destinati a superare le quantità prodotte da Australia, paese a cui gli Usa dovrebbero sottrarre lo scettro di primo esportatore mondiale. Dall'altro, molti progetti per nuovi liquefattori, il cui iter autorizzativo o i lavori di costruzione procedevano a rilento, hanno ripreso la loro corsa – a giugno 2022 Cheniere ha preso la Fid per la fase 3 dell'impianto di Corpus Christi (da 10 Mtpa) –, mentre molti di quelli in stand by o addirittura abbandonati tornano in auge. Per alcuni di questi, inoltre, si riescono a strappare anche i primi contratti di lungo termine¹⁶, indispensabili per favorire il progresso di progetti così costosi e time-consuming. In questo contesto di rinnovato ottimismo, stona l'incidente che a inizio giugno ha colpito il liquefattore di Freeport Lng, il secondo maggior impianto di export di gas naturale liquefatto in Usa e uno dei principali impianti da cui parte il Gnl destinato all'Europa (il 70% dei carichi). A causa dell'incendio la produzione non riprenderà prima di tre settimane, ma i tempi potrebbero essere più lunghi: il che si potrebbe tradurre in una perdita di 4-5 Mt su base annua¹⁷.

Anche nel vicino Canada, il ritrovato ottimismo potrebbe accelerare lo sviluppo del comparto del GNL, fino all'anno scorso ritenuto ormai al tramonto: un nuovo contesto in cui trovano giustificazione progetti come Lng Canada, il liquefattore da 14 Mtpa operato, tra gli altri, da Shell e ubicato a Kitimat, nella British Columbia (atteso per il 2024) e altri due impianti sulla West Coast, tipo Woodfibre Lng e Ksi Lisims Lng.

A riprendere slancio, sono anche alcuni progetti di liquefazione in Africa. In Mozambico si attende la ripresa dei lavori di avanzamento del progetto Mozambique LNG di TotalEnergies, sospesi a causa di un attacco condotto da miliziani jihadisti¹⁸, mentre il primo carico dall'impianto galleggiante (Flng) Coral Sul, operato da Eni, assieme ai partner ExxonMobil, Cnpc, Galp, Kogas ed Enh, è atteso nella seconda metà del 2022¹⁹.

¹⁶ Tra gli altri: l'utility francese Engie SA ha bloccato quasi 2 milioni di tonnellate di GNL dall'impianto proposto da NextDecade Corp. Venture Global ha firmato il primo accordo con una compagnia tedesca, mentre Sempra Infrastructure, ne ha firmato uno preliminare con il gigante chimico Ineos.

¹⁷ M. Rashad, "Analysis: Asian demand, rising costs squeeze Europe's LNG import plan", *Reuters*, 24 giugno 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/asian-demand-rising-costs-squeeze-europes-lng-import-plan-2022-06-23/>).

¹⁸ M. di Liddo, "Il terrorismo jihadista minaccia lo sviluppo del GNL in Mozambico", *RiEnergia*, 25 maggio 2021 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34771/Il+terrorismo+jihadista+minaccia+lo+sviluppo+del+GNL+in+Mozambico/Di+Liddo>)

¹⁹ Avviata l'introduzione di idrocarburi nella Coral Sul FLNG, nelle acque del Mozambico, Eni, 18 giugno 2022 (<https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/06/avviata-idrocarburi-nella-coral-sul-flng.html>).

In Congo, Eni e governo locale hanno firmato una lettera di intenti per un maggiore sfruttamento delle risorse interne di gas, grazie allo sviluppo di un impianto di liquefazione da 3 Mtpa previsto per il 2023²⁰. L'Egitto, che dall'anno scorso ha registrato una ripresa del settore del Gnl, dovrebbe processare presso i propri terminali di Idku e Damietta il gas estratto in Israele²¹.

Nuove speranze per il più volte procrastinato progetto Tanzania Lng²²: a giugno Equinor e Shell hanno firmato un nuovo accordo con il governo della Tanzania, prodromico alla decisione finale di investimento che dovrebbe essere presa nel 2025.

In Nigeria si sta prendendo in considerazione la costruzione del liquefattore Brass da 10 Mtpa nel Delta del Niger, uno schema bloccato nel 2007.

Chiodiamo, infine, con il Qatar, uno dei principali produttori di GNL al mondo e già fornitore di molti paesi europei. Le cancellerie di tutti i più importanti paesi europei si sono mosse per garantirsi nuove forniture, ma sul breve periodo è verosimile stimare volumi aggiuntivi contenuti dall'emirato, in quanto buona parte dell'output è già venduto sulla base di contratti a lungo termine. Diversa invece potrebbe essere la prospettiva per i prossimi anni, visti i piani di sviluppo del giacimento North Field East, che prevedono un investimento pari a 30 miliardi di dollari, e una produzione che dagli attuali 77 milioni di tonnellate all'anno dovrebbe passare a 126 milioni entro il 2027.

Dall'altra parte della barricata, ma sempre analizzando i paesi produttori, troviamo la Russia. Per quanto i dati sul reale impatto delle sanzioni occidentali non siano univoci (al coro di chi afferma che queste ultime siano state particolarmente pesanti si contrappone la voce di chi sostiene che non siano state finora così incisive) dalle prime notizie di stampa emerge quanto meno una difficoltà da parte dei producers russi a proseguire lo sviluppo dei loro progetti GNL. L'uscita di massa dal paese delle compagnie estere e quindi il venire meno di capitali, ma soprattutto di tecnologie ed expertise, sta rallentando l'avanzamento di molti progetti, fra cui l'Artic Lng-2 e la produzione di quelli già operativi come Sakhalin II e Yamal, ridimensionando le velleità del Cremlino di diventare anche un super esportatore di questa commodity.

Conclusioni

A seguire le indicazioni dell'Aie²³ per il 2022, che stima una crescita del commercio di Gnl del 5%, e a giudicare dalle notizie sopra riportate, pur nella drammaticità del contesto di riferimento, il comparto del Gnl dovrebbe mostrarsi ancora una volta resiliente e capace a rispondere alle esigenze del mercato. Tuttavia, tale assunzione non può essere data per certa.

²⁰ “Gas dal Congo, l'accordo di Eni sul Gnl per 4,5 miliardi di metri cubi all'anno dal 2023”, *Corriere della Sera*, 21 aprile 2022 https://www.corriere.it/economia/aziende/22_aprile_21/gas-congo-l-accordo-eni-gnl-45-miliardi-metri-cubi-2023-0f79ffac-c170-11ec-b24b-141a4aa112a9.shtml.

²¹ “Israele lancia tornata upstream per l'Europa”, *Quotidiano Energia*, 1 maggio 2022 <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/480041>.

²² “Tanzania signs LNG framework agreement with Equinor and Shell”, *Reuters*, 11 giugno 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/tanzania-signs-gas-project-deal-with-equinor-shell-2022-06-11/>).

²³ Gas Market Report Q2-2022, Aie, aprile 2022 (<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2022>).

Diversi istituti di ricerca, da Ieeffa²⁴ a Rystad²⁵, avanzano dubbi sul fatto che sia possibile in maniera rapida un riequilibrio del mercato, così come non è automatico reindirizzare carichi dall'Asia all'Europa, specie se i colossi asiatici torneranno ad acquistare Gnl massicciamente. Situazione che diventerebbe ancor più critica, se il gas russo dovesse mancare. E non solo per evidenti complessità infrastrutturali e logistiche, quanto per altre tre ragioni di primaria importanza. La prima: l'offerta continuerà a faticare a tenere il passo a una domanda che corre veloce. Per Rystad, nel 2022, a fronte di una richiesta di Gnl pari a 436 Mt, l'offerta sarà solo di 410 Mt. Ancora oggi è indisponibile una parte di capacità di liquefazione a causa di manutenzioni, guasti o mancanza di materia prima. Pensare che vi si possa sopperire a breve con nuovi progetti appare velleitario. Per quanto, infatti, l'impennata della domanda abbia ridato vigore a progetti che sembravano ormai dimenticati, realizzare infrastrutture di tale portata richiede tempi inevitabilmente lunghi (i primi si attendono non prima del 2024). Inoltre, i costi sono lievitati negli ultimi due anni almeno del 25% a causa del caro prezzi che sta interessando ogni tipo di materia prima (ad esempio il costo dell'acciaio che serve a produrre i tanker di stoccaggio di un impianto di Gnl è aumentato di oltre 10%, mentre quello del nickel è cresciuto di oltre il 40% da febbraio 2022)²⁶. La seconda ragione afferisce alle strutture contrattuali del mercato globale del Gnl, che, come detto, rimangono prevalentemente legate a contratti di lungo termine pluriennali (mediamente 20 anni), riducendo quindi i margini di flessibilità nel dirottare carichi da un punto all'altro. Infine, il mercato dovrà fare i conti con prezzi che verosimilmente rimarranno molto elevati sul lungo periodo. Più dubbi che certezze, quindi, contraddistinguono i prossimi mesi, che rischiano di rivelarsi difficili, specie se il conflitto fra Russia e Ucraina dovesse prolungarsi oltremodo.

²⁴ *IEEFA experts trace the fallout from Russia's invasion of Ukraine on global liquefied natural gas markets*, Ieeffa, 20 maggio 2022 ([https://ieefa.org/articles/ieefa-experts-trace-fallout-russias-invasion-ukraine-global-liquefied-natural-gas-markets#:~:text=May%202020%2C%202022%20\(IEEFA\),to%20a%20panel%20of%20IEEFA](https://ieefa.org/articles/ieefa-experts-trace-fallout-russias-invasion-ukraine-global-liquefied-natural-gas-markets#:~:text=May%202020%2C%202022%20(IEEFA),to%20a%20panel%20of%20IEEFA)).

²⁵ *A perfect and unavoidable storm: LNG supply crisis will make landfall in winter 2022*, Rystad Energy, 9 maggio 2022 (<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/a-perfect-and-unavoidable-storm-LNG-supply-crisis-will-make-landfall-in-winter-2022/>).

²⁶ "Calls for U.S. LNG Revive Stalled Export Projects, But at Higher Costs", *Reuters*, 21 aprile 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/rising-calls-us-lng-revive-stalled-export-projects-higher-costs-2022-04-21/>).

3. Verso un riallineamento energetico. Il posizionamento dell'Italia dopo lo scoppio della guerra in Ucraina

Marco Valigi

Presentando il piano strategico 2022-2025¹, l'amministratore delegato di Eni Claudio Descalzi ha dichiarato che la guerra in Ucraina ci sta costringendo a vedere un mondo differente da come lo conoscevamo. Si tratta di un'affermazione dirimente, poiché un contesto differente, nel caso di azienda come Eni dalla quale dipende la sicurezza energetica dell'Italia, non potrà dare vita altro che a una strategia connotata da partnership e forme di operatività a loro volta mutate rispetto al recente passato². Benché l'affermazione di Descalzi prenda le mosse dalla guerra, la tesi che si intende sostenere è che l'aggressione russa non rappresenti l'effettivo vettore del cambiamento. Alla base del riorientamento della strategia energetica nazionale, insomma, si collocherebbero piuttosto altre cause. Cerchiamo dunque di comprendere quali ragioni potrebbero sottostare alle decisioni prese dai vertici di Eni.

Conflitti ed energia: i limiti della guerra come fattore esplicativo

I conflitti armati sono un fenomeno che connota stabilmente le relazioni tra Stati, né la fine della Guerra fredda, nel 1991, ha dato origine all'epoca di pace che, provocatoriamente, il politologo americano Francis Fukuyama aveva salutato come "la fine della storia". La "storia" – intesa come relazioni tra entità sovrane connotate anche dalla conflittualità – in questi tre decenni non solo non è finita, ma si è reiterata. A partire dalle guerre dell'ex-Jugoslavia, l'uso della forza, infatti, è stato caratterizzato da geometrie vieppiù complesse. Al loro interno, lo scoppio del conflitto in Ucraina, semplicemente, ha rappresentato l'ultimo e più intricato degli esempi. Di conseguenza, la conflittualità tra stati non è in grado di spiegare da sola il mutamento in atto nella strategia energetica dell'Italia. Di contro, l'aggressione russa, potrebbe contribuire a meglio delineare la direzione e i metodi attraverso i quali il cambiamento auspicato dai decisori italiani dovrebbe realizzarsi.

Questi mesi hanno mostrato che la disponibilità/necessità da parte della Russia di commercializzare il proprio gas attraverso le infrastrutture esistenti non è venuta meno. Del resto, come ha sottolineato Massimo Nicolazzi, qualche tempo dopo lo scoppio delle ostilità, la condizione di mutua dipendenza – in primo luogo tecnica/infrastrutturale, perché le condotte che collegano la Russia agli hub europei sono per definizione rigide, dal momento che seguono un tracciato predefinito e non modificabile – impedisce sia alla Russia sia

¹ Eni, "Generare valore attraverso la transizione. Piano Strategico 2022-2025" (<https://www.eni.com/it-IT/investitori/piano-strategico.html>).

² Eni presenta il nuovo Piano strategico 2022-25, *ESG News*, 21 marzo 2022 (<https://esgnews.it/governance/eni-presenta-il-nuovo-piano-strategico-2022-25/>).

all'Europa di modificare rapidamente i rispettivi comportamenti in materia di energia³. A ciò vanno aggiunti aspetti di ordine contrattuale (accordi pluriennali) e di finanza (investimenti ancora da ammortizzare) che concorrono a determinare una forma di interdipendenza complessa nella quale, inevitabilmente, qualunque sanzione comminata all'aggressore colpirà, soprattutto nel breve termine, anche colui il quale intenderà comminare la sanzione.

In un contesto che sul piano tecnico risulta tuttora strutturalmente favorevole alla conservazione delle relazioni esistenti, ovvero degli approvvigionamenti “via tubo” Italia-Russia, quali fattori, dunque, potrebbero effettivamente avere orientato la condotta italiana? Benché la democrazia e la protezione delle libertà del popolo ucraino costituiscano in questa fase delle condizioni necessarie rispetto al riorientamento del paradigma energetico nazionale, è evidente come esse non siano sufficienti a spiegare il cambiamento di rotta intrapreso da Roma. Quando si parla di energia, le strategie, al pari degli interessi, sono infatti eminentemente nazionali – non ultimo perché, nonostante un maggiore coordinamento e i notevoli progressi compiuti sul piano regolatorio, una politica energetica europea manca tuttora. Per questo motivo, forse, varrebbe la pena orientarsi verso i mercati e l'affidabilità (politica) delle partnership quali cause profonde del mutamento di politiche in atto. Iniziamo dunque a ragionare sui mercati.

Per quanto concerne i mercati energetici, da un punto di vista sistemico ci troviamo in un'epoca di “abbondanza” di idrocarburi, ovvero di un sostanziale eccesso di offerta a fronte di una domanda contratta rispetto al passato, quindi in una condizione ottimale per praticare una virata in termini di fornitori e linee di approvvigionamento. Già prima che scoppiasse la crisi in Ucraina, infatti, l'Italia aveva avviato un processo di revisione del proprio paradigma energetico, orientandolo verso una progressiva, ancorché non così esplicita, emancipazione dal gas proveniente dalla Russia. Pur marginali rispetto ai bisogni energetici nazionali, le partnership avviate alcuni anni fa con i produttori dell'area caspica, la costruzione del gasdotto Tap e il progetto EastMed andavano in tale direzione. A esse, poi, si sono aggiunte ulteriori esplorazioni nel Mediterraneo orientale, l'intensificazione delle relazioni energetiche con l'Egitto e in ultimo con altri produttori africani (Algeria, Congo, Qatar, Angola e, più recentemente, Mozambico). Infine, il piano sul GNL che, invece, vede coinvolti gli Stati Uniti con un'inedita (rispetto proprio alla filosofia di Mattei) partnership relativa a: *a*) trasporto via mare; *b*) rigassificatori e, infine, *c*) stoccaggio.

Il tema dei mercati, nella pratica, controbilancia quello infrastrutturale menzionato nel paragrafo precedente e pone la questione se proseguire con le alleanze di un tempo, oppure volgere lo sguardo altrove non tanto in termini di scelte alternative, quanto piuttosto di trade-off. Proprio in questo quadro mutato, si inserisce la variabile guerra – o meglio la decisione

³ M. Nicolazzi, “Il piano sul gas di Putin è una grande bufala. Se non lo dà all'Europa, se lo tiene nei giacimenti Il piano sul gas di Putin è una grande bufala. Se non lo dà all'Europa, se lo tiene nei giacimenti”, *Huffington Post*, 15 aprile 2022 (<https://www.huffingtonpost.it/economia/2022/04/15/news/petrolio-9187183/#:~:text=Economia-Massimo%20Nicolazzi%3A%20%22Il%20piano%20sul%20gas%20di%20Putin%20%C3%A8%20una%20se%20lo%20tiene%20nei%20giacimenti%22>).

di Putin di intraprendere una guerra offensiva – la quale, secondo lo schema interpretativo utilizzato in questa analisi, sembrerebbe intervenire come acceleratore o fattore facilitante di certe scelte.

Ripensare la sicurezza energetica nel contesto di una “economia di guerra”: i tre assi del mutamento di paradigma energetico in Italia

In particolare, rispetto al tema della sicurezza energetica i due parametri guida utilizzati di norma per approssimare quell’obiettivo sono: **a)** la ragionevolezza dei costi di approvvigionamento - un aspetto che, tutto sommato, nel caso delle forniture russe non poneva né pone particolari problematiche, anzi - e **b)** l’affidabilità delle forniture. La scelta della Russia di intraprendere una guerra dagli esiti incerti sul piano sia militare, sia dell’effettiva capacità/volontà di circoscrivere geograficamente la crisi – un allargamento del conflitto, benché improbabile non è infatti da considerarsi impossibile – ha modificato sfavorevolmente proprio il parametro dell’affidabilità. La scelta di Putin di scatenare un conflitto, infatti, ha introdotto un elemento di incertezza relativo forse più alla capacità russa di fare fronte stabilmente ai bisogni dell’Occidente, che non all’effettiva volontà (virtuale più che reale, dato il bisogno di quel paese di vendere il proprio gas per sostenere un’economia affatto differenziata) di sospendere o ridimensionare fortemente le forniture.

Questa situazione, d’altro canto, nel caso dell’Italia ha incentivato in maniera robusta la spinta verso un mutamento di paradigma. Da un modello basato su un fornitore preminente di notevoli dimensioni come Mosca (il gas russo importato dall’Italia corrisponde a circa 30 miliardi di metri cubi/anno), Eni (vale la pena sottolineare come in questo caso la strategia di mercato dell’azienda denoti, controintuitivamente, una visione più ampia della strategia energetica dell’esecutivo) ha scelto di muoversi in tre direzioni.

Anzitutto, diversamente dal passato, l’Italia ha optato per appoggiarsi a una “plethora” di fornitori e parcellizzare le forniture, ridimensionando il potere del singolo fornitore e, così facendo, generando un risultato positivo sul fronte delle aleatorietà collegate all’eventuale mancata o ridotta erogazione di gas da parte di uno di loro. In questo modo i flussi dovrebbero risultare più stabili e la sicurezza energetica dell’Italia accresciuta. Questo cambiamento che, evidentemente, implica una più significativa presenza italiana in talune aree e una decisa penetrazione da parte di ENI in contesti regionali nel complesso lontani dai tradizionali interessi della compagnia energetica nazionale, ha del resto trovato negli Stati Uniti degli interlocutori pronti a supportare la ricerca di nuove direttrici energetiche. Se da una parte, infatti, De Scalzi e Draghi sono stati entrambi premiati dall’Atlantic Council per i rispettivi meriti, dall’altra, nel caso di De Scalzi, ciò è avvenuto sotto gli auspici di Sultan Ahmed Al Jaber, rappresentante speciale degli Emirati Arabi Uniti per i cambiamenti climatici e ministro dell’Industria e della tecnologia avanzata, quasi si celebrasse una sorta di ‘nuovo matrimonio’ tra l’Italia e l’altro (uno è la Russia) membro chiave dell’Opec Plus, sotto gli auspici della superpotenza.

Un secondo aspetto che coinvolge la rimodulazione della strategia italiana riguarda il Gnl, tema controverso e la cui valenza a oggi è più politico/propagandistica che effettivamente

risolutiva rispetto alle controversie con Mosca. Una prima considerazione riguarda proprio le partnership, ovvero che ricorrendo al Gnl l'Italia torna ad abbracciare, anche sul fronte energetico, gli Usa. Un secondo riguarda i volumi, insufficienti a sostituire il gas russo (gli Stati Uniti al massimo potranno garantire all'Europa 15 mld di metri cubi/anno di Gnl contro gli attuali 150 provenienti dalla Russia). Infine, una terza, concerne le infrastrutture le quali, attualmente non sono in grado di soddisfare eventuali aumenti di export verso il nostro Paese. Benché nel lungo periodo, il Gnl possa costituire un utile “cuscinetto” rispetto a eventuali crisi cicliche (a patto di sviluppare nei tempi effettivamente dichiarati da Cingolani, ovvero 18 mesi)⁴ di fatto la sua valenza sembra dunque quella di un “cavallo di Troia”: in questa fase utile ad accattivarsi le simpatie degli Usa e a rafforzare il loro favore rispetto a certe mosse; nella successiva, ovvero quando eventualmente i nuovi rigassificatori saranno a regime, ad accompagnare la transizione verso le emissioni-zero.

Proprio la decarbonizzazione, infine, costituisce il terzo pilastro, ancorché fondamentale e sincronizzato con la più estesa politica energetica dell'Unione, della strategia messa in atto da Eni. Proprio su questo fronte, benché l'orizzonte sia il lungo termine (2030-35, quindi non compatibile né collegato con le necessità contingenti legate alla guerra), la velocità appare crescente e la linea d'intervento ben definita. Nel piano 2022-25, infatti, Eni afferma di voler accelerare verso l'obiettivo delle zero emissioni nette a cominciare dalle Emissioni scope 1, 2 e 3 (-35% entro il 2030 e del -80% entro il 2040 rispetto ai livelli del 2018 – rispetto agli obiettivi di -25% e -65% del precedente piano); Emissioni scope 1 e 2 (-40% entro il 2025 rispetto ai livelli del 2018 e raggiungimento delle zero emissioni nette entro il 2035, in anticipo di cinque anni rispetto al precedente piano) ed Emissioni scope 1 e 2 relative all'upstream (-65% entro il 2025 rispetto al 2018 in linea con l'obiettivo delle zero emissioni nette entro il 2030).

Gli esiti di queste nuove geometrie, garantite come già detto da una strategia multivettoriale ancorata al supporto dell'establishment americano a Mario Draghi, premiato nella medesima occasione alla segreteria al Tesoro, Janet Yellen, è tuttavia ancora ignoto. Del resto, come nel 1975 l'apertura verso l'allora Unione Sovietica da parte dell'Eni di Mattei aveva costituito una manovra innovativa, capace – nel contesto della distensione – di smarcare l'Italia dalla dipendenza dalle fonti provenienti dai Paesi del Golfo, così il passaggio opposto – ovvero la decisione di lasciare Mosca a favore di nuove partnership nelle quali il ruolo dei paesi arabi torna a essere di primaria importanza – segna l'apertura, oggi, di una nuova fase centrata su un modello di sicurezza energetica nella quale la Russia e certe fonti fossili rappresentano il “passato” della sicurezza energetica italiana.

⁴ “Il Gnl Usa potrà sostituire il gas russo in Italia?”, *Start Magazine*, 26 marzo 2022 (<https://www.startmag.it/energia/gnl-stati-uniti-unione-europea-italia/>).

4. Guidare la transizione energetica. Benefici e rischi delle politiche dell'amministrazione Biden

Fabrizio Anselmo, Gabriele Natalizia

La leadership globale nella transizione energetica rappresenterà sempre di più una sfida a due tra Stati Uniti e Repubblica Popolare Cinese (Rpc), con i primi al momento impegnati contemporaneamente su due fronti. Quello interno, dove il presidente Biden sta cercando, non senza difficoltà, di ribaltare le politiche del suo predecessore incentrate sullo sviluppo dei combustibili fossili, puntando sull'energia pulita. E quello internazionale, dove a seguito della guerra in Ucraina gli Stati Uniti stanno sostenendo gli alleati europei nel tentativo di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento e ottenere anzitempo una – quanto meno parziale – autonomia energetica dalla Russia.

Gli Stati Uniti e la leadership nella transizione energetica mondiale

Con l'arrivo, nel gennaio 2021, di Joe Biden alla Casa Bianca, gli Stati Uniti hanno rivendicato la leadership mondiale nella transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili. Ribaltando l'approccio dell'amministrazione Trump, fondato sulla centralità dei combustibili fossili e su un malcelato disinteresse verso le questioni climatiche, l'amministrazione Biden si è impegnata sin da subito – tanto a livello nazionale che internazionale – nella lotta contro il cambiamento climatico e nella promozione del settore dell'energia pulita. Obiettivi, quest'ultimi, più volte ripetuti nel corso della campagna elettorale e confermati nella *Interim National Security Strategic Guidance* (Inssg) del marzo 2021, dove tra le priorità di sicurezza nazionale viene evidenziata la necessità di “affrontare la crisi climatica” collaborando con la comunità e le istituzioni internazionali e facendo dell'energia pulita il “pilastro centrale” della rinascita economica, per garantire al paese “credibilità internazionale nonché il ruolo di leader nell'agenda mondiale del cambiamento climatico”¹.

Sul piano interno, il presidente Biden, contestualmente al suo insediamento, ha firmato una serie di ordini esecutivi con i quali, oltre ad aver ritirato l'autorizzazione per la costruzione dell'oleodotto Keystone XL², ha sospeso la possibilità di rilasciare nuove concessioni per l'estrazione di gas e petrolio sul territorio degli Stati Uniti³. Come emerge dal *Plan for Climate Change and Environmental Justice*, inoltre, l'intenzione dell'attuale amministrazione americana è quella di decarbonizzare il settore dell'energia elettrica, azzerando le emissioni di CO₂

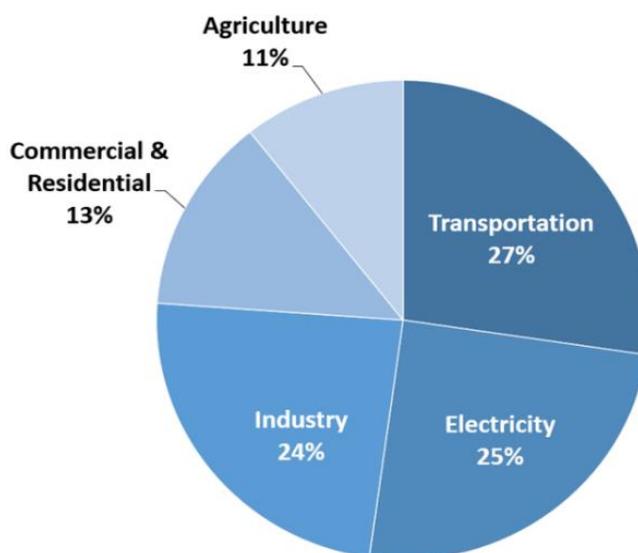
¹ J. Biden, *Interim National Security Strategic Guidance*, marzo 2021 (<https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/03/NSC-1v2.pdf>).

² R. Nickel e N. Williams, “Biden revokes KXL permit in blow to Canada's oil sector, Ottawa disappointed”, *Reuters*, 21 gennaio 2021 (<https://www.reuters.com/article/uk-usa-biden-keystone-idUKKBN29Q0EZ>).

³ Contrariamente, il predecessore Donald Trump, poco prima della fine del suo mandato, aveva accelerato la vendita dei contratti per l'estrazione di petrolio e gas in alcune aree protette, come l'*Arctic National Wildlife Refuge* in Alaska.

dell'industria elettrica entro il 2035, raggiungendo così la neutralità climatica nel 2050⁴. Un traguardo reso complicato dalla recente sentenza della Corte Suprema, a maggioranza conservatrice, che riduce il potere della *Environmental Protection Agency* di limitare le emissioni delle centrali⁵.

FIG. 4.1 – EMISSIONI DI GAS SERRA NEGLI STATI UNITI PER SETTORE NEL 2020



Fonte: United States Environmental Protection Agency

A livello internazionale, Joe Biden ha cercato sin da subito di rilanciare quell'approccio multilaterale che il predecessore Donald Trump aveva accantonato in nome dell'*America First* che – anche per l'attivismo di alcuni attori quali la Rpc e l'Unione Europea – stava minando la leadership americana nella lotta al cambiamento climatico. Sempre tra gli ordini esecutivi emanati nel giorno dell'insediamento, Biden ha firmato la richiesta di far rientrare gli Stati Uniti nell'Accordo di Parigi⁶, dopo che nel 2017 l'amministrazione Trump aveva deciso di denunciare il trattato. Un cambio di approccio che trova conferma nella nomina di John Kerry quale inviato speciale per la gestione del clima e delle emergenze climatiche⁷. Ma anche nella decisione di invitare 40 leader mondiali in un summit sul tema tenutosi nell'aprile 2021 con

⁴ P.P. Raimondi, "US energy policy under the Biden administration: domestic and global dimensions", *Aspenia Online*, 26 aprile 2021 (<https://aspeniaonline.it/us-energy-policy-under-the-biden-administration-domestic-and-global-dimensions/>).

⁵ E. Newburger e D. Mangan, "Supreme Court limits EPA authority to set climate standards for power plants", *CNBC*, 30 giugno 2022 (<https://www.cnbc.com/2022/06/30/-supreme-court-says-epa-lacks-authority-on-climate-standards-for-power-plants.html>).

⁶ Associated Press, "US makes official return to Paris climate pact", *The Guardian*, 19 febbraio 2021 (<https://www.theguardian.com/environment/2021/feb/19/us-official-return-paris-climate-pact>).

⁷ K. Sullivan, "Biden prioritizes climate crisis by naming John Kerry special envoy", *CNN*, 24 novembre 2020 (<https://edition.cnn.com/2020/11/23/politics/john-kerry-biden-climate-envoy/index.html>).

lo scopo di rilanciare le politiche “verdi” su molteplici fronti e riaffermare l’impegno degli Stati Uniti⁸.

L’amministrazione Biden ha così individuato in Pechino il vero e proprio competitor sul piano della transizione energetica. Anche perché a seguito della guerra in Ucraina, gli Stati Uniti contano di mettere anticipatamente fuori gioco Mosca, che comunque nel lungo periodo non sarebbe stata in grado di competere nella nuova corsa alle energie rinnovabili.

La guerra in Ucraina e il nuovo ordine energetico

L’invasione russa dell’Ucraina ha portato l’Unione Europea a cercare di accelerare quel processo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento già timidamente avviato nel corso degli scorsi anni, soprattutto sul piano delle forniture di gas. Un’accelerazione che ha visto ancora una volta un ruolo centrale degli Stati Uniti, oramai da tempo critici nei confronti dell’interdipendenza tra i paesi europei – Germania in testa – e la Russia⁹. L’amministrazione Biden, quindi, non si è distaccata da quanto già indicato nel *Protecting Europe’s Energy Security Act of 2019*, dove si legge che «il Governo della Federazione russa utilizza l’energia come strumento di coercizione e come leva politica», perseguendo una vera e propria “strategia per rendere i paesi europei dipendenti dalle forniture energetiche russe in modo da incrementare questa leva politica”¹⁰.

In tale ottica, quindi, il presidente Biden, pur cercando di evitare un qualsiasi coinvolgimento militare diretto degli Stati Uniti nel conflitto, ha fatto a sua volta ricorso alla leva energetica. Disponendo – tra gli altri provvedimenti – l’embargo del petrolio e gas russo, infatti, ha dato vita a una partita non facile da giocare e non priva di rischi, in particolare per gli alleati europei, maggiormente dipendenti dalle forniture russe, più che per gli stessi Stati Uniti.

Sostituire il gas russo (anche) con quello americano?

Le pressioni americane, che andavano avanti da anni, e la decisione dei paesi europei di rendersi indipendenti dal gas russo hanno costretto la Germania a rinunciare definitivamente al gasdotto Nord Stream 2, ultimato solo di recente e che non era stato attivato ufficialmente per ragioni burocratiche. L’opposizione al gasdotto ha rappresentato, infatti, un elemento di continuità tra le amministrazioni repubblicane e democratiche dell’ultimo decennio. In linea con i suoi predecessori, anche il presidente Biden ha provato – inutilmente – a contrastare la realizzazione del gasdotto adottando una serie di sanzioni già a partire dal febbraio 2021¹¹ e

⁸ “Biden invites 40 world leaders to virtual climate summit: White House”, *Reuters*, 26 marzo 2021 (<https://www.reuters.com/article/us-usa-biden-climate-statement-idUSKBN2BI30J>)

⁹ G. Donolato, *L’energia e la transizione energetica tra Russia e Unione Europea. Intervista al prof. Massimo Nicolazzi*, *Geopolitica.info*, 5 maggio 2021 (<https://www.geopolitica.info/il-mondo-sottostante-lenergia-e-la-transizione-energetica-tra-russia-e-unione-europea-intervista-al-professor-massimo-nicolazzi/>).

¹⁰ *Protecting Europe’s Energy Security Act of 2019*, giugno 2019 (<https://www.congress.gov/bill/116th-congress/house-bill/3206/text>).

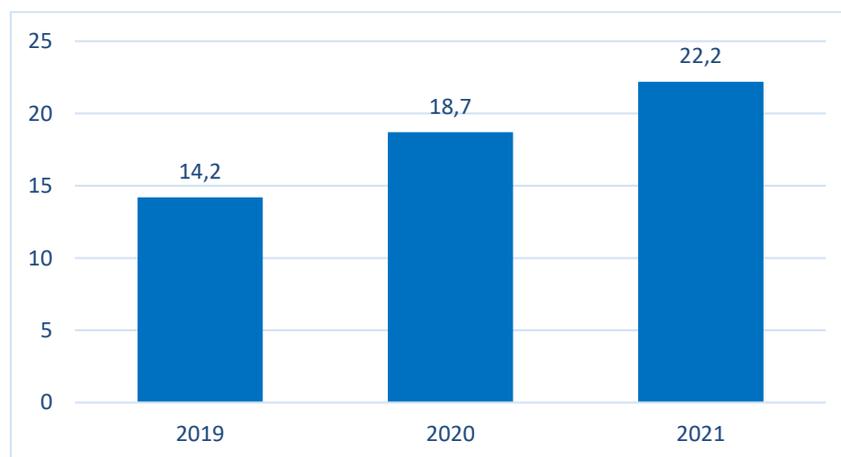
¹¹ A. Shalal, T. Gardner e S. Holland, “US waives sanctions on Nord Stream 2 as Biden seeks to mend Europe ties”, *Reuters*, maggio 2021 (<https://www.reuters.com/business/energy/us-waive-sanctions-firm-ceo-behind-russias-nord-stream-2-pipeline-source-2021-05-19/>).

nominando come suo consigliere per la sicurezza energetica una *leading voice* del fronte contrario al Nord Stream 2 come Hamos Hochstein¹².

Dopo aver dato, in cambio di una serie di tutele a favore dell'Ucraina, luce verde al completamento del gasdotto lo scorso febbraio, a fronte dell'atteggiamento sempre più aggressivo della Russia in una conferenza stampa congiunta con il cancelliere tedesco Scholz, il presidente Biden ha dichiarato che nel caso di un'invasione russa «Nord Stream 2 non esisterà più»¹³. E così, poche settimane dopo, la Germania ha ritirato il parere vincolante adottato l'anno precedente nel quale si affermava che Nord Stream 2 non poneva alcuna minaccia alla sicurezza energetica, bloccando di fatto il gasdotto¹⁴.

Il ripensamento europeo della propria dipendenza energetica dalla Russia ha costretto il vecchio continente ad attivarsi per reperire altrove le quantità di gas in grado di sostituire le forniture russe, che coprono il 40% delle importazioni europee. Gli Stati Uniti hanno dato sin da subito la propria disponibilità a incrementare le forniture di gas naturale liquefatto (Gnl) verso l'Europa: nel mese di marzo, infatti, a Bruxelles è stato firmato un accordo con il quale gli Stati Uniti si sono impegnati a fornire, quest'anno, ulteriori 15 miliardi di metri cubi di Gnl, con l'obiettivo di raggiungere i 50 miliardi di metri cubi all'anno entro il 2030¹⁵.

FIG. 4.2 - ESPORTAZIONI DI GNL (MILIARDI DI METRI CUBI)
DAGLI STATI UNITI VERSO L'EUROPA



Fonte: Commissione europea

¹² N. Bertrand e A. Desiderio, “Biden looks to appoint special envoy to kill Russia-Germany energy pipeline”, *Politico*, luglio 2021 (<https://www.politico.com/news/2021/04/07/biden-envoy-nord-stream-2-479706>).

¹³ “If Russia invades Ukraine, there will be no Nord Stream 2”, Biden says, *Reuters*, 8 febbraio 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/if-russia-invades-ukraine-there-will-be-no-nord-stream-2-biden-says-2022-02-07/>).

¹⁴ S. Marsh e M. Chambers, “Germany freezes Nord Stream 2 gas project as Ukraine crisis deepens”, *Reuters*, 22 febbraio 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/germanys-scholz-halts-nord-stream-2-certification-2022-02-22/>).

¹⁵ C. Krauss, “Europe and the U.S. Make Ambitious Plans to Reduce Reliance on Russian Gas”, *The New York Times*, 25 marzo 2022 (<https://www.nytimes.com/2022/03/25/business/energy-environment/biden-eu-liquefied-natural-gas-deal-russia.html>).

La maggiore dipendenza dal gas americano consente all'Europa di legarsi a un fornitore considerato un alleato anche sul piano politico e non solo su quello economico, cosa di non poco conto in un periodo come quello attuale caratterizzato da crescenti tensioni geopolitiche. Non mancano, però, una serie di rischi e limiti. In primo luogo, infatti, il gas proveniente dagli Stati Uniti consente di sostituire solo una piccola parte di quello proveniente dalla Russia e, soprattutto, non rappresenta neppure una soluzione troppo immediata, dato che al momento gli Stati Uniti esportano al massimo della loro capacità. Tale elemento, unito al fatto che occorreranno anni per mettere a regime le ulteriori soluzioni di diversificazione delle forniture, potrebbe provocare l'apertura di crepe nel fronte atlantico¹⁶, come mostra la difficoltà dell'Unione europea a trovare un accordo sulle sanzioni contro la Russia in campo energetico. A ciò si aggiunga che a un incremento di forniture di Gnl verso l'Europa corrisponderà una diminuzione del gas a disposizione dei paesi in via di sviluppo, col rischio di innescare improvvise crisi energetiche come quella scoppiata di recente in Asia meridionale¹⁷.

Inoltre, dopo aver frenato più volte la realizzazione del gasdotto Eastmed¹⁸, sino ad arrivare a definirlo «non sostenibile economicamente»¹⁹, negli ultimi mesi sono emerse alcune aperture da parte dell'amministrazione americana. Andrew Light, assistente segretario di Stato per gli Affari internazionali e l'ambiente, nel corso di una conferenza, ha affermato che “dopo i recenti sviluppi, daremo un nuovo sguardo a tutto”²⁰. Poco tempo dopo, il segretario di Stato americano Antony Blinken ha incontrato i ministri degli esteri di Cipro, Grecia e Israele mettendo proprio l'energia al centro dell'impegno finalizzato a garantire “pace, stabilità e prosperità nel Mediterraneo orientale”²¹.

Alla ricerca del petrolio tra (vecchi) nemici e rispetto dei diritti umani

Con l'aggravarsi della crisi ucraina, si è assistito a un forte incremento dei prezzi del petrolio, in coincidenza tra l'altro con il problema del progressivo disinteresse verso nuovi investimenti in vista della transizione energetica e delle speranze di un ben più rapido ingresso

¹⁶ G. Di Tommaso, “Never Let a Good Crisis go to Waste? Biden e gli Stati Uniti alla prova ucraina”, *Energia*, 23 giugno 2022 (<https://www.rivistaenergia.it/2022/06/never-let-a-good-crisis-go-to-waste-biden-e-gli-stati-uniti-alla-prova-ucraina/>).

¹⁷ M. Giuli, “Gli Usa offrono rimedi parziali alla crisi del gas in Europa”, *Domani*, 6 giugno 2022 (<https://www.editorialedomani.it/politica/mondo/gas-europa-guerra-ucraina-crisi-stati-uniti-scenari-jre0gkwb>).

¹⁸ F. Petrucciano, “Che c'entrano Ucraina e Cipro? Lavrov lancia invano un amo ad Ankara. L'energia al centro di tutto”, *Geopolitica.info*, 8 marzo 2022 (<https://www.geopolitica.info/ucraina-cipro-lavrov-lancia-invano-amo-ankara/>).

¹⁹ P. Tugwell e G. Georgiou, *U.S. Says EastMed Pipeline to Europe Not Economically Viable*, Bloomberg, 7 aprile 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-04-07/u-s-says-eastmed-pipeline-to-europe-not-economically-viable>).

²⁰ G. Carrer, “La guerra di Putin rilancia il dialogo Italia-Israele sul gas”, *Formiche*, 21 marzo 2022 (<https://formiche.net/2022/03/guerra-putin-eastmed-gas-israele/>).

²¹ U.S. Department of State, Joint Statement on the 3+1 (Republic of Cyprus, Greece, Israel + United States) Foreign Ministerial, 9 maggio 2022 (<https://www.state.gov/joint-statement-on-the-31-republic-of-cyprus-greece-israel-united-states-foreign-ministerial/>).

sul mercato delle fonti rinnovabili²². Una situazione che rende ancora più difficile trovare un accordo su un embargo totale da parte dell'Europa verso le importazioni di petrolio russo. Per questo motivo, e per evitare un ulteriore aumento del costo della benzina, anche in vista delle elezioni di mid-term, gli Stati Uniti hanno avviato contatti con alcuni paesi produttori per reperire nuove forniture di petrolio.

Recentemente, dopo un incontro tra una delegazione americana e il presidente venezuelano Nicolás Maduro, il presidente Biden ha allentato l'embargo petrolifero imposto nel 2018 al Venezuela, il principale paese alleato della Russia in America Latina, consentendo a Eni e Repsol di riprendere le esportazioni di petrolio venezuelano a condizione che siano dirette verso l'Europa²³. Una decisione che, se da un lato, potrebbe aiutare gli europei a rimpiazzare (parzialmente) il petrolio proveniente da Mosca, dall'altro lato andrebbe a rafforzare indirettamente proprio la Russia, dal momento che il Venezuela potrebbe utilizzare gli introiti derivanti dalla vendita del petrolio per saldare gli elevati debiti contratti nel corso degli anni proprio con Mosca.

Contemporaneamente, il presidente Biden sta cercando di ricucire i rapporti con l'Arabia Saudita, deterioratisi negli ultimi anni a causa dell'omicidio del giornalista Kashoggi. Dopo un iniziale rifiuto da parte dell'Arabia Saudita (e degli Emirati Arabi Uniti) a una telefonata con il presidente americano, è giunta la conferma che Biden, a metà luglio, incontrerà il principe saudita Mohammed bin Salman²⁴, per raggiungere nuovi accordi sull'energia e sfruttare il ruolo centrale giocato dall'Arabia Saudita all'interno dell'Opec, aumentando così la pressione sul presidente russo Vladimir Putin.

L'inevitabile destino russo: dalla dipendenza europea a quella cinese

La progressiva, e oramai insanabile, rottura delle relazioni energetiche tra la Russia e il blocco occidentale costringerà Mosca a guardare sempre di più verso oriente: la Rpc, infatti, rappresenta la principale destinazione verso la quale la Russia potrebbe reindirizzare almeno parte dei mancati flussi di gas e petrolio verso l'Europa, dipendendo così sempre di più da Pechino. Un'operazione, però, che potrà realizzarsi solamente nel lungo periodo, dal momento che oggi le infrastrutture esistenti non consentono un incremento sostanziale di tali flussi. Proprio poco prima dell'invasione dell'Ucraina, Russia e Rpc hanno firmato un accordo che prevede la fornitura (per 25 anni) di 10 miliardi di metri cubi di gas all'anno attraverso la cosiddetta *Far Eastern Route*

²² V. D'Ermo, "Guerra, embargo e l'impatto sui prezzi del petrolio", *RiEnergia*, 17 maggio 2022 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34986/Guerra,+embargo+e+l%27%80%99impatto+sui+prezzi+del+petrolio/D'Ermo>).

²³ M. Parranga e M. Spetalnick, "U.S. to let Eni, Repsol ship Venezuela oil to Europe for debt", *Reuters*, 6 giugno 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/exclusive-us-let-eni-repsol-ship-venezuela-oil-europe-debt-sources-2022-06-05/>).

²⁴ "US officials confirm Biden to visit Saudi Arabia, meet MBS", *Al Jazeera*, 14 giugno 2022 (<https://www.aljazeera.com/news/2022/6/14/us-officials-confirm-biden-to-visit-saudi-arabia-meet-with-mbs>).

nonché l'aumento a 38 miliardi di metri cubi delle forniture di gas attraverso il gasdotto *Power of Siberia*, per un totale quindi di 48 miliardi di metri cubi all'anno²⁵.

FIG. 4.3 – LE ROTTE DEL GAS RUSSO VERSO LA RPC



Fonte: Gazprom

Ma non è solamente l'aspetto tecnico a dilatare i tempi, essendovi anche ragioni di natura politica²⁶. L'approccio cinese alla guerra in Ucraina è oggi improntato alla cautela (e all'ambiguità) in quanto Pechino, da un alto, cerca di rivendicare una propria autonomia nelle relazioni con la Russia ma, dall'altro alto, è ben consapevole del danno reputazionale che potrebbe derivare dall'essere percepita quale alleato di Mosca. Ciò, in particolare, alla luce del fatto che la risolutezza degli Stati Uniti nell'affrontare la crisi ucraina vuole essere anche un avvertimento verso tutti quei paesi (Rpc in particolare) che presentano mire revisioniste dell'ordine internazionale.

Conclusioni

Con una Russia che nel lungo periodo sarà quindi destinata a fare in gran parte affidamento al mercato cinese per il proprio petrolio e gas, e sempre più dipendente economicamente (e politicamente) dalla Rpc, sarà proprio quest'ultima la principale rivale degli Stati Uniti nella

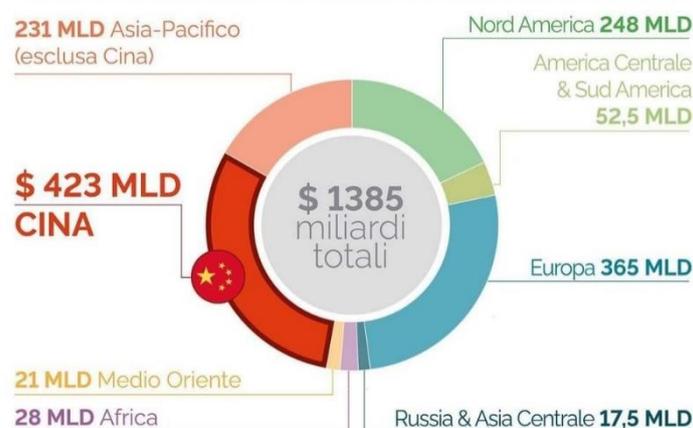
²⁵ C. Aizhu, "Russia, China agree 30-year gas deal via new pipeline, to settle in euros", *Reuters*, 4 febbraio 2022 (<https://www.reuters.com/world/asia-pacific/exclusive-russia-china-agree-30-year-gas-deal-using-new-pipeline-source-2022-02-04/>).

²⁶ J. Scita, "Embargo europeo al petrolio russo: un'opportunità per la Cina?", *RiEnergia*, 17 maggio 2022 (<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34984/Embargo+europeo+al+petrolio+russo:+un%E2%80%99opportunit%C3%A0+per+la+Cina/Scita>).

sfida per la leadership energetica globale. Una leadership, però, che, nel lungo periodo, non si giocherà più sul controllo delle rotte di approvvigionamento dei combustibili fossili bensì nel settore dell'energia pulita.

Gli Stati Uniti, infatti, mirano a competere con Pechino nella corsa nel campo delle tecnologie per le rinnovabili e per la mobilità sostenibile. Non è un caso se nella *Indo-Pacific Strategy* venga più volte ribadito l'impegno degli Stati Uniti a una cooperazione nell'ambito del Quad e dell'Asean con riferimento all'energia pulita²⁷. E che anche il nuovo Concetto Strategico della Nato presenti la sicurezza degli alleati come dipendente anche dal primato dei suoi paesi membri nella lotta al *climate change*²⁸. Un rivale, quello cinese, che detiene però già il primato nella produzione di pannelli solari e turbine eoliche e che è il primo mercato per le auto elettriche.

FIG. 4.4 – QUOTA INVESTIMENTI IN ENERGIA PULITA PER AREE (PREVISIONI 2022)



Fonte: elaborazione ISPI su dati IEA

La transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili avrà quindi importanti ripercussioni geopolitiche e un'influenza crescente verrà giocata da quei paesi che saranno in grado di produrre ed esportare grandi quantità di energia elettrica pulita, proprio come la Rpc. Con gli Stati Uniti, al momento, destinati a inseguire.

²⁷ White House, *Indo-Pacific Strategy of the United States*, febbraio 2022 (<https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/02/U.S.-Indo-Pacific-Strategy.pdf>).

²⁸ Nato, *2022 Strategic Concept*, giugno 2022 (<https://www.nato.int/strategic-concept/>).

5. La partnership energetica fra Russia e Cina alla prova della crisi ucraina

Francesco Sassi

Le turbolenze all'ordine internazionale liberale prodotte dallo sconvolgimento senza pari seguito all'attacco russo all'Ucraina si stanno velocemente abbattendo sui rapporti tra grandi potenze, inchiodando la diplomazia a una sempre più aperta divisione in due blocchi, con l'Occidente industrializzato a competere con la minaccia delle autocrazie internazionali, in primis quella cinese e russa. Questi accadimenti hanno un impatto diretto sui mercati energetici internazionali, già in sofferenza per una crisi strutturale iniziata a metà dello scorso anno e peggiorata ulteriormente dal precarizzarsi della sicurezza energetica europea e l'acuirsi dello scontro tra Federazione Russa e Unione Europea. Sullo sfondo di un'instabilità diffusa dall'inizio della crisi pandemica, Cina e Russia approfondiscono una partnership energetica nei settori del petrolio e gas naturale, alla ricerca di rinnovati equilibri in un quadro quanto mai dinamico e imprevedibile e i cui impatti riverberano sull'intero ordine energetico globale.

Il contesto internazionale

A poche settimane dall'inizio dell'invasione ucraina, il presidente russo Putin ha effettuato il suo secondo viaggio all'estero dall'inizio della pandemia da Covid-19. Obiettivo la partecipazione alla cerimonia d'inizio dei giochi olimpionici invernali di Pechino 2022 e l'incontro con il presidente cinese Xi. Ha già assunto un'importanza storica la dichiarazione congiunta siglata dai due che, opponendosi all'ideologizzazione e all'approccio simile a quello della Guerra fredda in atto in Occidente, invita la Nato ad abbandonare qualsiasi tentativo di espansione della propria influenza, la costruzione di blocchi avversi ed esorta al rispetto della sovranità nazionale¹. Informato a riguardo dello scopo dell'intervento armato dallo stesso Putin a poche ore dall'ingresso armato in Ucraina, Xi ha ribadito più volte l'opposizione a qualsiasi tentativo di dominio alle spese degli interessi di altri paesi tramite la coercizione e il rigetto di una scelta di campo, imposta esternamente, a coloro rimasti neutrali rispetto la Guerra Ucraina². D'altro canto, il messaggio cinese alla comunità internazionale, e in particolare all'Europa, rimane quello della necessità di rispettare le preoccupazioni di Mosca legate alla propria sicurezza nazionale, invitando così alla costruzione di una nuova architettura della sicurezza europea "bilanciata, efficace e sostenibile"³, terminando il prima possibile le sanzioni, causa sia della crisi alimentare che di quella energetica in corso⁴.

¹ President of Russia, Joint Statement of the Russian Federation and the People's Republic of China on the International Relations Entering a New Era and the Global Sustainable Development, 4 febbraio 2022.

² *Xinhua*, Remarks by Chinese President Xi Jinping at the 14th BRICS Summit, 23 giugno 2022.

³ *CGTN*, "China-Russia ties withstand test of changing international situation: Wang Yi", 30 marzo 2022.

⁴ MFA of the People's Republic of China, Foreign Ministry Spokesperson Zhao Lijian's Regular Press Conference, 7 giugno 2022.

Il recente Summit del G-7 che ha professato l'incessante supporto dei sette all'Ucraina, sia sotto il profilo bellico che economico e umanitario⁵, reiterando la centralità dei rapporti di forza tra le democrazie liberali da una parte e autocrazie dall'altra. A dimostrazione di un pericolo di ingessamento di fronti opposti, vi è anche la decisione presa al vertice NATO di Madrid di inserire per la prima volta la Cina come portatrice di "sfide sistemiche" alla sicurezza, interessi e valori dell'Alleanza Atlantica in diversi ambiti strategici⁶. Significativo è anche che entrambi i documenti citino esplicitamente l'energia come uno degli strumenti più performanti in mano alle autocrazie per sfidare interessi e valori occidentali, da una parte assicurando enormi profitti per i paesi produttori e dall'altra rappresentando una duttile arma per sfruttare le vulnerabilità altrui. Mentre il ruolo della Russia è espressamente esaminato, quello dei paesi consumatori, e in particolare della Cina, è largamente trascurato. A tal riguardo, l'analisi della crisi energetica in atto e la comprensione degli scenari in veloce sviluppo non possono che tener conto del ruolo di questi nel bilanciare domanda e offerta a livello globale. Similarmente, rimane centrale lo sforzo di comprendere come le nascenti interdipendenze energetiche si evolveranno, inclusa quella tra Russia e Cina, al centro di questo studio.

Infine, ciò che appare sempre più allarmante è, senza pur riflettere impegni di carattere strategico da ambo le parti, la cooperazione militare fra Mosca e Pechino allargata anche a paesi terzi e una convergenza politica tra le leadership, caratterizzate dall'accentramento del potere e repressione del dissenso. Se l'invasione russa dell'Ucraina ha rinforzato la dimensione strategica, politica e normativa delle relazioni sino-russe, il fallimento di Mosca nel raggiungere risultati entro breve tempo e la pressione occidentale attraverso le sanzioni rischiano di incrementare ulteriormente l'asimmetria di potere tra i due paesi⁷. Questo pone la Cina davanti un dilemma strategico di non poco rilievo, visto l'interesse a supportare un successo militare e politico russo contro la ritrovata unità dell'Occidente, ma allo stesso tempo con molto da perdere dal processo di de-globalizzazione in atto e il possibile decoupling con le economie più avanzate. Sotto questo profilo, la partnership "senza limiti" tra Mosca e Pechino sarà messa sotto uno stress senza precedenti proprio dal prolungarsi del conflitto ucraino; la risoluzione della situazione bellica e un ritorno al primeggiare della diplomazia permangono gli obiettivi primari cinesi⁸. Di fronte però all'evidente

⁵ Nel comunicato spiccano, oltre alle ripetute accuse "all'ingiustificabile guerra di aggressione" del regime di Putin, la questione dell'Indo-Pacifico "libero e aperto" e soprattutto la (vana) richiesta diretta a Pechino di "fare pressione sulla Russia" affinché questa si ritiri dal territorio ucraino. G7 Germany 2022, G7 Leaders' Communiqué, 2022, pp.17-18.

⁶ Oltre a dar forma alla storica adesione di Svezia e Finlandia all'Alleanza, la revisione del NATO Strategic Concept 2022 segna un cambio di tono sia nei confronti di Pechino che di Mosca, definita come una vera e propria "minaccia diretta" alla sicurezza della NATO e la fine del suo stato di "partner". Nato, "Nato 2022 Strategic Security Concept", 2022, pp.4-5 (<https://www.nato.int/strategic-concept/>).

⁷ Una asimmetria che, come Kaczmarek nota, rischia di accentuarsi ancor più in questa fase rispetto quanto occorso a seguito dell'annessione russa della Crimea del 2014. M. Kaczmarek, *The war in Ukraine and the future of the Russia-China relations*, NATO Defense College, Policy Brief, n. 8, aprile 2022 (<https://www.ndc.nato.int/news/news.php?icode=1683>).

⁸ B. Yu, "Ukraine Conflict Déjà Vu and China's Principled Neutrality", *Comparative Connections*, vol. 24, n. 1, 2022 pp.147-56.

contraddizione di una partnership che si fonda sul rispetto della sovranità nazionale, un principio messo evidentemente disonorato dalle stesse azioni russe, il sostegno della Cina alla Russia, più o meno esplicito, rimane uno dei paradossi che meglio rappresentano la nuova fase di organico e rischioso smottamento dell'ordine globale, incluso quello energetico, così per come l'abbiamo conosciuto negli ultimi decenni.

La sicurezza energetica della Russia nel contesto della crisi ucraina

Mai come prima d'ora, in conflitto in Ucraina ha portato le capacità energetiche di un singolo paese al centro dell'attenzione di chi si occupa di relazioni internazionali. Dotata di ampie riserve petrolifere, gassifere e carbonifere, ed essendo il quarto consumatore globale di energia⁹, la Federazione Russa rimane senza pari, sia a livello politico che economico e industriale, nella propria capacità di influenzare i diversi mercati energetici globali. Grazie alla crescita poderosa della domanda di energia primaria registrata nel 2021 e un ritorno al consumo massivo di fonti fossili¹⁰, il ruolo della Russia come produttore ed esportatore di energia è ulteriormente enfatizzato da uno scenario che favorisce una politicizzazione delle interdipendenze energetiche.

Se a ciò si aggiungono narrazioni inverosimilmente conciliabili delle ragioni dietro la crisi energetica in atto fra Russia ed Europa e le opposte prospettive di risoluzione della stessa, si capisce come l'epoca in cui ci troviamo segnerà un punto di svolta di epocale importanza dell'interdipendenza energetica russo-europea¹¹. Il pericolo, tutt'altro che remoto, è che l'elemento energetico diventi parte integrante di una nuova fase di estrema tensione e che, con sfumature decisamente più articolate di come sinora descritto dalla teoria e di conseguenza in modalità largamente incomprese dalle autorità politiche, il commercio di risorse energetiche divenga una componente di pressione politica particolarmente saliente nell'età della transizione¹².

Secondo voci autorevoli, l'invasione russa porterà alla perdita da parte della Russia del suo stato di superpotenza energetica, un pariah dei mercati che forzerà il paese ai margini della

⁹ Rispettivamente, le riserve petrolifere, gasifere e carbonifere russe rappresentano rispettivamente le seste, prime e seconde al mondo.

¹⁰ Nel 2021, la domanda globale di energia è cresciuta del 5,8%, sorpassando i livelli pre-pandemici del 2019. Le fonti fossili corrispondono oggi all'82% dei consumi di energia primaria. BP, *Statistical Review of World Energy*, 2022 (<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>).

¹¹ F. Sassi, "Politiche e strategie nell'epoca dell'estrema volatilità dei prezzi energetici: narrazioni, percezione e implicazioni in Europa e Russia", *Focus Sicurezza Energetica*, n. 3/2021, Osservatorio di Politica Internazionale (a cura di ISPI), Camera dei Deputati, settembre/dicembre 2021, pp. 22-38 (chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.parlamento.it/application/xmanager/projects/parlamento/file/repository/affariinternazionali/osservatorio/focus/Focus_sicurezza_energetica_n_3_2021.pdf).

¹² F. Sassi, "The geopolitics of the European Union-Russia natural gas trade: Reviewing power in international energy markets", in F. Taghizadeh-Hesary e D. Zhang, *Handbook of Energy Policy*, Springer, 2022 (in prossima uscita).

globalizzazione¹³. L'UE sta applicando in successione una serie di pacchetti sanzionatori specificatamente mirati a colpire Mosca nel cuore dei propri interessi economici e politici. Il settore energetico rappresenta l'obiettivo primario delle azioni di Bruxelles. Le ambizioni della Commissione tendono a recidere in maniera definitiva la dipendenza energetica da Mosca, realizzando una tanto agognata transizione verso le energie pulite e guardando a partner energetici alternativi, pur con diverse limitazioni e ostacoli.¹⁴ Il carbone e il petrolio sono stati oggetto di embarghi specifici¹⁵ e ora, dopo le difficoltà incontrate nelle negoziazioni, appare inattuabile uno stop alle importazioni di gas naturale imposto dall'Europa mentre l'attenzione sembra essersi spostata su un tanto vociferato quanto azzardato *price cap*¹⁶.

Diversificato è invece l'impatto che il regime sanzionatorio ha provocato nel settore energetico russo, con una serie di annunci delle compagnie occidentali intenzionate a fuoriuscire dai progetti sul territorio della Federazione¹⁷. Per quanto riguarda la produzione ed export di petrolio e gas naturale attraverso oleodotti e gasdotti, non si ravvisano particolari problemi nel breve termine. Nel lungo periodo invece, le riserve petrolifere localizzate in giacimenti complessi (offshore, tight oil e shale) saranno molto più complicati da estrarre, non essendo le compagnie russe attrezzate per questo tipo di attività. Ulteriori problemi potrebbero provenire dallo sviluppo, manutenzione e produzione di Gnl, laddove l'intera filiera russa rimane dipendente dalle importazioni di tecnologie chiave in questo settore.

¹³ D. Yergin, "Daniel Yergin about Russia losing its status as an energy superpower", *The Economist*, 19 marzo 2022 (<https://www.economist.com/by-invitation/2022/03/19/daniel-yergin-on-russia-losing-its-status-as-an-energy-superpower>).

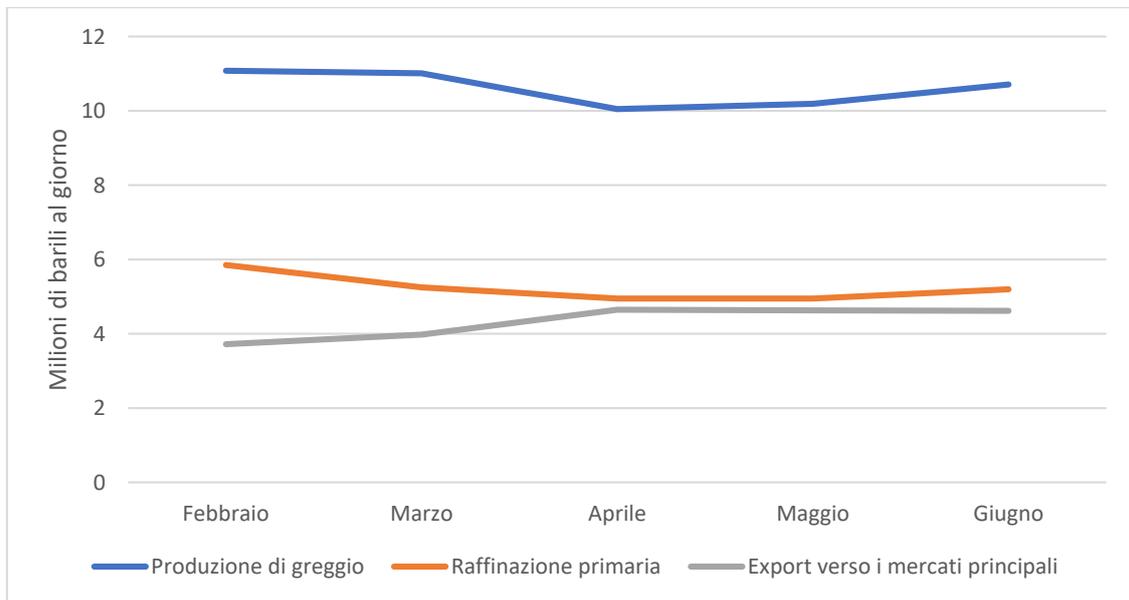
¹⁴ Per gli autori, i principali elementi problematici rimangono: l'iter di autorizzazioni, la disponibilità di materie prime critiche e quella di forza lavoro. I. Conti, J. Kneebone, "A first look at REPowerEU: The European Commission's plan for energy independence from Russia", FSR/EUI, 19 maggio 2022 (<https://fsr.eui.eu/first-look-at-repowereu-eu-commission-plan-for-energy-independence-from-russia/>).

¹⁵ L'embargo alle importazioni di carbone russo prenderà il via da metà agosto. L'embargo petrolifero, è stato segmentato in un primo stop alle importazioni di greggio via nave entro la fine dell'anno e un successivo arresto dell'import di prodotti raffinati all'inizio del 2023.

¹⁶ J. Lee, "A 'Price Cap' on Russian Energy - Could That Work?", Bloomberg, 22 giugno, 2022

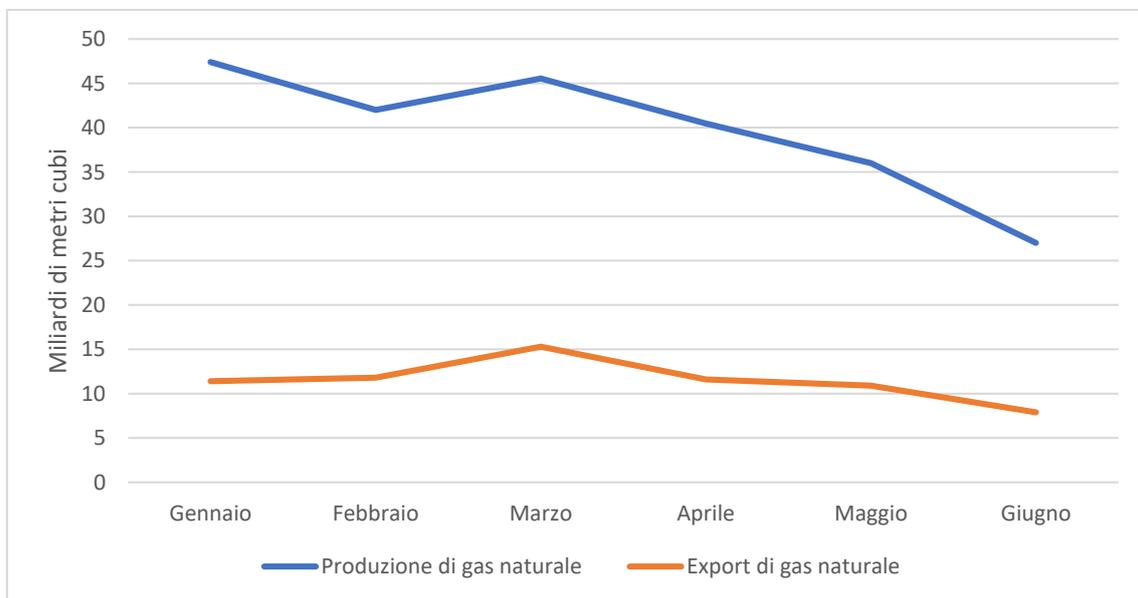
¹⁷ J. Henderson, "Thoughts on the impact of foreign companies exiting the Russian oil and gas industry", Oxford Energy Studies Institute, *Energy Insight*, vol. 112, marzo 2022 (<https://www.oxfordenergy.org/publications/thoughts-on-the-impact-of-foreign-companies-exiting-the-russian-oil-and-gas-industry/>).

FIG. 5.1 – PRINCIPALI ANDAMENTI DEL MERCATO PETROLIFERO IN RUSSIA
(FEBBRAIO-GIUGNO 2022)



Fonte: CDU-TEK; Bloomberg

FIG.5.2 - PRODUZIONE ED ESPORTAZIONE DI GAS IN RUSSIA
(GENNAIO-GIUGNO 2022)



Fonte: Gazprom

L'esame della produzione ed export di greggio, prodotti raffinati e gas naturale russi ravvisa diversi punti salienti, qui brevemente discussi, ma che necessiterebbero di un focus a sé stante e approfondito. Vista l'importanza cruciale che questi prodotti hanno per il budget della Federazione Russa e per l'intera strategia adottata da Mosca nel proseguo della Guerra in Ucraina e l'opporli al fronte guidato da Stati Uniti e Unione Europea, l'auspicio dell'autore è che vi siano altre occasioni per una riflessione in tal senso. Per ora, sarà sufficiente considerare i seguenti nodi per trarre un quadro generale della sicurezza energetica russa aggiornata agli inizi del mese di luglio 2022 e dopo circa 130 giorni dall'inizio del conflitto:

- La produzione di greggio, in forte contrazione nei primi mesi dall'inizio della guerra, sta lentamente riprendendo quota. Ciò è dovuto a una forte domanda sui mercati internazionali e allo stesso tempo a una rinnovata vitalità del mercato interno russo. Anche il settore della raffinazione interna è sempre più interessato ad acquisire volumi a prezzi concorrenziali, anche grazie alla ritrovata forza del rublo¹⁸.
- A discapito di una tanto annunciata cesura delle relazioni energetiche fra Occidente e Russia, il greggio russo fluisce all'estero in volumi ancora maggiori che nel periodo precedente la guerra. A giugno, le importazioni europee dalla Russia hanno segnato un -23% rispetto il giugno 2021, mentre quelle di prodotti raffinati hanno invece registrato un +9%, segno che gli importatori europei continuano ad accettare i convenienti prodotti russi, disponibili scontati su di un mercato corto e con evidenti squilibri sul lato dell'offerta¹⁹.
- Mentre i buyer occidentali hanno comunque iniziato ad attirare greggio proveniente da produttori dell'Africa occidentale e Stati Uniti, il petrolio russo fluisce in sempre maggiori volumi verso i mercati del Medio Oriente e dell'Asia. In particolare, l'India sta emergendo come un nuovo e centrale snodo delle esportazioni di greggio russo.²⁰
- Per la prima volta, le esportazioni di gas naturale russo verso l'Europa sono state sorpassate in volumi da quelle provenienti dagli Stati Uniti.²¹ A seguito delle varie interruzioni di flussi, causate da un mix di motivazioni politico-sanzionatorie, economiche e belliche, i volumi di gas russo esportati in Europa hanno raggiunto nel mese di giugno un record al ribasso sinora mai osservato. Vi sono poi i presupposti per anticipare possibili ulteriori riduzioni nelle prossime settimane e mesi, impattando

¹⁸ Bloomberg, "Russia's Oil Revival Gets Some Help from Domestic Refiners", 1 luglio 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-01/russia-s-oil-revival-gets-some-help-from-domestic-refineries>).

¹⁹ Calcoli dell'Autore basati su dati forniti da Energy Intelligence

²⁰ Le importazioni indiane sono infatti decuplicate rispetto 12 mesi orsono, mentre a fronte di prezzi destinati a rimanere alti per mesi, i buyer indiani sono intenzionati ad aumentarne i volumi importati siglando nuovi contratti. D. Chakraborty, "India in Talks to Increase Russian Oil Imports from Rosneft", Bloomberg, 6 giugno 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-06/india-in-talks-to-increase-russian-oil-imports-from-rosneft>).

²¹ A. Shiryayevskaya, "For the First Time, US Is Sending More Gas to Europe Than Russia", Bloomberg, 1 luglio 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-01/us-lng-supplies-to-europe-overtake-russian-gas-iea-says>).

ulteriormente prezzi già considerevolmente più alti che il 2021 e la media degli ultimi 5 anni.

- La continua esportazione di materie energetiche e i prezzi in decisa crescita hanno portato, nel periodo gennaio-maggio 2022, la bilancia dei pagamenti russa ad accumulare un surplus di oltre 110 miliardi di dollari.²²
- Nei primi 100 giorni di guerra (dal 24 febbraio scorso al 3 giugno) la Federazione Russa ha incamerato ricavi dall'esportazione di risorse energetiche per poco meno di €100 miliardi, di cui il 61% è stato pagato da importatori europei²³.

La sicurezza energetica della Cina nel contesto della crisi ucraina

Per quanto distante dalle preoccupazioni quotidiane dei policymakers europei di fronte alla crisi ucraina e le conseguenze di prim'ordine per l'economia europea, la sicurezza energetica cinese è un fattore chiave, non solo per i rapporti tra Cina e Russia all'attenzione di questo articolo, ma per l'intero equilibrio dell'ordine energetico globale. La Cina rappresenta infatti il primo consumatore di energia primaria al mondo e il principale mercato di riferimento per il consumo di petrolio, gas naturale, carbone e di energia da fonti rinnovabili²⁴. Sempre lo scorso anno, il rimbalzo dei consumi interni ha reso la Cina il primo importatore al mondo di Gnl, scalzando il Giappone da una posizione che ricopriva da decenni²⁵.

Tutto ciò ha ovviamente avuto impatti molto importanti sulla crescita delle emissioni di anidride carbonica e ripercussioni sulla lotta globale ai cambiamenti climatici²⁶. Da questo punto di vista, la situazione sembra migliorare nel corso dei primi mesi del 2022, con la flessione più duratura di emissioni di CO₂ legata a fattori contingenti di natura macroeconomica e sanitaria²⁷. Questa tendenza è in linea con i vari impegni a livello internazionale intrapresi da Pechino negli ultimi anni, non ultimi quelli durante la scorsa

²² Una volta messe in conto con la contrazione delle importazioni, la bilancia segna un +344% rispetto lo stesso periodo dello scorso anno. Banca Centrale Russa, “Оценка ключевых агрегатов платежного баланса Российской Федерации” (“Valutazione degli principali aggregati della bilancia dei pagamenti della Federazione Russa”), 9 giugno 2022.

²³ L'Italia è il terzo, dopo Cina e Germania, per l'ammontare di risorse acquistate dalla Russia. CREA, “Financing Putin’s War: Fossil Fuel Imports from Russia in the First 100 Days of the Invasion”, 13 giugno 2022 (<https://energyandcleanair.org/publication/russian-fossil-exports-first-100-days>).

²⁴ La Cina rappresenta 2° consumatore di petrolio al mondo, il 3° di gas e il 1° di carbone. Inoltre, la produzione di energia da fonti rinnovabili, inclusi idroelettrico, eolico e solare posiziona il paese come il primo al mondo nel settore. BP, *Statistical Review of World Energy...*, cit.

²⁵ Basti pensare che in un solo anno, il consumo totale di gas cinese è incrementato rispetto il 2020 del quantitativo equivalente a circa quello consumato annualmente in paesi come Francia, Brasile o Australia.

²⁶ Secondo i dati forniti da BP, nel corso del 2021 la Cina ha aumentato le emissioni di CO₂ del 5,8%, ovvero più che triplicando la media annua dell'ultimo decennio. L'impatto, in termini quantitativi, è pari a quello delle emissioni aggiunte da Stati Uniti e India nello stesso periodo. BP, *Statistical Review of World Energy*, 2022.

²⁷ L. Myllyvirta, “Analysis: China’s CO2 Emissions See Longest Sustained Drop in a Decade”, *CarbonBrief*, 30 maggio 2022 (<https://www.carbonbrief.org/analysis-chinas-co2-emissions-see-longest-sustained-drop-in-a-decade/>).

COP-26²⁸. Non solo, la Cina ha anche annunciato lo stop al finanziamento di nuove centrali a carbone all'estero, una decisione che potrebbe avere importanti conseguenze per intere regioni come il Sudest asiatico e l'Africa Sub-Sahariana. La crisi ucraina ha fatto sì che le ambizioni cinesi siano cresciute anche per quanto riguarda gli obiettivi nella generazione rinnovabile, puntando al 33% da fonti pulite (nucleare, idroelettrico, eolico e solare) entro il 2025²⁹.

All'opposto, la Cina esce da un anno funesto per la propria sicurezza energetica. Il 2021 ha visto una serie interminabile di blackout, coincisi in particolare con la stagione autunnale, che hanno provocato intensi squilibri produttivi e sistemici. A più riprese, le istituzioni hanno alzato la voce contro l'intero comparto energetico nazionale e invitato le autorità a vigilare sulla salvaguardia della sicurezza energetica come una componente di preminenza politica che ha precedenza su molte altre scelte strategiche, inclusa quella della riduzione delle emissioni³⁰. Ciò comporta ad esempio il rafforzamento del consumo di carbone, aumentando la capacità produttiva delle miniere esistenti ed ampliando le scorte disponibili. Il tutto per evitare il ripetersi di un'emergenza simile a quella dello scorso anno, proprio in concomitanza con la storica terza investitura di Xi Jinping alla guida del Pcc durante il prossimo XX Congresso di novembre. In una congiuntura di non facile risoluzione, con lockdown diffusi dovuti al ritorno della pandemia e una forte crisi delle esportazioni che bloccano la crescita economica, la sicurezza energetica è tornata, come forse mai nell'ultima decade, al centro dell'azione politica cinese, anche in conseguenza della crisi ucraina³¹.

Mentre Pechino si è distinta dai partner commerciali occidentali per non aver condannato la Russia, il paese non può considerarsi immune dalle conseguenze belliche. Il rincaro del costo delle risorse energetiche a livello globale e l'instabilità dei mercati pone naturalmente in serio pericolo la sicurezza energetica di un paese dipendente per circa il 70% delle proprie importazioni di petrolio e per più del 40% da quelle di gas naturale. Una minaccia che richiede alla Cina un approccio di "pragmatica cooperazione" promossa con "i maggiori produttori di energia e risorse", con l'obiettivo di "rafforzare l'interconnessione delle infrastrutture energetiche con i paesi limitrofi" e coltivando un "circolo di amicizie" per assicurare

²⁸ Cina e Stati Uniti hanno siglato la *Joint Glasgow Declaration on Enhancing Climate Action in the 2020s* che mira ad approfondire il livello di cooperazione bilaterale fra Washington e Pechino, i principali emettitori globali di gas serra al mondo, su varie tematiche, dallo sviluppo tecnologico alle politiche energetiche, inclusi nuovi target climatici più ambiziosi al 2035. U.S. Department of State, U.S.-China Joint Glasgow Declaration on Enhanced Climate Action in the 2020s, Press Releases, 10 novembre 2021 (<https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/>).

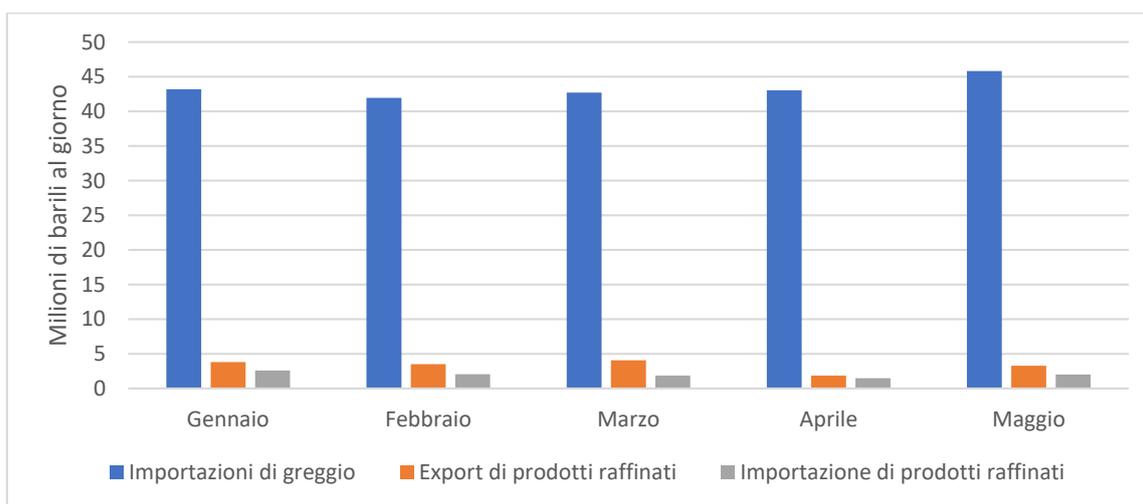
²⁹ Per la National Development and Reform Commission (Ndrc), la Cina mira a coprire il 20% del consumo primario di energia grazie a fonti rinnovabili entro il 2025. Al 2030, la stessa agenzia mira a innalzare la capacità totale del Paese a 1.200GW di eolico e solare, raddoppiando circa la capacità attuale disponibile. *Reuters*, "China Says a Third of Electricity Will Come From Renewables by 2025", 1 giugno 2022 ([https://www.reuters.com/business/sustainable-business/china-says-third-electricity-will-come-renewables-by-2025-2022-06-01/#:~:text=SHANGHAI%2C%20June%201%20\(Reuters\),plan%22%20for%20the%20renewable%20sector](https://www.reuters.com/business/sustainable-business/china-says-third-electricity-will-come-renewables-by-2025-2022-06-01/#:~:text=SHANGHAI%2C%20June%201%20(Reuters),plan%22%20for%20the%20renewable%20sector)).

³⁰ *Global Times*, "Xi Stresses Energy Security When Carrying Out Carbon Reduction", 6 marzo 2022 (<https://www.globaltimes.cn/page/202203/1254108.shtml>).

³¹ F. Sassi, "La Cina alla prova ucraina", *Energia*, n. 2, 2022, pp. 42-44.

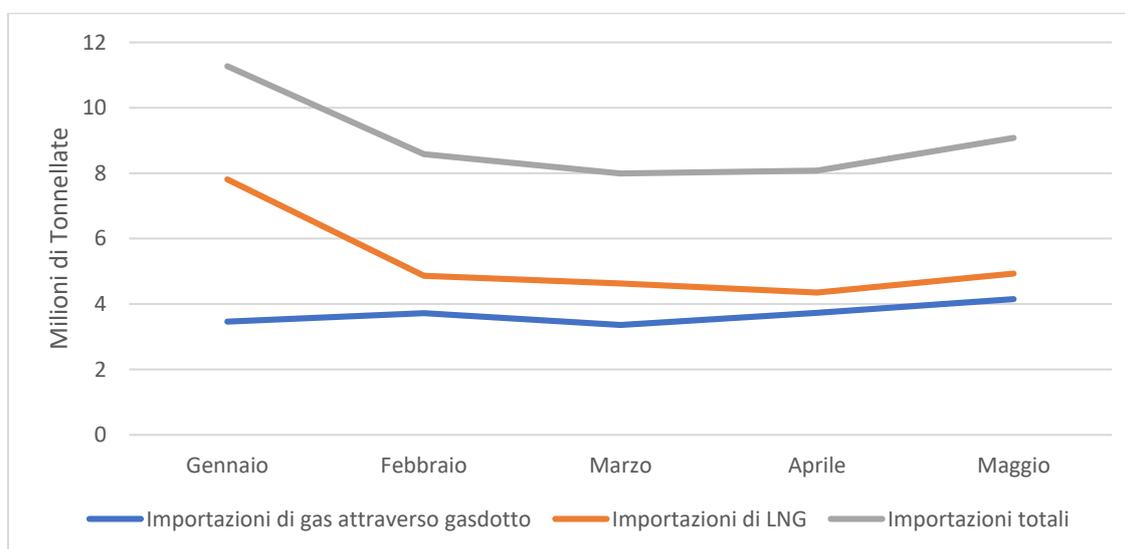
l'approvvigionamento energetico³². Un elemento questo da tempo prioritario nella diplomazia cinese, che ora diviene primario nell'engagement alla sicurezza internazionale, al pari della sicurezza alimentare e il controllo della pandemia, altri due fattori che pericolosamente si intersecano con l'emergenza ucraina³³.

FIG. 5.3 - PRINCIPALI ANDAMENTI DEL MERCATO PETROLIFERO IN CINA
(GENNAIO-MAGGIO 2022)



Fonte: China's National Bureau of Statistics

FIG. 5.4 - IMPORTAZIONI PER FONTE DI GAS NATURALE IN CINA



Fonte: China's National Bureau of Statistics

³² F. Tang, "China vows to bolster energy security as Ukraine war stokes 'period of turbulence'", *South China Morning Post*, 1 aprile 2022.

³³ Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China, President Xi Jinping Chairs and Delivers Important Remarks at the High-level Dialogue on Global Development, 25 giugno 2022.

I seguenti punti tracciano un quadro generale della sicurezza energetica cinese aggiornata agli inizi del mese di luglio 2022:

- Una recrudescenza della pandemia da ovid-19 ha determinato una caduta dei consumi interni di petrolio e prodotti derivati, registratisi in particolare nel mese di aprile³⁴. Nei primi 4 mesi dell'anno, la domanda di petrolio è stata comunque inferiore del 9% rispetto la media del 2021, principalmente dovuta allo stop della mobilità interna dettata dalla *Covid Zero strategy*.³⁵ Successivamente, la situazione è poi migliorata, con i dati nel mese di maggio e quelli di giugno a oggi disponibili segnalare un timido rialzo.
- L'impatto maggiore è stato sentito proprio dai raffinatori cinesi, sia quelli statali come Sinopec, che i cosiddetti *Indipendenti o Teapot*, costretti a tagliare le produzioni per un consumo molto basso e stoccare i prodotti in vista di tempi migliori. Da questo punto di vista, risulta sempre più marcato il ruolo di questi attori, la cui creatività manageriale e l'integrazione verticale votata sempre più all'autarchia nella produzione di prodotti petrolchimici garantisce un'autonomia non indifferente in termini di scelte strategiche.³⁶ I provvedimenti di Pechino sono stati rivolti principalmente a consolidare una ancor timida ripresa dell'economia, determinando successivamente un aumento sia della domanda interna e delle importazioni, oltre che dell'export di prodotti raffinati a giugno³⁷.
- A confronto con una crescita imperiosa della domanda cinese di gas naturale nel 2021, quella del 2022 appare assai più timida³⁸. Il settore industriale rimane il principale vettore di questo incremento, seguito dal settore della generazione elettrica e dal residenziale, commerciale e trasporti.
- Non potendo contare su una produzione gassifera che tiene il passo dei consumi, la Cina diverrà sempre più dipendente da importazioni attraverso gasdotti e Gnl. Dall'inizio del 2021 a oggi, le compagnie cinesi hanno siglato molteplici contratti di medio e lungo periodo per importazioni di Gnl, riducendo l'esposizione del Paese

³⁴ -20% rispetto il 2021 quella di diesel, gasolio e jet fuel

³⁵ Bloomberg, "China's Oil Demand Is Tumbling the Most Since Wuhan Lockdown", 22 aprile 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-04-22/china-s-oil-demand-is-tumbling-the-most-since-wuhan-lockdown#:~:text=It%20will%20be%20the%20largest,compared%20with%20the%202021%20average>).

³⁶ C. Aizhu e M. Xu, "China's Independent Refiners Eye Output Cuts as Crude Price Surge Hurts Profits", *Reuters*, 10 marzo 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/chinas-independent-refiners-eye-output-cuts-crude-price-surge-hurts-profits-2022-03-10/>). Gli stessi *Indipendenti o Teapot* hanno ingaggiato una forte e positiva campagna di lobby sul governo per aumentare le proprie quote di esportazione.

³⁷ O. Zhou, "May crude throughput slumps 11% on year but recovers marginally from April", S&P Global Platts, 15 giugno 2022 (<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/061522-china-data-may-crude-throughput-slumps-11-on-year-but-recovers-marginally-from-april>).

³⁸ IEA, *Gas Market Report Q3-2022*, p. 36 (<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2022>). Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (Iea), la domanda nel 2021 ha registrato un +12%, mentre nel 2022 è stimata in un +3%, la più bassa dal 2015 in poi e influenzata dalla più blanda economia interna, temperature miti e alti prezzi per l'importazione. La stessa agenzia prevede che la media di incremento annuale si assesterà attorno il 5% tra il 2023 e 2025, significativamente inferiore all'11% registrato tra il 2017 e 2021 ma che comunque rappresenterà, a livello globale, il driver principale di crescita della domanda di gas.

nei confronti della volatilità dei mercati nel periodo 2022-25³⁹. Non solo, la Cina è il maggior investitore nella costruzione ed espansione di terminal per l'import di GNL, seguita a distanza dalla stessa Europa⁴⁰.

- Dopo il calo del 20% dei volumi importati nei primi quattro mesi del 2022, da maggio le compagnie cinesi sono tornate sul mercato spot Gnl. Questo significa che nella seconda metà dell'anno potremmo nuovamente assistere a un incremento delle importazioni su base annuale, accelerando la competizione internazionale. Ciò sarà comunque influenzato dal prezzo e della disponibilità dei volumi sul mercato di Gnl, oltre che dalle dinamiche interne legate alla pandemia⁴¹.

Russia e Cina: la prova sotto sforzo della partnership energetica

A dimostrazione dell'importanza strategica della partnership energetica fra i due paesi, gli accordi più significativi tra Russia e Cina necessitano di un supporto politico tale che solamente durante i summit tra le due leadership gli stessi vengono sottoscritti. Come accaduto in passato, vedi l'incontro di Shanghai nel 2014 e la sigla del primo storico accordo per 30 anni di forniture di gas attraverso il gasdotto Power of Siberia – iniziate nel dicembre 2019 – anche durante la visita cinese di Putin del febbraio scorso nuovi contratti sono stati siglati fra le compagnie di stato, sia in campo petrolifero che gassifero.

La partnership petrolifera sino-russa

Durante il vertice di febbraio 2022, la compagnia di stato russa Rosneft ha sottoscritto con l'omologa cinese Cnpc un nuovo contratto per la fornitura di 100 milioni di tonnellate di greggio che, attraverso il territorio kazako e l'oleodotto Atasu-Alashankou, giungeranno nel nordovest cinese per 10 anni. Qui, il petrolio russo verrà raffinato in quattro impianti che ottimizzeranno la propria capacità giornaliera, assistendo l'efficientamento nella produzione petrolifera in una regione cinese dalle scarse possibilità di approvvigionamento alternative. Il rimanente quantitativo verrà invece smistato in tre riserve statali nella regione dello Xinjiang, contribuendo alla sicurezza dell'offerta in un momento di alti prezzi a livello internazionale⁴². Va anche sottolineato che, dopo il primo e storico utilizzo di riserve petrolifere statali nel settembre 2021 per far fronte alla domanda in crescita, queste erano scese significativamente,

³⁹ Secondo la stessa Iea sono più di 60 miliardi di metri cubi (mmc) di nuovi contratti di medio-lungo periodo di Gnl siglati dall'inizio del 2021 a oggi.

⁴⁰ Natural Gas World, "Asia to Continue to Dominate Global LNG Regasification Capacity Additions Through 2026", 28 giugno, 2022. Entro il 2026, la Cina mira a completare 27 progetti di costruzione e/o espansione di terminal di Gnl.

⁴¹ S. Stapczynski, "China's Shopping for Natural Gas on Hopes Lockdowns Ease in the Summer", Bloomberg, 18 maggio 2022 ([https://www.bnnbloomberg.ca/china-s-shopping-for-natural-gas-on-hopes-lockdowns-ease-in-the-summer-1.1767396#:~:text=China's%20Shopping%20for%20Natural%20Gas%20on%20Hopes%20Lockdowns%20Ease%20in%20the%20Summer,-Stephen%20Stapczynski%2C%20Bloomberg&text=\(Bloomberg\)%20%2D%2D%20China%20is%20shopping,for%20the%20super%2Dchilled%20fuel](https://www.bnnbloomberg.ca/china-s-shopping-for-natural-gas-on-hopes-lockdowns-ease-in-the-summer-1.1767396#:~:text=China's%20Shopping%20for%20Natural%20Gas%20on%20Hopes%20Lockdowns%20Ease%20in%20the%20Summer,-Stephen%20Stapczynski%2C%20Bloomberg&text=(Bloomberg)%20%2D%2D%20China%20is%20shopping,for%20the%20super%2Dchilled%20fuel)).

⁴² O. Zhou e S. Mohanty, "China's new Russian crude term deal unlikely to dent seaborne inflow", S&P Platts, 8 febbraio 2022 (<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/020822-chinas-new-russian-crude-term-deal-unlikely-to-dent-seaborne-inflows>).

contribuendo al senso di insicurezza energetica di Pechino⁴³. Non sorprende quindi che Russia e Cina abbiano aperto un tavolo di discussione sulla possibilità di utilizzare i volumi a ora invenduti della prima per rimpinguare gli stoccaggi della seconda, in una nuova modalità di negoziazione tra governi autocratici che indica la possibilità di un coordinamento strategico volto alla risoluzione delle insicurezze energetiche di ambo le parti in questa nuova fase di tensioni internazionali⁴⁴.

Il nuovo accordo siglato nel febbraio scorso tra Rosneft e Cnpc va a inserirsi in una partnership bilaterale di lungo corso e che trova nel contratto sanzionato tra le stesse compagnie del 2009 per la fornitura ventennale di greggio tramite l'oleodotto ESPO e il porto russo di Kozmino la sua ragione d'essere. Una pipeline, la prima, successivamente espansa e capace oggi di trasportare sino a 80 milioni di tonnellate l'anno – sono state 40 nel corso del 2021 – e un affaccio strategico sui mercati del Pacifico il secondo. La cooperazione in campo petrolifero ha reso la Russia il secondo paese per importazioni di petrolio in Cina dopo l'Arabia Saudita, con circa il 15-16% del totale. Una percentuale rimasta piuttosto costante nonostante l'instabilità portata dalla situazione pandemica.

La rete di infrastrutture petrolifere costruite nel corso degli ultimi 15 anni tra i due paesi ha consentito maggiore flessibilità dal mese di aprile in poi, ovvero quando le iniziative europee contro il settore energetico russo ne hanno accelerato la diversificazione dell'export verso l'Asia. Così, nel mese di maggio, l'import di prodotti petroliferi cinesi dalla Russia è aumentato di circa il 55% rispetto al 2021⁴⁵. Questo ha reso la Russia il primo paese per esportazioni di greggio in Cina, sopravanzando l'Arabia Saudita. Riad ha infatti deciso di applicare una strategia opposta e innalzare a più riprese i prezzi delle esportazioni verso l'Asia⁴⁶. E così, anche a giugno le importazioni di greggio russo verso la Cina hanno fatto registrare livelli record, pari a 2 milioni di barili al giorno e il perpetuarsi di queste dinamiche rende fattualmente inattuabile qualsiasi *price cap* imposto al petrolio russo ora in discussione⁴⁷.

⁴³ M. Xu e T. Daly, “China Announces First Public State Oil Auction to Stabilise Prices”, *Reuters*, 10 settembre 2021 ([https://www.reuters.com/business/energy/china-release-state-crude-oil-reserves-first-time-2021-09-09/#:~:text=BEIJING%2C%20Sept%2010%20\(Reuters\),raw%20material%20costs%20for%20manufacturers](https://www.reuters.com/business/energy/china-release-state-crude-oil-reserves-first-time-2021-09-09/#:~:text=BEIJING%2C%20Sept%2010%20(Reuters),raw%20material%20costs%20for%20manufacturers)).

⁴⁴ A. Kitanka, “China in Talks with Russia to Buy Oil for Strategic Reserves”, *Bloomberg*, 20 maggio 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-19/china-in-talks-with-russia-to-buy-oil-for-strategic-reserves>).

⁴⁵ A maggio, il valore totale delle importazioni petrolifere cinesi dalla Russia ha raggiunto i 7,47 miliardi di dollari, ovvero 1 miliardo di dollari in più rispetto ad aprile.

⁴⁶ F. Tan e M. Xu, “Saudi Arabia sets Aug crude prices to Asia at near-record high”, *Reuters*, 6 luglio 2022 (<https://www.reuters.com/world/middle-east/saudi-arabia-sets-aug-crude-prices-asia-near-record-high-sources-2022-07-05/>).

⁴⁷ I volumi record di petrolio russo diretto in Cina sono così suddivisi: il 60% per importazioni viaggia via mare, dove un crescente numero di cargo è dirottato dai mercati europei verso Oriente, mentre il restante 40% passa tramite l'oleodotto ESPO, utilizzato a pieno regime, e rimanda ai contratti già esistenti. In conseguenza alle dinamiche di mercato innestatesi, i volumi di greggio saudita sono scesi significativamente nel paniere delle importazioni petrolifere cinesi, a giugno pari al 65% di quelle russe. C. Aizhu e M. Xu, “China extends record imports of Russian oil into June, cuts Saudi supply”, *Reuters*, 6 luglio 2022 (<https://www.reuters.com/business/energy/china-extends-record-imports-russian-oil-into-june-cuts-saudi-supply-trade-2022-07-06/>).

Questa dinamica è stata possibile perché da una parte gli esportatori russi hanno deciso di offrire i volumi eccedenti e incapaci di essere collocati sulle piazze europee a sconti significativi sui mercati asiatici, garantendosi comunque ottimi guadagni, visto i prezzi internazionali oscillare tra i 100 e i 120 dollari al barile di maggio e giugno, assicurando così una voce importantissima per il budget del Cremlino. Dall'altra, i *buyers* cinesi, e soprattutto gli *indipendenti*, sono stati capaci di muoversi autonomamente e incrementare di molto i propri margini di raffinazione proprio attraverso l'import di petrolio russo di buona qualità e a ottimo prezzo. A dimostrazione di come le conseguenze della guerra in Ucraina stiano scuotendo nel profondo le dinamiche di commercio petrolifero degli ultimi anni, lo sconto applicato dagli esportatori russi ha costretto l'industria energetica iraniana a intervenire a sua volta con un ulteriore ribasso sui prezzi delle proprie esportazioni verso la Cina⁴⁸. Pechino è infatti rimasta in questi anni l'unico *buyer* continuativo del petrolio di Teheran, sanzionato a livello internazionale. Questo nuovo andamento potrebbe aprire una nuova fase di concorrenza al ribasso fra i produttori petroliferi sanzionati dall'Occidente. Allo stesso tempo, la Russia non può permettersi di alienare l'Arabia Saudita all'interno in vista del nuovo accordo dell'Alleanza Opec Plus che da settembre dovrebbe fornire un rinnovato equilibrio tra i principali paesi produttori di petrolio.

La partnership gassifera sino-russa

Il 4 febbraio scorso un altro storico accordo fra la russa Gazprom e Cnpc è stato raggiunto per la fornitura di 10 mmc di gas per i prossimi 30 anni, a partire indicativamente dal 2025-2026. Il gas verrà fornito attraverso la costruzione di un nuovo gasdotto nell'Estremo Oriente russo e che andrà a congiungersi con il tracciato dell'esistente Power of Siberia, il quale garantisce oggi alla Russia il terzo posto tra i maggiori fornitori di gas naturale alla Cina.⁴⁹ Potenzialmente, il nuovo gasdotto – più volte menzionato come *Far Eastern Route* - e Power of Siberia forniranno 48 mmc di gas a partire dalla metà del decennio in corso, quando entrambi i progetti raggiungeranno, secondo Gazprom, il massimo della loro portata. In quel momento, un tale volume di approvvigionamenti consentirebbe alla Russia di divenire di primo fornitore di gas alla Cina.

Seppur non specificato nell'accordo tra le parti, il gas dovrebbe essere estratto da giacimenti di Sakhalin, il cui sfruttamento è però ostacolato da sanzioni americane in funzione dal 2015. L'intesa siglata a febbraio, a cui è seguito un accordo tecnico relativo al tracciato e vari

⁴⁸ Bloomberg, "Iran Slashes Cost of Its Oil to Compete with Russia in China", 3 luglio 2022 (<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-03/iran-slashes-the-cost-of-its-oil-to-compete-with-russia-in-china#:~:text=Iranian%20oil%20has%20been%20priced,are%20most%20comparable%20to%20Urals>).

⁴⁹ Secondo i dati di Statistical Review of World Energy di BP, la Russia si posiziona come terzo fornitore di gas alla Cina nel 2021, dopo Australia e Turkmenistan. In totale, le forniture sono state di 13,8 mmc (7,6 pipeline e 6,2 Gnl).

parametri dirimenti alla costruzione del gasdotto stesso⁵⁰, è il punto di arrivo di un memorandum d'intesa sottoscritto nel settembre 2015 fra le stesse Gazprom e Cnpc.

Separatamente, le negoziazioni tra Gazprom e Cnpc continuano anche per la realizzazione di un secondo gasdotto, chiamato Power of Siberia 2, e che dovrebbe portare nelle regioni del nord della Cina e fino alla capitale, circa 50 mmc di gas. Lo stesso progetto coinvolge anche la Mongolia, sia come consumatore di gas russo, in sostituzione del carbone, e come paese di transito. Lo scorso 25 gennaio, Gazprom e la controparte mongola hanno completato uno studio di fattibilità del progetto che, prima di entrare in territorio cinese, ha per nome *Soyuz-Vostok*. Dopo pochi giorni dall'inizio del conflitto ucraino, le compagnie russe e mongole hanno siglato un accordo per iniziarne la costruzione nel 2024⁵¹. Una volta realizzato, il progetto che ha una capacità simile a quella del sospeso Nord Stream 2, porterà il gas dalla penisola di Yamal, destinato sinora soltanto ai mercati europei, fino al mercato cinese.

Innanzitutto, appare evidente che Gazprom sia stata capace a oggi di sfruttare la propria posizione di potere per imporre condizioni unilaterali alla Mongolia. Le stesse potrebbero creare i presupposti per possibili future frizioni con il governo di Ulaanbataar⁵². Va innanzitutto ricordato che la realizzazione di Power of Siberia 2 richiederebbe molti anni prima di essere ultimato e sul tavolo non vi è, a oggi, alcun accordo commerciale tra compagnie russe e cinesi. Stando alle condizioni attuali del mercato, è possibile considerare che se da un lato l'instabilità apportata dalla crisi strutturale del gas in Europa, le azioni russe possano creare diffidenza nei *policymakers* cinesi e allontanare la sottoscrizione di un accordo. Dall'altro, considerando le turbolenze politiche che difficilmente andranno a esaurirsi nei prossimi anni, non è affatto scontato che Pechino possa deliberatamente scegliere l'opzione del gasdotto come un male minore. La stessa Iea prevede una costante pressione al rialzo dei prezzi nel prossimo futuro, il che rende l'intera geopolitica del gas ancora più saliente nella determinazione dell'ordine globale. A questo va poi aggiunto le ulteriori ricadute dovute allo scontro tra la superpotenza cinese e americana sull'ordine energetico globale. Nel caso della sigla di un accordo definitivo per Power of Siberia 2, la Cina si assicurerebbe dunque un flusso abbondante di gas naturale a prezzi calmierati nei prossimi decenni rispetto quelli spot, considerando che già oggi il gas di Power of Siberia è quello più conveniente nell'intero paniere cinese delle importazioni gassifere⁵³. Inoltre, il gasdotto Power of Siberia 2 rappresenterebbe una via alternativa alle importazioni via mare, in balia delle rotte commerciali controllate dalla flotta degli Stati Uniti e dei suoi alleati. Se si concretizzasse, il progetto Power of Siberia 2 creerebbe, come ampiamente anticipato dal Cremlino, i veri

⁵⁰ *Interfax*, "Газпром" и CNPC подписали техсоглашение по дальневосточному маршруту поставок газа в КНР" ("Gazprom e CNPC siglano un accordo tecnico sulla rotta dall'Estremo Oriente verso la Cina"), 16 giugno 2022.

⁵¹ *AK&M*, "Gazprom: The Soyuz Vostok project has entered the design stage", 28 febbraio, 2022 (<https://www.akm.ru/eng/news/gazprom-the-soyuz-vostok-project-has-entered-the-design-stage/>).

⁵² M. Bayarlkhagva, "A New Russian Gas Pipeline Is a Bad Idea for Mongolia", *The Diplomat*, 11 maggio, 2022 (<https://thediplomat.com/2022/05/a-new-russian-gas-pipeline-is-a-bad-idea-for-mongolia/>).

⁵³ Energy Intelligence, *Russian Gas Cheap in China*, 25 maggio, 2022 (<https://www.energyintel.com/00000180-f5e8-dcb6-add5-f7f9b05c0002>).

presupposti per una vera e propria competizione tra compratori cinesi ed europei per accedere alle stesse riserve localizzate nell'Artico russo. Spetterà ad analisi future osservare se, alla luce del conflitto ucraino, la sete di gas russo in Europa si esaurirà o se la crisi attuale genererà le condizioni future per una rinnovata (inter)dipendenza.

Infine, la partnership nel settore gassifero tra Cina e Russia si sta approfondendo anche a riguardo del mercato di Gnl. Nei primi giorni del 2022, Novatek e le cinesi Enn e Zhejiang Energy Gas hanno concluso un nuovo contratto per la fornitura annuale di 1,6 milioni di tonnellate di Gnl nei prossimi anni⁵⁴. Il gas proverrà dal progetto Arctic Lng-2, a cui partecipano attivamente sia Cnpc (partner altresì del progetto simile Yamal Lng) che un'altra compagnia di stato cinese Cnooc. Le stesse garantiscono al momento una solidità finanziaria e politica a un progetto entrato in forte crisi proprio in seguito alla crisi ucraina. Lo stesso, che dovrebbe essere completato entro il 2025, sta subendo inevitabili ritardi infrastrutturali ma rimane, nelle intenzioni della compagnia russa Novatek, la volontà di portarlo a termine entro i tempi prestabiliti⁵⁵. Colpito dalle sanzioni europee, Arctic LNG-2 dovrà fare i conti con l'arretratezza strutturale della tecnologia per la liquefazione del gas russo. Allo stesso tempo, le compagnie cinesi incaricate della costruzione dei moduli per i tre treni di liquefazione avrebbero annunciato uno stop ai lavori di cui, a oggi, non si conosce l'impatto reale sul futuro del nuovo impianto⁵⁶. Nonostante il calo delle importazioni cinesi di Gnl già evidenziato precedentemente, Pechino ha intensificato gli acquisti di Gnl russo proprio nei mesi successivi all'inizio del conflitto ucraino⁵⁷.

L'evento potrebbe non ripetersi nei prossimi mesi con una Cina spaventata dall'effetto globale dei prezzi sul costo di queste importazioni e ulteriori studi dovranno valutarne l'impatto. Rimane però evidente come la partnership energetica tra i due paesi continui ad approfondirsi anche durante e in conseguenza della crisi ucraina, aprendo nuovi spazi di manovra alle due principali autocrazie che sfidano l'Occidente, anche e soprattutto attraverso lo strumento energetico.

⁵⁴ *Argus Media*, "Novatek Finalises More Deals for Arctic LNG 2", 11 gennaio, 2022 (<https://www.argusmedia.com/en/news/2290589-novatek-finalises-more-deals-for-arctic-lng-2>). I contratti corrisposti impegnano Novatek a fornire 600.000 tonnellate annue di GNL per 11 anni alla cinese Enn, presso il proprio terminal di Zhoushan, e 1 milione di tonnellate annue per 15 anni a Zhejiang Energy Gas, presso vari terminal cinesi.

⁵⁵ *Interfax*, "В "НОВАТЭКЕ" заявили, что смогут в срок запустить "Арктик СПГ 2", несмотря на проблемы", ("Novatek Afferma Che Sarà in Grado di Lanciare Arctic LNG 2 in tempo, nonostante i Problemi"), 17 giugno 2022.

⁵⁶ M. Humpert, "EU Sanctions Stop Construction of Arctic LNG 2 Modules in China", *High North News*, 10 maggio 2022 (<https://www.highnorthnews.com/en/eu-sanctions-stop-construction-arctic-lng-2-modules-china>).

⁵⁷ L'aumento corrisponde al 54% dei volumi acquistati durante il mese di maggio dello scorso anno. *Energy Voice*, "Russia Overtakes Saudi Arabia as China's Top Oil Supplier", 21 giugno, 2022. (<https://www.energyvoice.com/oilandgas/asia/420951/russia-overtakes-saudi-arabia-as-chinas-top-oil-supplier/>).

6. Artico, Gnl e la guerra in Ucraina: quali sono i dilemmi per la Russia?

Tomislava Penkova

L'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022 ha modificato sostanzialmente le dinamiche in atto tra i vari attori internazionali presenti nell'Artico relativamente all'economia, alla sicurezza e alla logistica. Al momento attuale dell'analisi, nessuna di queste dinamiche è conclusa. Ci troviamo piuttosto in una fase fluida di riconfigurazione e di processi che implicano cambiamenti a più livelli. In Russia questa fluidità colpisce in maniera particolare il settore della produzione di Gnl.

Il Gnl costituisce un combustibile ecologico nonché elemento fondamentale della transizione energetica e ci si attende che il futuro dei mercati energetici apparterrà a esso e alle capacità di produrlo. Secondo il “Programma di sviluppo delle capacità produttive di Gnl della Federazione russa”, approvato nel marzo 2021⁵⁸ e che fa riferimento alle previsioni della società British Petroleum, la domanda mondiale di gas naturale liquefatto è destinata ad aumentare e a interessare tutto il mondo ma soprattutto i paesi dell'Asia e del Pacifico. In questo contesto, la Russia intende aumentare la propria capacità di produzione annua di Gnl nel 2035 a 140 milioni di tonnellate (5 volte in più rispetto al 2020) per diventarne produttore leader mondiale. Suoi concorrenti fino al 2030 saranno il Qatar (volume produttivo tra i 70 e i 140 milioni di tonnellate all'anno), l'Australia (volume produttivo tra i 70 e i 90 milioni di tonnellate all'anno) e gli Usa (volume produttivo tra i 100 e i 130 milioni di tonnellate all'anno). La maggioranza dei progetti atti a farle raggiungere tale scopo sono localizzati nell'Artico, principalmente nella regione autonoma di Yamalo-Nenetsk dove sono situate più del 90% di tutte le risorse di gas del paese.

Il valore dell'Artico per la Russia

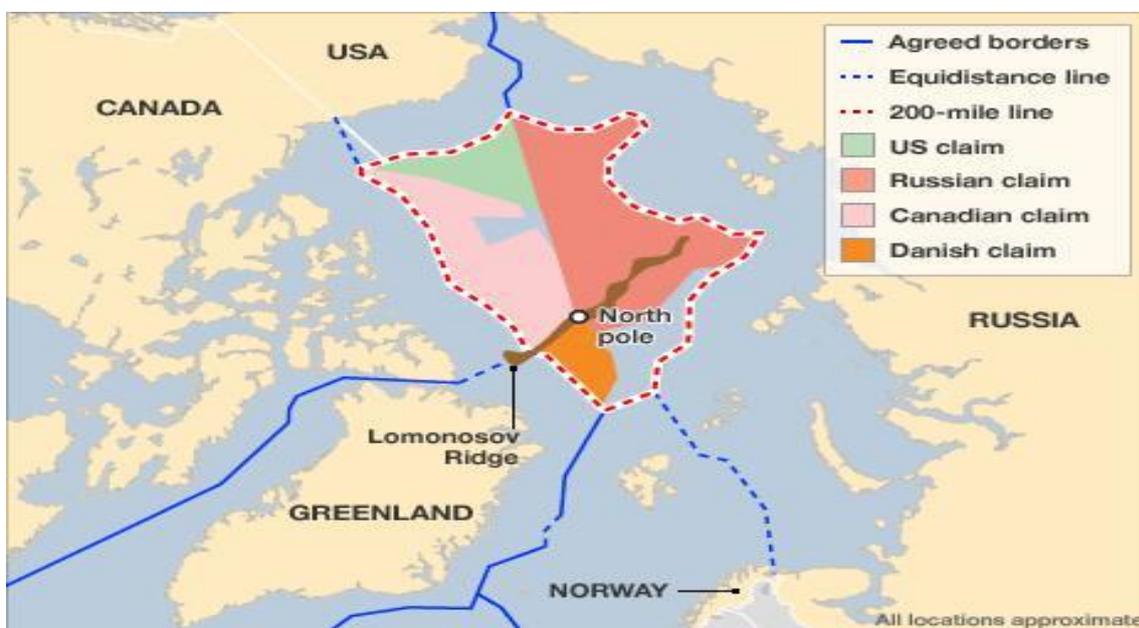
In territorio russo si trova circa un terzo della piattaforma dell'Artico, ricca di materie prime ancora poco esplorate⁵⁹. La Russia, oltre ad avere giurisdizione sulle risorse nell'Artico situate nella sua zona economica esclusiva, a partire dal 2001 ha avanzato pretese territoriali di giurisdizione anche sulla dorsale Lomonossov e la zona adiacente (Figura 6.1), una continuazione della sua piattaforma continentale con identica struttura geologica. Pretesa scientifica che nel 2019 le è stata riconosciuta dalla Commissione Onu in base ai limiti della piattaforma continentale senza, però, tradursi ufficialmente in un'appartenenza territoriale,

⁵⁸ Il testo può essere consultato su: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPAd7SE.pdf>

⁵⁹ Si stima che le riserve di gas e petrolio dell'Artico rappresentino il 22% delle risorse mondiali (il 13% del petrolio, il 30% del gas naturale e il 20% del gas condensato). L'84% dei tali risorse è situato sulla piattaforma del mare glaciale artico mentre il 16% – sulla terraferma degli stati artici.

visto che la Commissione non è investita del potere di stabilire i confini di uno stato (da notare che anche il Canada e la Danimarca stanno avanzando pretese territoriali).

FIG. 6.1 – RIVENDICAZIONI TERRITORIALI INCOCIATE NELL'ARTICO



L'Artico è tornato nell'agenda politica russa sin dall'ascesa al potere di Vladimir Putin nel 2000, allorché la sua esplorazione e la sicurezza delle frontiere nazionali settentrionali emergevano come cruciali per il rilancio e lo sviluppo del paese. Nel 2008 la "Politica russa dell'Artico fino al 2020" ha stabilito innanzitutto di utilizzare la zona artica come base strategica di risorse di idrocarburi e la rotta artica come via di trasporto nazionale. Nel 2010 fu siglato il "Piano nazionale per lo sviluppo del Gnl nella penisola di Yamal", prevedendo l'avvio di un progetto-pilota di produzione di Gnl per il quale il governo russo ha abolito la tassazione. Sempre in questo periodo viene assegnata gran parte delle licenze statali – rese disponibili dalla "Legge federale sulle risorse del sottosuolo" del 1992 – per poter sondare e sfruttare le materie prime del sottosuolo. Primo requisito che le compagnie dovevano possedere per ottenerle era quello di detenere più del 50% di capitale statale e vantare un'esperienza minima di 5 anni nello sviluppo dello *shelf* continentale. Due società russe rispondevano a tale requisito – Gazprom e Rosneft, che attualmente possiedono il 73,2% del totale delle licenze. Tuttavia, i progetti energetici nell'Artico russo costosi e complessi nella loro realizzazione hanno portato la Russia a dover mitigare il ruolo primario dello stato, ricorrendo a cooperazioni tecnologiche, finanziarie, di produzione con società europee o americane, a patto che la loro quota non eccedesse il 50% della proprietà del progetto. Nel 2020 il ministero russo per lo Sviluppo delle aree più a est e dell'Artico ha offerto degli stimoli fiscali alle società private che avessero voluto investirvi. Decisione ribadita dal decreto del

febbraio 2021 che permetteva l'avvio di sei progetti di sviluppo dell'Artico, sostenuti finanziariamente dallo stato, con la partecipazione di società private. Permane però il problema di come inquadrare gli investimenti privati nell'area: creando una zona economica speciale oppure una macro-regione supervisionata da un comitato statale.

Nel 2020 il governo russo ha emanato la “Strategia dell'Artico fino al 2035” affidando lo sviluppo delle infrastrutture energetiche, di trasporto e delle tecnologie allo stato. Principalmente è sempre quest'ultimo a investire in progetti regionali di efficienza energetica, nell'uso del Gnl e di fonti energetiche rinnovabili anche con la possibilità di una cooperazione internazionale. Accanto all'attenzione primaria data allo sviluppo economico regionale, la rotta artica viene concepita come corridoio di trasporto dalla rilevanza globale, che si traduce inoltre nell'opportunità di diversificare i vettori di esportazione energetica russa, specie verso i mercati asiatici⁶⁰. L'aumento della capacità di traffico e del volume di merci attraverso la rotta atlantica implica necessariamente un maggior sfruttamento delle risorse naturali e lo sviluppo dei progetti di costruzione di impianti lungo la stessa via marittima. Va qui detto che la trasformazione della rotta in un corridoio di trasporto di ordine globale è condizionata da una serie di fattori quali i prezzi mondiali delle materie prime, la domanda asiatica di tali risorse, i vantaggi di accessibilità a questa rotta rispetto alla rotta via Canale di Suez, i vincoli del clima rigido, la stabilità regionale e la diminuzione del rischio di un conflitto nell'area⁶¹. Sul piano della sovranità e della sicurezza, infine, la Strategia si prefigge l'obiettivo di garantire la sicurezza e la difesa del territorio nonché dei diritti economici e politici russi nell'Artico. In linea di principio, si legge nella Strategia che l'Artico per la Russia rimane una regione di pace e cooperazione, da promuovere tanto a livello bilaterale quanto multilaterale (Consiglio dell'Artico). Sta qui la dualità nell'approccio russo: da una parte, promozione dell'area come zona di pace, stabilità nonché governance internazionale e, dall'altra, necessità di rafforzare le capacità militari allo scopo di difendere la sicurezza, la sovranità e l'integrità territoriale nazionale e affermarsi come una grande potenza dominante il contesto artico.

Accanto alla posizione statale rispetto all'importanza dell'Artico, alcuni analisti russi, alla luce delle nuove dinamiche regionali e internazionali, intravedono nell'area una nuova arena geopolitica – la regione artico-pacifica⁶² – basata su tre fattori principali: il riscaldamento globale (che facilita la navigazione quasi tutto l'anno), il boom delle economie del Pacifico e lo spostamento del centro dell'economia mondiale verso l'Asia e, infine, l'inizio di una fase di stallo tra Stati Uniti e Cina. La combinazione di questi fattori crea le condizioni favorevoli

⁶⁰ Per la rotta in questione si persegue un aumento fino a 80 milioni di tonnellate (rispetto ai 30 attuali) di carico di merci all'anno entro il 2024, 100 milioni entro 2030 e fino a 120 milioni di tonnellate entro il 2035. Entro il 2035 la Russia intende in questa prospettiva costruire almeno 40 navi artiche, potenziare 4 aeroporti regionali, costruire ferrovie e porti marittimi, costruire un rompighiaccio a propulsione nucleare che accompagnerà le navi mercantili e metanifere lungo la rotta artica, nonché avviare la realizzazione di un cavo di fibra ottica lungo la rotta.

⁶¹ S. Sukhankin, T. Bouffard, and P.W. Lackenbauer, “Strategy, competition, and legitimization: Development of the Arctic Zone of the Russian Federation”, in *Arctic Yearbook 2021: Defining and Mapping the Arctic: Sovereignities, Policies and Perceptions*, Akureyri, Iceland, Arctic Portal, 2021, p. 217.

⁶² A. Kupriyanov, “Constructing the Arcto-Pacific, Russia in Global Affairs”, no. 4, ottobre /dicembre 2020 (<https://eng.globalaffairs.ru/articles/constructing-arcto-pacific/>).

per rappresentare l'Artico come uno spazio di transito e di produzione di risorse legato all'area Pacifico, dischiudendo nuove opportunità alla collaborazione tra la Russia e i partner estremo-orientali. Un tale concetto potrebbe completare l'idea della Grande Eurasia, impiegato spesso nelle narrative politiche di Russia e Cina, conferendogli la mancante componente marittima.

I progetti russi di Gnl

Capire quali sono le opzioni russe nel settore di produzione di Gnl è fondamentale tenuto conto della transizione energetica, del regime di sanzioni e della ricerca di nuovi partenariati internazionali, ma anche del valore dell'Artico. Vediamo quali sono i **principali progetti russi** di Gnl e le difficoltà che li minacciano.

Sakhalin-2, avviato nel 2009 e proprietà maggioritaria di Gazprom, è stato il primo progetto rilevante di produzione che esporta (vista anche la sua posizione geografica di prossimità) Gnl in Giappone, in Corea del Sud, in Cina con contratti di durata minima di 20 anni. La sua capacità produttiva si aggira attorno ai 9,6 milioni di tonnellate all'anno e sfrutta la tecnologia di liquefazione patentata dalla Royal Dutch Shell, l'altro partner nel progetto. A causa delle recenti sanzioni occidentali la Shell è uscita dal progetto, la sua quota sarà mantenuta o venduta dal governo russo e i proventi saranno destinati a un conto speciale. Attualmente le società cinesi China National Offshore Oil Company (Cnooc), China National Petroleum Corporation (Cnpc) e Sinopec stanno negoziando con la Shell per acquisire la sua partecipazione.

Yamal LNG, avviato nel 2017, è il secondo progetto di produzione di Gnl situato nel nord-ovest siberiano e unico della sua portata in quanto pilastro della cooperazione energetica russo-cinese. La Cina è il principale azionista straniero nel progetto nonché acquirente principale del suo Gnl (il 20% appartiene alla Cnpc e il 9,9% alla Chinese Silk Road Fund). Altri azionisti sono: la Novatek (50,1%) e la francese Total (20%). La sua capacità produttiva viene stimata intorno ai 16,5 milioni tonnellate all'anno ed è destinata ai mercati europei e asiatici, inclusa la stessa Cina. Altri paesi della regione Asia-Pacifico (Giappone, Corea del Sud, India, Filippine, Indonesia) sono coinvolti in quanto fornitori di tecnologia e di materiali da costruzione per l'impianto⁶³. Gli investimenti cinesi – il 60% circa del totale – sono stati fondamentali per tale progetto, ma la Cina ha giocato un ruolo cruciale anche nella fornitura di attrezzature specializzate, sebbene la maggior parte del *know-how* e della tecnologia fossero forniti dalla francese Total. Yamal LNG si contraddistingue dagli altri progetti Gnl in corso perché è realizzato dalla società privata russa Novatek – sfidando di fatto, e con il sostegno del Cremlino, il monopolio di Gazprom nel settore. In linea con la liberalizzazione delle esportazioni di Gnl russo e della maggiore partecipazione di società indipendenti nell'ottica di diversificazione degli esportatori, nel 2020 la Novatek ha ottenuto il permesso incondizionato di esportare Gnl. Attualmente e a seguito delle sanzioni, la Cina è il partner principale di sviluppo del progetto. Costretta a ricorrere a una politica di indipendenza

⁶³ La coreana Daewoo costruisce le navi metaniere mentre le società giapponesi forniscono supporto ingegneristico e gestionale.

tecnologica, nel 2021 Novatek ha introdotto la tecnologia russa di liquefazione del gas – “Arctic cascade” – che realizza il raffreddamento della risorsa grazie alle naturali temperature dell’Artico e all’uso di azoto quale agente di raffreddamento. Tale tecnologia innovativa riesce ad abbattere i costi del Gnl del 30%, incrementando significativamente i margini di profitto.

La Novatek (proprietaria del 60%) prevede di realizzare entro il 2023 un secondo impianto consistente di tre unità di liquefazione (dette treni) con una capacità complessiva di 19,8 milioni di tonnellate di Gnl all’anno e 1,6 milioni di condensato di gas. Il progetto, chiamato **Arctic Lng-2**, è localizzato nella penisola di Gydan (le cui riserve sono stimate circa 2 trilioni di metri cubi di gas) non lontano dalla penisola di Yamal e sfrutta la rotta artica e una flotta di gassiere di classe ghiaccio per il trasporto. Total (azionista per il 10%), le cinesi Cnpc e Cnooc (ciascuna detentrici del 10%) e le giapponesi Mitsui Group (5%) e Jorgmec (5%) sono coinvolte nello sviluppo del progetto. Arctic Lng-2 offre ai cinesi l’opportunità di sviluppare e/o acquisire tecnologia avanzata per progetti energetici. La capacità produttiva del primo treno dell’Arctic Lng-2 è di 6,6 tonnellate all’anno, da esportare principalmente verso la Cina. L’idea è che l’80% vada verso l’Asia e il 20% verso l’Europa. Nel 2021 Novatek ha annunciato di aver concluso tutti i contratti di fornitura di Gnl per i prossimi 20 anni con gli stessi partner del progetto. L’ambizione della Novatek è di realizzare una produzione annua di circa 66-67 milioni di tonnellate all’anno entro il 2030 rispetto alla produzione totale nazionale di 120 milioni di tonnellate. Tuttavia, a seguito delle sanzioni e della guerra in Ucraina tale progetto ha rallentato. Total ha dichiarato nel marzo 2022 di non voler più investire in alcun progetto Gnl in Russia e si è ritirata dall’Arctic Lng. L’Italia ha sospeso il prestito, assicurato da Sace, di 500 milioni di euro. Ora i finanziamenti (9,5 miliardi di euro) dovranno essere recuperati in parte da banche cinesi quali l’Export Import Bank of China e la China Development Bank (2,5 miliardi di euro) e altre asiatiche (quali la Japan Bank for International Cooperation) mentre il resto dovrebbe essere assicurato dalla banca statale russa (4,5 miliardi di euro). Il maggior ostacolo per il progetto è l’insufficiente flotta di gassiere per il trasporto. Il progetto si affidava per il trasporto alla costruzione di 21 gassiere di classe ghiaccio Arc7: 15 che sarebbero state costruite dalla fabbrica russa Zvezda (in collaborazione stretta con la sudcoreana Samsung Heavy Industries) e 6 dalla coreana Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (Dsme). Tuttavia, la Dsme ha annunciato il ritiro dal contratto di costruzione e ora queste gassiere dovranno essere costruite unicamente da Zvezda, il cui operato è tuttavia colpito dalle sanzioni. Nel marzo 2022 l’UE ha infatti varato sanzioni che vietano l’esportazione verso la Russia di tutta la componentistica tecnologica necessaria per la costruzione di petroliere e gassiere. Sotto le sanzioni Usa, invece, si è trovata la Società di sviluppo statale russa Veb.RF proprietaria delle 15 gassiere che dovrebbero essere costruite da Zvezda. Di per sé Novatek non è colpita dalle sanzioni ma il suo Ceo Leonid Mikhelson è sotto le sanzioni della Gran Bretagna.

Gli altri due treni – **Arctic Lng-1** e **ArcticLng-3** dovrebbero essere realizzati, stando ai piani iniziali, rispettivamente nel 2024 e 2025 (con capacità produttiva di 6,6 milioni di tonnellate all’anno ciascuno). La società ha già appaltato le apparecchiature chiave per le due linee quali i compressori Siemens, le turbine Baker Hughes e gli scambiatori di calore Linde. Tuttavia, il processo di costruzione è stato congelato a seguito delle sanzioni.

La statale Rosneft potrebbe inoltre decidere di produrre Gnl nel suo progetto Vostok Oil arrivando a una capacità di 50 milioni di tonnellate annui. Anche il giacimento di Shtokman potrebbe produrre circa 30 milioni di tonnellate, ma solo a partire dal 2030. Altro progetto, non ancora attivo e basato sulle tecnologie estere, quindi incerto, è l'**Obskii Lng**, da realizzare nei prossimi 10 anni con capacità di 6 milioni di tonnellate all'anno.

Le reazioni di Mosca alle sanzioni occidentali: il versante interno e quello internazionale

Le sanzioni varate dall'UE e dagli Stati Uniti a partire dal 2014 hanno colpito l'economia russa, creando però anche uno spazio di manovra nonché l'opportunità per il Cremlino di guardare verso l'Asia alla ricerca di nuovi partner (Cina, Vietnam, Corea del Sud) e per l'Asia di guardare alla Russia.

La risposta russa è stata multidirezionale. Almeno in teoria, lo stato russo non è indietreggiato nei propri piani di raggiungere una capacità di produzione intorno ai 100 milioni di tonnellate all'anno di Gnl entro il 2035, posizionandosi nel mercato globale con una quota del 15%. Il Cremlino ha scelto di investire nell'industria nazionale sviluppando e stimolando politiche di sostituzione della dipendenza dall'Occidente – obiettivo da raggiungere entro il 2025. Direzione fattibile e compatibile con la realtà considerando che l'economia russa è sempre stata criticata per la sua scarsa diversificazione? È ancora presto per dare risposte certe. Infatti, l'industria energetica russa deve fare i conti nell'Artico con una serie di problematiche che vanno dalle condizioni climatiche estreme, all'insufficiente infrastruttura e tecnologie avanzate, passando per la necessità di investimenti corposi. Per ora possiamo affermare che si tratta di una politica interna e industriale obbligata, probabilmente basata sull'orgoglio russo, e non sempre possibile nel breve periodo ma che, in netto contrasto con le scelte storiche compiute dopo il 1991, invia un messaggio esplicito all'Occidente: la Russia imposta il rapporto con il fronte occidentale unito su basi ed equilibri politici radicalmente diversi da quelli perseguiti sinora (ossia dialogo, cooperazione, interdipendenza e integrazione a tutti i costi).

Nello specifico, i treni dell'**Arctic Lng** dipendono dalle tecnologie di società quali le tedesche Linde e Siemens o l'americana Baker Hughes. Sostituirle non sempre è facile rispettando le tempistiche pianificate né la Cina – che pur si affida parzialmente a soluzioni europee per le attrezzature di produzione di Gnl – può essere una soluzione immediata. Così Novatek e Gazprom, all'inizio del 2022, in stretto coordinamento e consultazione, si sono rivolte al governo russo con la richiesta di poter disporre di attrezzature adeguate russe nella produzione di Gnl. Già nel luglio 2021, ben prima dell'inizio delle operazioni militari in Ucraina, il governo federale aveva sostenuto l'iniziativa strategica "Liquefied Natural Gas Market Breakthrough" che iscrive il passaggio ai macchinari di produzione interna nei progetti di liquefazione del gas come presupposto chiave dei programmi di sviluppo socio-economico fino al 2030. In questo arco temporale il ministero dell'Industria e del Commercio stanzerà oltre 127 miliardi di rubli per l'avvio della produzione in serie delle 18 tipologie più

critiche di apparecchiature per impianti di medie e grandi dimensioni di produzione di Gnl che, a differenza dei piccoli e medi impianti, necessitano di una sostituzione tecnologica⁶⁴.

Indipendenza vuol dire anche indipendenza finanziaria, con un aiuto importante da parte dello stato. Il governo russo sta lavorando su misure che includono la gestione esterna, il fallimento e la nazionalizzazione dei beni delle società che lasciano il mercato russo. Soluzioni finanziarie sono state avanzate dal Fondo russo del benessere nazionale, che ha concesso prestiti a sostegno di alcuni progetti (Yamal) o è ricorso a prestiti stranieri non occidentali (quali il Chinese Silk Road Fund).

L'emancipazione dall'Occidente viene declinata inoltre come sostituzione dei partner uscenti dai singoli progetti con dei nuovi e le relative ripercussioni dirette sugli equilibri regionali e geopolitici (vedasi sezione seguente). In quest'ottica l'Asia offre non solo dei partner di sostituzione ma garantisce un mercato di sbocco per le risorse russe rendendo di fatto la Russia sempre più svincolata dalle politiche occidentali nel suo ciclo produttivo⁶⁵. Attualmente tale ruolo viene svolto dalla Cina. La sua disponibilità non fa altro che approvare e consolidare la scelta storica del cosiddetto "pivot to Asia" della Russia. La convergenza di interessi tra Mosca e Pechino si ramifica lungo diversi vettori: dal garantire un mercato per il gas russo nei prossimi 30 anni agli interessi finanziari, allo sviluppo della rotta artica e la costruzione di una flotta per il trasporto di merci. La partnership in questione sembra inoltre offrire al Cremlino un modo per contrastare l'egemonia del dollaro nelle transazioni nel mercato energetico. Infatti, la Novatek ha fatto sapere che sta valutando con la controparte cinese la possibilità di pagamento delle forniture russe di gas alla Cina in renminbi, neutralizzando così l'effetto delle sanzioni americane. La stessa considerazione viene fatta con l'India e i paesi arabi.

Il coinvolgimento cinese riguarda infine l'upgrade delle infrastrutture di navigazione mercantile nell'Artico, inclusa la comunicazione satellitare⁶⁶, nella prospettiva di utilizzare questa rotta nel commercio con l'Europa. In particolare, la Cina ha mostrato interesse per la costruzione di due porti marittimi, il porto di Zarubino e il porto di acque profonde di

⁶⁴ "L'attrezzatura russa per gli impianti di produzione di Gnl", 22 giugno 2022 (https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2022/4/1012/).

⁶⁵ La legge americana del 2018, "Countering American Adversaries through Sanctions Act", prevedeva la graduale marginalizzazione e sostituzione della Russia come fornitore di gas (Gnl incluso) per i paesi europei. A confermare tale posizione viene l'annuncio nel marzo 2022 secondo il quale Washington fornirà 15 miliardi di metri cubi di Gnl all'Europa nel 2022 aumentando la quota da qui al 2030 fino a 50 miliardi di metri cubi all'anno.

⁶⁶ I cinesi stimano che un miglioramento della tecnologia di navigazione satellitare possa rendere il trasporto commerciale nell'area più prevedibile e sicuro e quindi commercialmente più redditizio. Già da tempo la Cina punta a sviluppare il proprio sistema di navigazione globale, il cosiddetto BeiDou, per limitare la sua vulnerabilità legata all'uso del sistema Gps statunitense e nel 2022 prevede di lanciare un satellite di imaging per monitorare la rotta artica. Sempre nel 2022 Cina e Russia hanno firmato un accordo che garantirà la compatibilità e l'interoperabilità dei rispettivi sistemi di navigazione nazionali (il russo Glonass e il cinese BeiDou) nel tentativo di un'indipendenza dal Gps. Inoltre, sia la Russia che la Cina mostrano interesse per il cosiddetto "Arctic Connect" - un progetto gestito da un consorzio internazionale con l'obiettivo ambizioso di collegare l'Europa all'Asia attraverso un cavo di fibra ottica sottomarino che percorrerà per 13.800 km la rotta artica.

Arkhangelsk⁶⁷. In più, inoltre, vanta la partecipazione in progetti per la costruzione di navi per l'attraversamento dell'Artico. Sebbene ancora indietro rispetto alla Corea del Sud e al Giappone, la Cina ha già maturato una certa esperienza nella costruzione di grandi navi rompighiaccio. Nel 2019 la cinese Cosco, il Chinese Silk Road Fund insieme a Sovcomflot (la compagnia di costruzioni navali di proprietà statale russa) e la Novatek hanno avviato una joint venture, la Maritime Arctic Transport, con l'obiettivo di gestire una flotta di cisterne rompighiaccio di classe Ice Artic per il trasporto di Gnl da progetti esistenti e futuri.

Riformulazione degli obiettivi geopolitici nell'Artico

Rispetto alle implicazioni delle sanzioni per il fragile equilibrio di interessi e poteri nell'Artico, si possono osservare due tendenze: una maggiore internazionalizzazione e attivismo nell'area e una crescente e più dinamica competizione tra diversi attori, che mina le basi dello status quo. Accanto agli attori regionali, gradualmente si sono aggiunti altri stati sul palcoscenico artico che non vi confinano geograficamente. Probabilmente l'attore più di spicco è la Cina – stato, definitosi “quasi artico” e con status di osservatore presso il Consiglio dell'Artico dal 2013. Attratta dalle materie prime, dalle infrastrutture e dalle opportunità logistiche legate al suo progetto geo-economico della Nuova via della seta, la Cina non vuole trovarsi ai margini della governance dell'Artico ma, anzi, puntando sulle nuove tecnologie nel suo modello di sviluppo nazionale, aspira a cementare il proprio ruolo nella regione tramite partenariati (e non blocchi) bilaterali.

Accanto agli altri paesi asiatici interessati all'accesso alle materie prime (India e Giappone) e alla navigazione commerciale lungo la rotta artica (Corea), un altro attore sempre più coinvolto nella politica regionale è l'Unione europea, sprovvista al momento di una capacità istituzionale visto il diniego di Russia e Canada al conferimento all'UE dello status di osservatore presso il Consiglio Artico. Oltre ad aver avanzato una propria politica artica focalizzata sullo sviluppo economico, la protezione ambientale, la sicurezza nucleare, il benessere sociale e la giustizia e aver annunciato l'apertura di una sede artica della sua Commissione in Groenlandia, Bruxelles sta facendo pressione attraverso i governi di stati membri artici quali Danimarca, Svezia e Finlandia allo scopo di allargare e consolidare l'influenza nella regione. particolare attenzione viene riservata da parte dell'UE alla rotta artica, avanzando l'idea che le sue acque debbano essere considerate acque internazionali e non – come sostenuto da Russia e Canada – territoriali e quindi condizionate dalle loro legislazioni e interessi nazionali.

Infine, ma non da ultimo, gli Stati Uniti, paese artico ma finora rimasto in disparte, hanno riconsiderato l'area emanando, partire dal 2020, una serie di documenti concettuali che delineano gli obiettivi regionali. Così la Strategia marittima “Advantage at Sea” designa

⁶⁷ Il porto di Zarubino si trova nei pressi di Vladivostok, vicino al confine cinese, e servirà i collegamenti di trasporto nelle regioni nord-orientali della Cina stimolando allo stesso tempo lo sviluppo dell'Estremo Oriente russo. Quanto al progetto ad Arkhangelsk, nel 2016 la China Poly Group ha firmato un accordo di intenti per investirvi 5 miliardi di dollari per usare il porto come base logistica per i trasporti artici della China Ocean Shipping Company. Tuttavia, ora il progetto sembra arenatosi nella fase di progettazione.

l'Artico come una futura arena per il dominio marittimo americano riconoscendo la Cina e la Russia come i suoi principali concorrenti. La base della pianificazione strategica statunitense è il concetto di "Blue Arctic"⁶⁸. Washington parte dal presupposto che lo scioglimento dei ghiacci collegherà l'Atlantico con il Pacifico creando nell'Artico un'unica regione navale. Una naturale continuazione di tale prospettiva sono le iniziative Usa nel campo militare intese a costituire un'area unificata di sicurezza da allargare successivamente agli alleati Nato e basata su un sistema unico delle comunicazioni⁶⁹.

La conseguenza più immediata di questa internazionalizzazione è l'incertezza del sistema che governa la regione. Il Consiglio dell'Artico, l'organo intergovernativo che riunisce gli otto stati-membri artici (Canada, Danimarca, Finlandia, Islanda, Norvegia, Russia, Svezia e Usa), i tredici stati con status di osservatore, nonché i rappresentanti delle popolazioni indigene, ha risentito gli effetti della guerra in Ucraina. Dal 2021 al 2023 la presidenza di turno del Consiglio sarebbe spettata alla Russia. Nel marzo 2022, come segno di protesta, i sette stati membri hanno tuttavia sospeso la loro partecipazione alle sedute presiedute dalla Russia, isolando l'operato di Mosca. All'inizio di giugno 2022 gli stessi stati si sono detti pronti a ripristinare parzialmente le attività che non vedono la partecipazione russa, benché la Russia, nella sua veste di membro del Consiglio, abbia diritto di partecipare a qualsiasi progetto. Questo di fatto blocca l'operatività dell'organo e fa pensare all'eventualità di una sua riforma (o più in generale del sistema di gestione dell'Artico) oppure l'istituzione di strutture decisionali alternative. Dal canto suo, Mosca è contraria alla prospettiva di trasformare il Consiglio artico da forum intergovernativo a organizzazione internazionale allargando le sue prerogative anche all'agenda della sicurezza. Essa appare infine preoccupata dalla crescente internazionalizzazione e frammentazione della regione, che apre un ulteriore fronte da monitorare oltre la guerra.

Allo stesso tempo, si assiste a una tendenza occidentale all'alterazione degli equilibri militari nella regione in funzione di contenimento della Russia – aspetto in passato piuttosto remoto nelle dinamiche regionali, ma che ora stimola l'incremento del grado di conflittualità. Considerazioni di questo tipo vanno fatte alla luce della futura adesione di Svezia e Finlandia, due paesi artici, alla Nato. La Cina, a sostegno della Russia, ha già espresso il proprio dissenso rispetto alla presenza Nato nell'area. Canada e Stati Uniti hanno annunciato esercitazioni militari in tutta la zona artica canadese⁷⁰. A complicare ulteriormente gli schieramenti è la Danimarca, che ha firmato un accordo con la Groenlandia (territorio ricco di risorse naturali che gli Usa, sotto la presidenza di Donald Trump, volevano acquistare) detto "Arctic Capacity Package"⁷¹ secondo il quale Copenaghen si impegna a investire e potenziare la presenza militare danese nell'area dell'Artico per circoscrivere l'influenza americana. Queste iniziative

⁶⁸ "What the 'Blue Arctic' Means for the US Pacific Military Presence", *The Diplomat*, 21 agosto 2021 (<https://thediplomat.com/2021/08/what-the-blue-arctic-means-for-the-us-pacific-military-presence/>).

⁶⁹ "NORTHCOM Needs Help In Space For Arctic Communications", *Breaking Defense*, 25 agosto 2021 (<https://breakingdefense.com/2021/08/northcom-needs-help-in-space-for-arctic-communications/>).

⁷⁰ "Canada and US Announce Arctic Military Exercises Amid Russia Tensions", *The Guardian*, 16 marzo 2022 (<https://www.theguardian.com/world/2022/mar/16/canada-us-arctic-military-exercises-russia>).

⁷¹ "Agreement between Denmark and Greenland about Arctic Capacities", *High North News*, 11 maggio 2022 (<https://www.highnorthnews.com/en/agreement-between-denmark-and-greenland-about-arctic-capacities>).

non sono state ignorate in Russia che, oltre a investire nell'ammodernamento delle sue basi militari, sta anche considerando la possibilità di istituire una flotta artica accanto alle altre quattro flotte per proteggere la sua parte della rotta artica ma anche la propria sovranità e territorio.

Conclusioni

Il conflitto in Ucraina ha messo in moto processi complessi nella regione dell'Artico. Considerata fino a pochi anni fa area remota e pacifica, ora essa si mostra sotto una luce nuova, fatta di grandi potenzialità e importanza ma anche inserita in dinamiche di conflitto per nuovi e ancora incerti equilibri di potere. Difficile, allo stato attuale, prevedere se il suo futuro evolverà in un quadro di cooperazione o neutralità o se sarà frammentata in “due Artici” secondo un'ancora incerta linea di demarcazione o, infine, se sarà inserita in concetti e aree geopolitiche ben più larghi.

L'Artico e i progetti russi energetici ivi situati rappresentano lo specchio delle trasformazioni in corso nell'arena internazionale, nonché probabilmente il campo immediato di applicazione dei futuri equilibri di potere. Il compito di Mosca nei prossimi anni sarà di preservare la propria sopravvivenza e sostenibilità, interna e nell'area artica, affidandosi alle proprie forze ed elaborando il modello più appropriato e conveniente di ristrutturazione dei legami con l'Europa e gli Usa a complemento del partenariato col mondo non-Occidentale. La Russia dovrà quindi affrontare la connaturale dipendenza dalle materie prime e dagli andamenti nei mercati energetici internazionali e fare delle scelte nette rispetto agli altri suoi settori economici la cui insufficienza l'ha indebolita.

Ci troviamo in un periodo e in un processo fluido con nuove opportunità, geometrie geopolitiche e “agenda setting”: l'allontanamento della Russia dall'Europa ha aperto un orizzonte geopolitico ancora ampiamente inesplorato per Mosca – l'Asia.

7. Dall'Ucraina al Nord Africa: crisi energetica e dinamiche (geo)politiche nei paesi del Maghreb

Lorena Stella Martini

Nel nostro mondo interconnesso l'invasione russa dell'Ucraina ha scatenato serie conseguenze per le catene di approvvigionamento globali, con forte impatto in particolare sulla sicurezza alimentare ed energetica. In Nord Africa le ricadute del conflitto in Ucraina sul settore energetico stanno generando tanto sfide quanto opportunità (sebbene con alcune doverose premesse), e si stanno intrecciando a doppio filo con le dinamiche geopolitiche, politiche e socioeconomiche nazionali e regionali.

Per quanto riguarda le sfide, l'ingente aumento dei prezzi degli idrocarburi, accanto a quello di beni di prima necessità come i derivati del grano, sta avendo pesanti ricadute a livello socioeconomico in paesi dove l'alto tasso di povertà e di disuguaglianza è stato ulteriormente esacerbato dall'impatto della pandemia di Covid-19 e che stanno scontando le gravi conseguenze del cambiamento climatico. Ciò si applica specialmente ai paesi che non sono esportatori di idrocarburi, come Tunisia e Marocco, e che non possono dunque approfittare del maggiore profitto derivante da questo mercato per compensare almeno in parte le problematiche in altri ambiti, primo fra tutti il settore alimentare. Tuttavia, gli stessi paesi esportatori di idrocarburi non sono esclusi dalle ricadute delle dinamiche energetiche internazionali: l'aumento del prezzo dell'energia sta infatti determinando un incremento generalizzato dei costi, a partire da settori chiave come quello dei trasporti o dell'agricoltura, e questo non può che avere conseguenze progressive anche su paesi come l'Algeria o la Libia, che importano buona parte dei beni che consumano¹. Oltretutto, la Libia è a sua volta importatrice di prodotti petroliferi a causa delle sue scarse capacità di raffinazione².

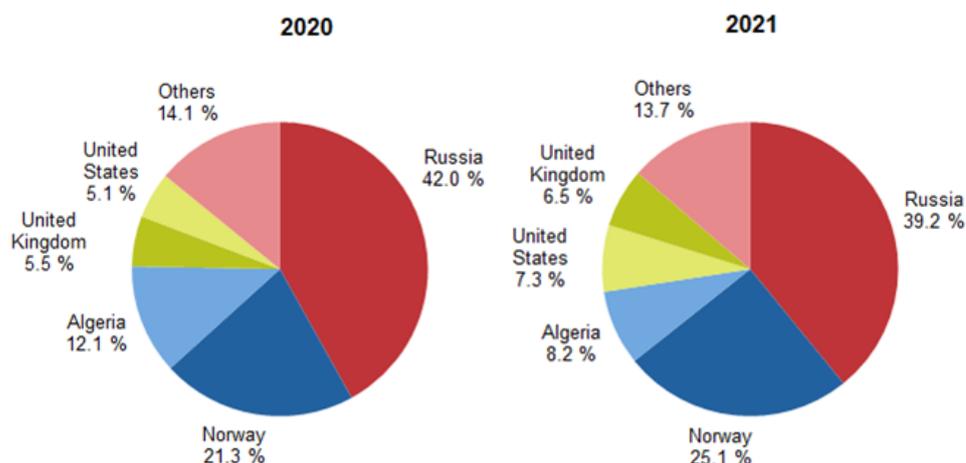
Accanto a queste difficoltà, l'urgenza dei paesi europei di ridurre considerevolmente la propria dipendenza energetica da Mosca, primo fornitore di petrolio e gas per i paesi europei, sta generando anche opportunità per i paesi del Vicinato meridionale dell'UE. Di fatto, improvvisamente consapevoli di dipendere per una materia fondamentale come l'energia dalla Russia, negli ultimi mesi gli stati europei hanno cominciato a guardarsi intorno per diversificare le proprie fonti di approvvigionamento e garantire la propria sicurezza energetica.

¹ F. Serrano, *War in Ukraine and drought at home: A perfect storm in the Maghreb*, Middle East Institute, 21 marzo 2022 (<https://www.mei.edu/publications/war-ukraine-and-drought-home-perfect-storm-maghreb>).

² *The Impact of Russia's Invasion of Ukraine in the Middle East and North Africa*, International Crisis Group, 14 aprile 2022 (<https://www.crisisgroup.org/middle-east-north-africa/impact-russias-invasion-ukraine-middle-east-and-north-africa>).

FIG. 7.1 – IMPORTAZIONI EUROPEE DI GAS NATURALE PER PAESE ESPORTATORE
NEL 2020 E NEL 2021

Extra-EU imports of natural gas by partner, 2020 and 2021 share (%) of trade in value



Source: Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates

eurostat 

Fonte: Eurostat

Ciò li ha spinti, in prima battuta, a guardare a sud, al continente africano e in particolare ai vicini del Nord Africa. Non si tratta, oltretutto, esclusivamente di trovare un'alternativa agli idrocarburi russi, in particolare al gas di Mosca, ma anche di esplorare le possibilità che i paesi del Nord Africa presentano in materia di cooperazione con l'Europa in ambito di energie rinnovabili. È proprio questa, peraltro, una delle dimensioni del Green Deal europeo, la cui spinta verso la transizione energetica non dovrebbe risultare rallentata dall'attuale crisi energetica, che ha saputo mettere ulteriormente a nudo le vulnerabilità del sistema attuale e la necessità di un cambiamento³. Un cambiamento cui a loro volta stanno lavorando i paesi del Nord Africa, seppur a velocità diverse tra loro.

Alla luce di queste premesse, il quadro nordafricano si presenta però tutt'altro che lineare. Se, da un lato, esso si compone di strategie e rinnovati progetti energetici volti a costruire un ponte tra Africa ed Europa, a far fronte e in alcuni casi ad approfittare dell'attuale crisi, dall'altro è anche caratterizzato da tensioni intraregionali e non solo, che evidenziano il ricorrente uso dell'energia come strumento politico. Questa analisi si propone dunque di

³ A. Varvelli e L.S. Martini, "Effetto guerra: le ripercussioni nel Mediterraneo", *Aspenia* n. 97, maggio 2022, pp. 259-66.

approfondire le conseguenze della crisi energetica scatenata dal conflitto in Ucraina su Algeria, Marocco, Libia e Tunisia, delineando opportunità, scenari e sfide che i mutati equilibri geo-energetici stanno aprendo per i paesi nordafricani, in stretta relazione con il quadro socioeconomico, politico e geopolitico che li caratterizza.

Algeria: opportunità e riserve

L'Algeria è un grande produttore di idrocarburi: gas e petrolio rappresentano il 95% delle rendite da esportazioni del paese e il 60% del fatturato statale⁴. Ciò ne fa il paese nordafricano più atto a cogliere le opportunità generate dall'attuale crisi energetica; tuttavia, il quadro rimane complesso a causa di dubbi sulla reale capacità di produzione algerina, della sua situazione politica interna e delle relazioni con altri attori quali Marocco, Spagna e Russia.

Prima della guerra l'Algeria già rappresentava uno dei maggiori esportatori di gas naturale verso l'Europa, sebbene in percentuali ben minori rispetto alla Russia; allo scatenarsi della crisi i paesi europei, Italia in primis, si sono rivolti ad Algeri come alternativa alla Russia in materia di gas. La risposta non si è fatta attendere molto: nel quadro dell'accordo siglato da Eni e da Sonatrach, il paese si è impegnato ad aumentare del 40% nei prossimi due anni le forniture di gas verso l'Italia tramite il gasdotto Transmed, che collega l'Algeria all'Italia passando attraverso il territorio tunisino, con l'obiettivo di ridurre di circa un terzo la necessità italiana di ricorrere alle importazioni di gas russo⁵. Tuttavia, permangono dubbi sulla reale capacità algerina di aumentare in modo ingente la produzione nel breve termine, soprattutto considerando la costante crescita della domanda interna e l'attuale incapacità di compensarla almeno parzialmente attraverso le energie rinnovabili⁶.

Sino a fine 2021 il gas algerino arrivava in Europa anche attraverso il gasdotto Maghreb-Europa (Gme); tuttavia, nel quadro di un'escalation di tensione con Rabat, al centro della quale si trova ancora una volta l'annosa questione dello status del Sahara Occidentale, Algeri non ha rinnovato il contratto che regolava la fornitura di gas dall'Algeria alla Spagna attraverso il Marocco, che riceveva gas naturale algerino in cambio del diritto di passaggio sul proprio territorio. Sebbene Algeri avesse rassicurato Madrid sul volume invariato delle forniture grazie a un maggiore impiego del gasdotto MedGaz, che collega direttamente Algeria e Spagna, o sotto forma di Gnl, le importazioni spagnole di gas algerino sono comunque diminuite.

D'altro canto, sembrerebbe esservi una connessione tra la dichiarazione spagnola di sostegno per il piano di autonomia marocchino per il Sahara Occidentale dello scorso marzo e l'intenzione algerina di aumentare i prezzi del gas proprio verso la Spagna nel quadro della

⁴ F. Serrano (2022).

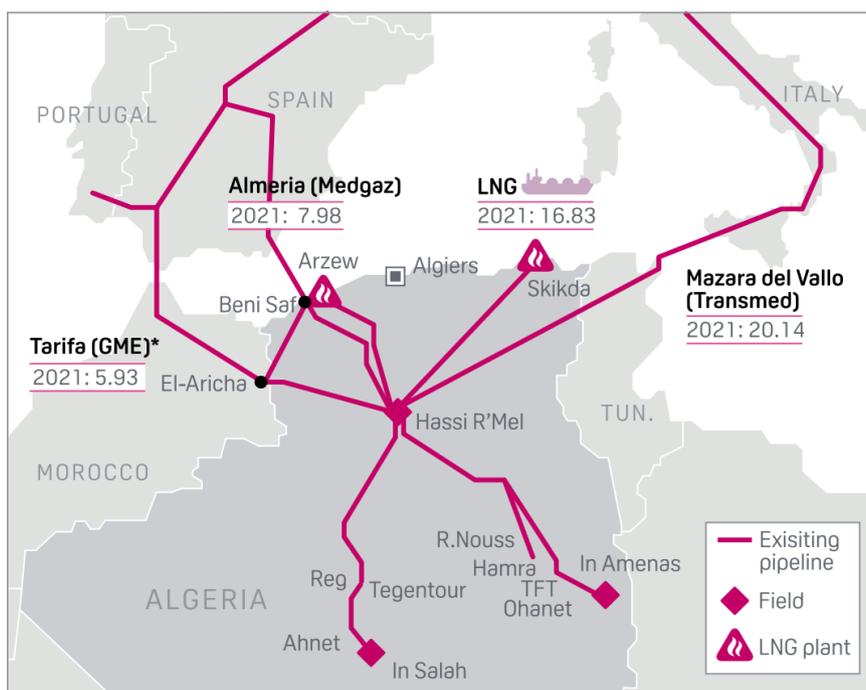
⁵ "Eni e Sonatrach concordano l'aumento delle forniture gas dall'Algeria attraverso Transmed", 11 aprile 2022 (<https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2022/04/eni-e-sonatrach-concordano-aumento-forniture-gas-algeria-transmed.html>).

⁶ I. Fakir, Given capacity constraints, Algeria is no quick fix for Europe's Russian gas concerns, Middle East Institute, 8 marzo 2022 (<https://www.mei.edu/publications/given-capacity-constraints-algeria-no-quick-fix-europes-russian-gas-concerns>); G. Cafiero, "Algeria plays balancing act as Europe tries cut Russian gas", *Al-Jazeera*, 9 giugno 2022 (<https://www.aljazeera.com/news/2022/6/9/algerias-growing-importance-to-italy>).

periodica rinegoziazione dell'accordo tra Sonatrach e la spagnola Naturgy⁷. Algeri avrebbe inoltre minacciato Madrid di interrompere del tutto le forniture nell'eventualità in cui la Spagna fornisse gas algerino al Marocco attraverso il tratto spagnolo-marocchino del Gme.⁸

FIG. 7.2 – I GASDOTTI CHE DALL'ALGERIA GIUNGONO IN EUROPA

ALGERIA'S GAS EXPORT ROUTES TO EUROPE



*Halted operations on Nov 1., 2021
Source: S&P Global Platts Analytics

Fonte: S&P Global Platts Analytics

Il triangolo Algeri-Rabat-Madrid, che ha ulteriormente complicato la già tesa relazione tra Marocco e Algeria, è un campanello d'allarme in materia di politicizzazione delle risorse energetiche: con la consapevolezza di avere il coltello dalla parte del manico, Algeri sta facendo leva sulla carta dell'energia in un momento in cui questa costituisce per tutti una priorità. Un simile approccio dovrebbe far riflettere sulla reale sostenibilità di traslare la dipendenza energetica europea dalla Russia a un attore come l'Algeria, che dalla sua prospettiva sta comunque lavorando per rendersi un attore affidabile agli occhi occidentali. A questa prospettiva risponde infatti il complesso tentativo algerino di trovare un equilibrio tra la cooperazione con i paesi europei e la consolidata vicinanza con Mosca, risalente alla

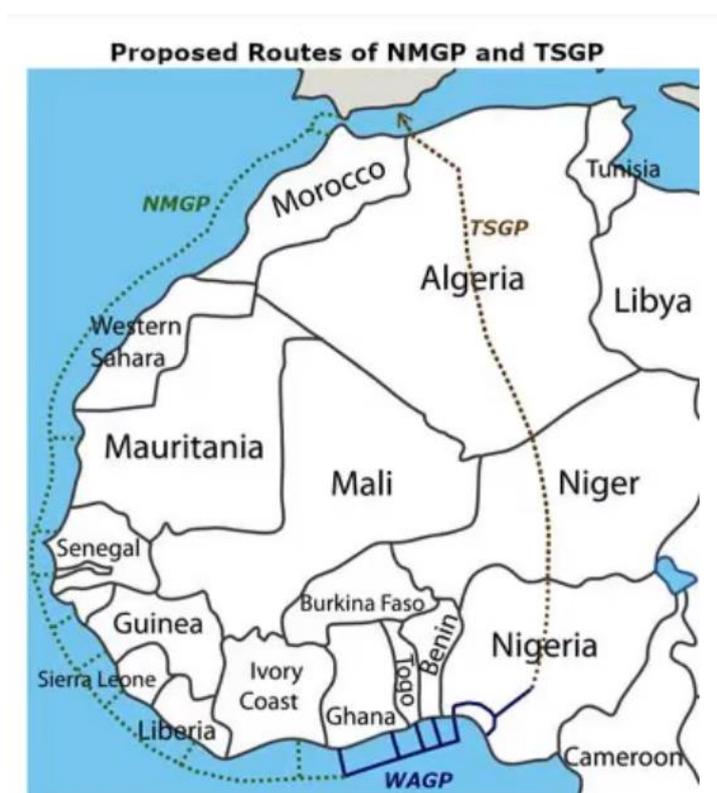
⁷ R. Esteller, "Argelia rebaja el suministro de gas natural a España alrededor de un 25%", *El Economista*, 5 maggio 2022 (<https://www.economista.es/energia/noticias/11750441/05/22/Argelia-rebaja-el-suministro-de-gas-natural-a-Espana-alrededor-de-un-25-.html>).

⁸ A. Sanz, "L'Algérie menace l'Espagne de révoquer son contrat gazier", *Atalayar*, 28 aprile 2022 (<https://atalayar.com/fr/content/lalgerie-menace-lespagne-de-revoquer-son-contrat-gazier>).

Guerra Fredda⁹ e oggi esplicitata in particolare attraverso l'ingente fornitura di armi, che fa dell'Algeria il terzo acquirente globale di armi russe¹⁰.

L'Europa, peraltro, è anche la destinazione finale del gasdotto Trans-sahariano (o NIGAL), progetto in stallo da decenni a causa delle condizioni di sicurezza nel Sahel, e che sembra ora rispolverato con reale intenzione da Algeria, Nigeria e Niger. I tre paesi coinvolti avrebbero infatti recentemente siglato un accordo per procedere al più presto con la realizzazione del gasdotto, che collegherebbe la Nigeria all'Algeria attraverso il Niger, per poi incanalarsi verso l'Europa grazie alle infrastrutture già esistenti, quindi verso Italia e Spagna¹¹. Anche questo progetto si iscrive nel quadro della rivalità geopolitica con il Marocco, che sta a sua volta lavorando al gasdotto Nigeria-Marocco, che dalla Nigeria dovrebbe arrivare in Marocco attraverso i paesi costieri dell'Africa occidentale, per poi giungere in Europa tramite la Spagna.

FIG. 7.3 – I PERCORSI DEL GASDOTTO NIGERIA-MAROCCO (NMGP) E DEL GASDOTTO TRANS-SAHARIANO (TSGP), ENTRAMBI IN FASE DI PROGETTAZIONE



Fonte: Construction Review Online

Marocco: energie rinnovabili, ma non solo

⁹ G. Cafiero, “Western Sahara: Algeria and Spain’s dangerous row”, *Middle East Eye*, 23 giugno 2022 (<https://www.middleeasteye.net/opinion/western-sahara-algeria-spain-dangerous-row>).

¹⁰ Dati Sipri (2020).

¹¹ “Algeria inks deal for trans-Saharan gas pipeline”, *Ansamed*, 21 giugno 2022 (https://www.ansamed.info/ansamed/en/news/sections/energy/2022/06/21/algeria-inks-deal-for-trans-saharan-gas-pipeline_2d0c288b-d39e-4957-8de4-4324d95a87ab.html).

Dal 2009 il Marocco sta cercando di affermarsi come leader regionale e continentale delle energie rinnovabili, nonché come punto di riferimento per l'Europa in materia. Questa strategia acquisisce ancora più rilevanza oggi che gli obiettivi della politica climatica europea devono intrecciarsi con l'urgenza di trovare una via alternativa alle dipendenze dagli idrocarburi russi. Accanto alle “classiche” energie rinnovabili – il Marocco ha grandi potenzialità in particolare in ambito di energia solare ed eolica¹² – alla luce dell'attuale crisi energetica Rabat sta insistendo sempre più nel presentarsi come futuro hub africano e Mediterraneo per l'idrogeno verde. Nonostante le basi promettenti, l'effettiva sostenibilità e la tempistica per fare del Marocco un campione dell'esportazione delle energie rinnovabili e soprattutto dell'idrogeno verde verso l'Europa rimangono da valutare¹³; un rischio, infatti, potrebbe essere quello di privilegiare la produzione per l'esportazione a una reale transizione nazionale che sia innanzitutto rispettosa degli ecosistemi e della popolazione locale.

Allo stesso tempo, in seno all'attuale crisi energetica il Marocco non si trova in una situazione rosea. Con un tasso di dipendenza energetica intorno al 90% e un mix energetico ancora dominato dai combustibili fossili (petrolio, carbone e gas) Rabat è oggi fortemente soggetta alle conseguenze economico-sociali, e di rimando anche politiche, dell'aumento dei prezzi dell'energia¹⁴. Da un lato, Mosca figura tra le maggiori fonti di carbone e gasolio per il Regno, le cui banche in primavera hanno iniziato a bloccare le importazioni russe, per paura delle ripercussioni delle sanzioni europee e statunitensi¹⁵. Dall'altro, la volontà marocchina di sostituire progressivamente il gas naturale al carbone come misura di accompagnamento alla transizione energetica¹⁶ si rivela oggi un'impresa complessa, considerato non solo l'aumento dei prezzi, ma anche e soprattutto la chiusura dei rubinetti di gas algerini, che coprivano il 97% circa del fabbisogno marocchino attraverso il Gme, tanto tramite diritto di passaggio quanto attraverso accordi bilaterali.

È dunque importante per Rabat cercare, tanto nel breve quanto nel medio-lungo periodo, di trovare soluzioni per salvaguardare innanzitutto la propria sicurezza energetica. In questo quadro, accanto alle energie rinnovabili, sulle quali il paese ha iniziato a investire massicciamente proprio in quest'ottica, date le attuali difficoltà globali e particolari è importante per il Marocco puntare innanzitutto sullo sfruttamento delle risorse gassiere nazionali e attrarre investimenti internazionali verso il settore¹⁷: il paese, considerato un

¹² Cfr. L.S. Martini, “Marocco ed energie rinnovabili: Ambizioni e sfide per un futuro più verde”, *Focus Sicurezza Energetica*, n. 2, Osservatorio di Politica Internazionale (a cura di ISPI), Camera dei Deputati, maggio/agosto 2021.

¹³ J. Chaudier, “Will Hydrogen fuel Morocco’s industrial projects of the future?”, *The Africa Report*, 6 settembre 2021 (<https://www.theafricareport.com/124184/will-hydrogen-fuel-moroccos-industrial-projects-of-the-future/>).

¹⁴ F. Serrano (2022).

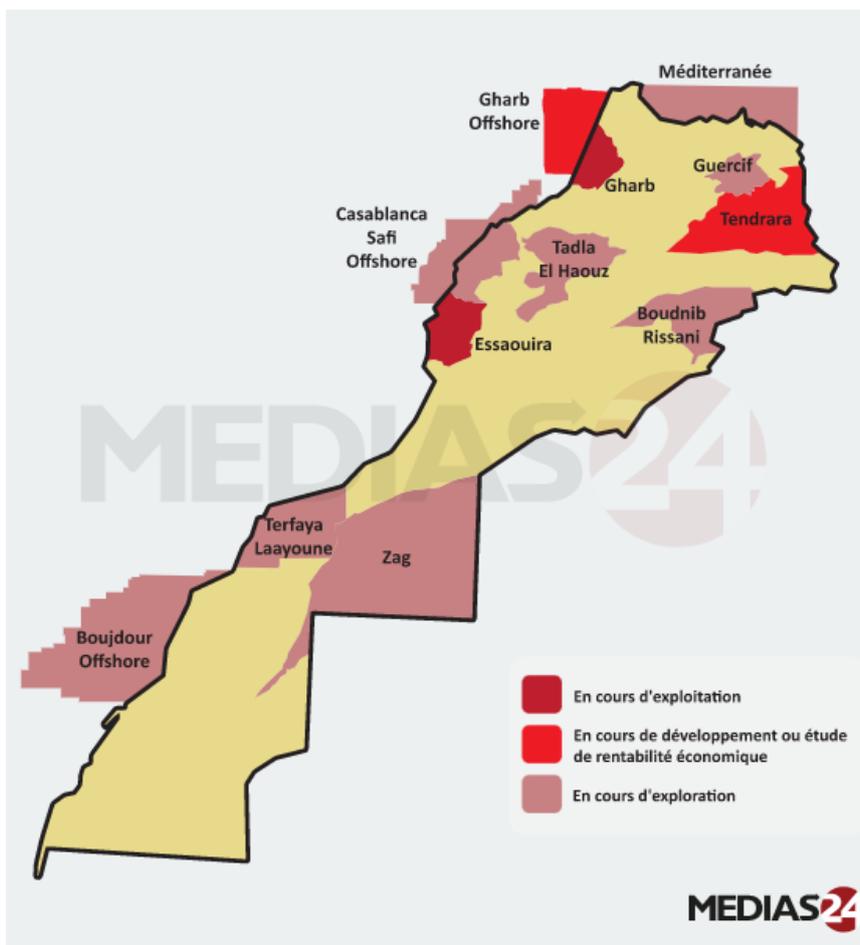
¹⁵ M. Michbal, “Blocage des importations de charbon russe : quelles alternatives pour le Maroc ?”, *Medias 24*, 24 aprile 2022 (<https://medias24.com/2022/04/24/blocage-des-importations-de-charbon-russe-quelles-alternatives-pour-le-maroc/>).

¹⁶ “Feuille de route du gaz naturel au Maroc 2021-2050”, Ministère de la transition écologique et du développement durable (<https://www.mem.gov.ma/Pages/actualite.aspx?act=277>).

¹⁷ R. Redondo, “Le Maroc est fortement engagé dans le gaz naturel”, *Alatayar*, 15 gennaio 2022 (<https://atalayar.com/fr/content/le-maroc-est-fortement-engag%C3%A9-dans-le-gaz-naturel>).

“piccolo produttore di gas” fa pur sempre parte dei sette paesi che concentrano il 90% delle riserve africane¹⁸ e ha all’attivo due giacimenti di gas naturale e altri in fase di esplorazione e sviluppo¹⁹.

FIG. 7.4 – I GIACIMENTI DI GAS NATURALE IN MAROCCO



Fonte: Medias 24

Al contempo, il Marocco punta anche sulla diversificazione delle importazioni di gas, sia dal punto di vista tecnico-infrastrutturale, investendo in ambito di rigassificazione per importare Gnl, quanto geografico. Rientrano in questo capitolo tanto il dibattuto accordo con la Spagna, che permette a Rabat di usare il Gme con Gnl acquistato su mercati internazionali e

¹⁸ H. Védie, “Le marché du gaz en Afrique suite à l’invasion de l’Ukraine par la Russie”, *Policy Center for the New South*, Research Paper, giugno 2022, pp. 10-11 (https://www.policycenter.ma/sites/default/files/2022-06/RP_05-22_Vedie.pdf).

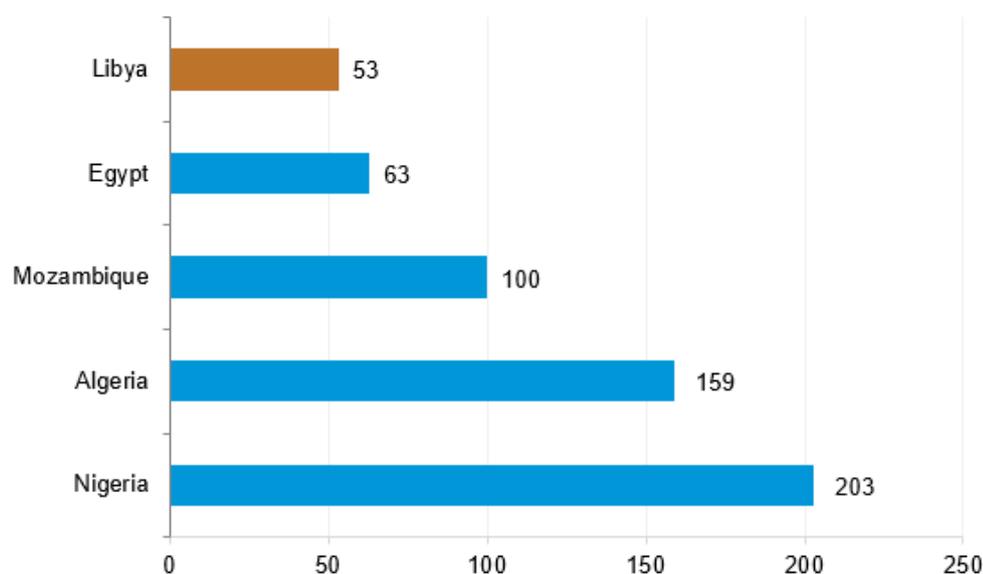
¹⁹ Y. Benabdellah, “Etat des lieux des découvertes et de la production de gaz naturel au Maroc”, *Medias 24*, 14 aprile 2022 (<https://medias24.com/2022/04/14/etat-des-lieux-des-decouvertes-et-de-la-production-de-gaz-naturel-au-maroc/#:~:text=La%20production%20de%20gaz%20naturel%20au%20Gharb%20a%20progress%C3%A9%20ces,de%20nouveaux%20contrats%20de%20vente>).

rigassificato in Spagna²⁰, quanto il sopracitato progetto del gasdotto Nigeria-Marocco, estensione del gasdotto dell’Africa Occidentale, che risponde anche alla volontà marocchina di fungere da ponte verso l’Europa in materia di energia. La Nigeria si starebbe quindi impegnando tanto con Algeri quanto con Rabat per la realizzazione di due mega-progetti in ambito di gas, ma è probabile che solo uno di questi veda la luce. Ciò va ad alimentare, dunque, la rivalità tra i due vicini maghrebini, che si sta peraltro iniziando a dispiegare anche in ambito di energie rinnovabili, settore cui l’Algeria si è progressivamente affacciata con la presidenza Abdelmadjid Tebboune, spronata ultimamente anche da paesi europei come l’Italia.

Libia: l’instabilità politica sopra ogni cosa

Alla fine del 2021 la Libia era il primo paese africano per riserve petrolifere e il quinto per riserve di gas naturale, con numerosi progetti in via di sviluppo e ulteriori potenzialità legate al gas associato derivante dal processo di estrazione del greggio²¹.

FIG. 7.5 - RISERVE DI GAS NATURALE IN AFRICA PER PAESE
(UNITÀ DI MISURA: TRILLION CUBIC FEET)



 Source: Graph by U.S. Energy Information Administration, based on data from *Oil & Gas Journal*, December 2021

Fonte: Eia

Il quadro energetico libico è visceralmente legato alla profonda crisi politica che la Libia vive da ormai più di un decennio. Nell’attuale caos libico – il paese si trova nuovamente conteso tra due governi, questa volta tra il Governo di Unità Nazionale (Gnu) istituito nel quadro dei

²⁰ H. Vedie (2022), p. 18.

²¹ US Energy Information Administration (2022).

negoziati Onu e guidato da Abdul Hamid Dbeibah, e il Governo di Stabilità Nazionale (Gsn) guidato da Fathi Bashagha e sostenuto dal Generale Khalifa Haftar – le conseguenze della guerra in Ucraina non hanno rappresentato una leva capace di incidere sulla strategia energetica del paese. Al contrario, le interruzioni della produzione ed esportazione di petrolio dovute all'instabilità politica interna stanno ulteriormente riducendo la disponibilità petrolifera sui mercati – la produzione sarebbe diminuita di più di un milione di barili al giorno nelle ultime settimane²²– e incidendo a loro volta sul costo del petrolio²³, portando oltretutto la Libia a perdere ingenti possibilità di guadagno determinate dagli attuali prezzi²⁴. Di fatto, l'instabilità politica sta causando la chiusura di numerosi pozzi petroliferi nel paese a causa delle proteste di quanti, sostenuti dall'Esercito Nazionale Libico di Haftar, rivendicano le dimissioni di Dbeibah e la fine dell'esperienza del Gnu.

Alla luce di ciò, l'ipotesi che la Libia possa anche solo in parte affiancarsi all'Algeria nell'aumentare le proprie forniture energetiche verso l'Europa, già pari al 63% delle esportazioni libiche di petrolio nel 2020,²⁵ non appare quindi davvero vagliabile sino a che il paese non troverà una qualche forma di stabilità. Un auspicio che sembra ancora lontano, considerando anche il continuo coinvolgimento degli attori esterni – tra cui proprio la Russia attraverso i mercenari del Wagner Group – nel caos libico, il che gioca decisamente a sfavore dei piani dell'Europa. Per quanto riguarda il gas naturale, è stato lo stesso ministro libico di Petrolio e Gas, Mohammed Aoun, a dichiarare all'indomani dell'invasione russa dell'Ucraina che la Libia non ha al momento abbastanza risorse per fare la differenza nel rimpiazzare le forniture russe verso l'Europa²⁶. Tuttavia, le potenzialità per aumentare la produzione di gas naturale in Libia ci sono, ma servono investimenti, e soprattutto le giuste condizioni politiche e securitarie affinché questi vadano a buon fine e non siano fagocitati dal marasma libico.²⁷

Tunisia: l'ennesima goccia che fa traboccare il vaso?

Per la Tunisia, da tempo sull'orlo del baratro, le conseguenze della guerra in Ucraina potrebbero essere la famosa goccia che fa traboccare un vaso ormai stracolmo. Tunisi versa infatti in una profonda crisi politica, caratterizzata nel corso dell'ultimo anno dalla svolta

²² “No clear pathway to quick resumption of oil production”, *Eurasia Group Note*, 14 giugno 2022.

²³ D. Bédarride, “Libya: The political crisis has serious consequences on the country's oil production and repercussions on international oil prices aggravated by the war in Ukraine”, *Ecomnewsmed*, 14 maggio 2022 (<https://www.ecomnewsmed.com/en/2022/05/14/libya-the-political-crisis-has-serious-consequences-on-the-countrys-oil-production-and-repercussions-on-international-oil-prices-aggravated-by-the-war-in-ukraine/>).

²⁴ “Closure of oil wells and ports continues due to instability in Libya”, *Alatayar*, 19 aprile 2022 (<https://atalayar.com/en/content/closure-oil-wells-and-ports-continues-due-instability-libya>); H. Mekouar, “Libya losing \$60 million a day in oil shutdown: minister”, *Al Monitor*, 29 aprile 2022 (<https://www.al-monitor.com/originals/2022/04/libya-losing-60-million-day-oil-shutdown-minister>).

²⁵ US Energy Information Administration (2022).

²⁶ “Libya is unable to replace Russian gas, says oil minister,” *The Libya Update*, 27 febbraio 2022 (<https://libyaupdate.com/libya-is-unable-to-replace-russian-gas-says-oil-minister/>).

²⁷ M. Espanol, “Italy's ENI to tap North African gas for Europe”, *Al Monitor*, 27 aprile 2022 (<https://www.al-monitor.com/originals/2022/04/italys-eni-tap-north-african-gas-europe>).

autoritaria del presidente Kais Saïed, ed economico-finanziaria, che ha spinto il paese a valutare un nuovo piano di aiuti del Fondo Monetario Internazionale, particolarmente in viso in patria a causa delle temute misure di austerità che comporterebbe – in particolare, vi sono forti timori in merito alla riduzione dei sussidi sui beni di base, tra cui quelli sull'energia. Negli ultimi mesi, peraltro, le autorità tunisine hanno già operato degli aumenti sui prezzi dei carburanti al fine di alleggerire il peso dei sussidi sulle casse dello stato²⁸, che aveva elaborato il proprio budget per il 2022 su un prezzo del petrolio di 75 dollari al barile²⁹.

In questo quadro a tinte scure, dunque, la crisi energetica è senza dubbio uno dei fattori che aggravano la situazione del paese: un modesto produttore, la Tunisia ha un tasso di indipendenza energetica del 51%³⁰ e importa buona parte del petrolio e del gas che consuma. Già in difficoltà per la necessità di importare petrolio a prezzo di mercato nell'attuale congiuntura internazionale³¹, la Tunisia naviga ora a vista anche in materia di gas. La fornitura esterna di gas naturale tunisino, sul quale la produzione elettrica nazionale si basa al 97%³², dipende per il 70% dall'Algeria, attraverso tre vie: i regolari accordi bilaterali, il diritto di passaggio sul territorio tunisino del gasdotto TransMed e le forniture supplementari fuori contratto. Tuttavia, l'Algeria a maggio scorso avrebbe dichiarato di non essere più disponibile a fornire alla Tunisia gas naturale extracontrattuale, rendendosi invece disponibile a considerare un aumento della quota contrattuale, con condizioni ovviamente meno vantaggiose per Tunisi. Questa comunicazione giunge in seguito all'accordo italo-algerino per l'aumento delle forniture di gas verso Roma attraverso TransMed, che dovrebbe incrementare del 10% anche la quota tunisina di gas derivata dal diritto di passaggio³³; tuttavia, Tunisi teme per la sua fornitura di energia elettrica³⁴.

Accanto ai nuovi impegni contrattuali presi con Roma, è ancora una volta lo spettro delle relazioni politiche ad aleggiare intorno alla scelta algerina. Ultimamente, infatti, Algeri sembra particolarmente infastidita dal comportamento del presidente tunisino Saïed e dal suo

²⁸ “La Tunisie prévoit une révision des subventions aux produits de base”, *TV 5 Monde*, 9 giugno 2022 (<https://information.tv5monde.com/afrique/la-tunisie-prevoit-une-revision-des-subventions-aux-produits-de-base-459868>).

²⁹ N. Hizaoui, “Crise Russie-Ukraine — Quel impact sur l'économie Tunisienne ?”, *La Presse.tn*, 2 marzo 2022 (<https://medias24.com/2022/04/14/etat-des-lieux-des-decouvertes-et-de-la-production-de-gaz-naturel-au-maroc/#:~:text=La%20production%20de%20gaz%20naturel%20au%20Gharb%20a%20progress%3%A9%20ces,de%20nouveaux%20contrats%20de%20vente>).

³⁰ “Conjoncture énergétique – Rapport mensuel, avril 2022”, Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie (https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docsu1/Conjoncture_%3%A9nerg%3%A9tique__avril_2022-Fr.pdf).

³¹ *The Impact of Russia's Invasion of Ukraine in the Middle East and North Africa*, International Crisis Group, 14 aprile 2022 (<https://www.crisisgroup.org/middle-east-north-africa/impact-russias-invasion-ukraine-middle-east-and-north-africa>).

³² “Tunisie: les achats de gaz naturel en provenance d'Algérie ont progressé de 25% entre février 2021 et février 2022”, *Energies Media*, 16 aprile 2022 ([https://energies-media.com/tunisie-achats-gaz-nat-en-provenance-dalgerie-ont-progress-de-25-entre-fev-2021-et-fev-2022/#:~:text=C'est%20ce%20qui%20ressort,kilotonnes%20%C3%A9quivalent%20p%C3%A9trole%20\(ktep\)](https://energies-media.com/tunisie-achats-gaz-nat-en-provenance-dalgerie-ont-progress-de-25-entre-fev-2021-et-fev-2022/#:~:text=C'est%20ce%20qui%20ressort,kilotonnes%20%C3%A9quivalent%20p%C3%A9trole%20(ktep))).

³³ A. Diden, “Algérie-Tunisie : à quoi joue Kais Saïed? ”, *Le Journal de l'Afrique*, maggio 2022 (<https://lejournaldelafrique.com/algerie-tunisie-a-quoi-joue-kais-saied/?amp=1>).

³⁴ N. Mansouri, “Gaz : l'Algérie suspend son quota additionnel à la Tunisie”, *Maghreb Emergent*, 14 maggio 2022 (<https://maghrebemergent.net/gaz-lalgerie-suspend-son-quota-additionnel-a-la-tunisie/>).

avvicinamento con l'Egitto e gli Emirati Arabi Uniti³⁵. In questo quadro sembra inserirsi anche la dichiarazione di Tebboune durante la recente visita a Roma, particolarmente discussa in Tunisia, nella quale ha affermato di voler aiutare la Tunisia quanto la Libia a riprendere la via democratica³⁶, nonché la decisione algerina di ritardare l'apertura del confine terrestre con la Tunisia per i viaggiatori, chiuso da più di due anni causa crisi sanitaria, che avrà un ulteriore impatto sul settore turistico tunisino, già piegato dalla pandemia e dalle conseguenze multidimensionali del conflitto in Ucraina.

³⁵ A. Diden (2022).

³⁶ “Tebboune : l'Algérie, prête à aider la Tunisie pour un retour sur la voie démocratique”, *Business News*, 26 maggio 2022 (<https://www.businessnews.com.tn/tebboune--l'algerie-prete-a-aider-la-tunisie-pour-un-retour-sur-la-voie-democratique,520,119491,3>).

8. Golfo: il fattore energia rafforza economia e politica estera

Eleonora Ardemagni

L'invasione russa dell'Ucraina ha riportato l'energia, in particolare i combustibili fossili, al centro della politica internazionale, in un contesto già segnato da crescita dei prezzi e inflazione. Petrolio e gas naturale sono, ora più che mai, un *jolly* politico dal potenziale strategico. Tre variabili stanno così rafforzando l'economia e la politica estera dei paesi del Golfo, in particolar modo delle monarchie del Consiglio di Cooperazione del Golfo (Ccg). Innanzitutto, crescono i proventi energetici: le capitali arabe del Golfo possono maggiormente investire nella diversificazione post-idrocarburi (Arabia Saudita), mitigando l'impatto sociale e migliorando i conti statali (Oman). I paesi del Golfo rappresentano poi fonti di approvvigionamento energetico alternative alla Russia: ciò innesca una corsa, anche competitiva, tra i paesi – specialmente europei – ansiosi di affrancarsi dalla dipendenza da Mosca siglando nuove forniture (Qatar, Emirati Arabi Uniti). Infine, il mutato contesto internazionale offre ai paesi produttori del Golfo la possibilità di pesare ancora di più nelle scelte globali, utilizzando così la dimensione energetica come leva di politica estera, specie in contesti geopolitici ancora incerti (Iran) e di stabilizzazione problematica (Iraq).

L'energia del Golfo nel contesto internazionale

Nonostante le richieste degli Stati Uniti, i paesi dell'Opec (Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio), hanno fin qui provveduto a lenti e contenuti aumenti di produzione. Solo nel giugno 2022 è arrivata una parziale svolta, contemporanea al disgelo politico fra Stati Uniti e Arabia Saudita: infatti, l'Opec Plus (cartello allargato che dal 2016 include dieci produttori non-Opec, tra cui la Russia), ha deciso un aumento pari a 648.000 barili di petrolio al giorno (rispetto ai 432.000 precedentemente previsti) per i mesi di luglio e agosto¹. Solo sauditi ed emiratini sono in grado di aumentare effettivamente la produzione, non avendo ancora raggiunto il massimo delle loro capacità estrattive. Tuttavia, la cornice dell'Opec Plus, di fatto un duopolio fra Arabia Saudita e Russia, ha retto anche dopo l'aggressione russa contro Kiev. Una linea di continuità che si inserisce, da parte delle monarchie del Golfo, nella mancata condanna dell'invasione. La guerra in Ucraina ha infatti evidenziato, soprattutto nei primi mesi, il logoramento della “relazione speciale” fra Stati Uniti e Arabia Saudita, nonché dell'alleanza di sicurezza fra Stati Uniti ed Emirati Arabi Uniti (Eau). La scelta dell'equidistanza fra Russia e Ucraina, perseguita dalle monarchie del Ccg significa, soprattutto per Riyadh e Abu Dhabi, evitare di schierarsi fra Russia e Stati Uniti-Unione Europea. Due i motivi principali. Da anni le monarchie hanno differenziato le alleanze internazionali (Cina, India, in misura minore Russia) per sostenere le politiche di diversificazione economica post-idrocarburi. Il secondo motivo è di sicurezza regionale: gli

¹ “OPEC+ raises oil production amid soaring prices”, *Deutsche Welle*, 2 giugno 2022 (<https://www.dw.com/en/opec-raises-oil-production-amid-soaring-prices/a-62014656>).

Stati Uniti non vengono più percepiti, soprattutto da sauditi ed emiratini, come gli affidabili fornitori esterni della sicurezza del Golfo. Nelle relazioni economiche con la Russia le monarchie stanno però mostrando cautela. Per esempio, il Qatar non pianificherà nuovi investimenti a Mosca fino a quando non ci saranno “condizioni migliori e più stabilità politica”, anche se la *Qatar Investment Authority* ha dichiarato di non poter uscire dal mercato russo; il fondo sovrano di Abu Dhabi, Mubadala, ha messo in pausa gli investimenti in Russia². L’Arabia Saudita è poi in diretta competizione con la Russia per l’export petrolifero verso la Cina: un trend acuitosi dopo l’invasione dell’Ucraina. Nel 2022 data anche la vendita a prezzi scontati, l’import di petrolio russo da parte della Cina è cresciuto del 55% rispetto al 2021: nel maggio 2022 Mosca ha infatti toccato il record di 8,42 milioni di tonnellate di petrolio esportate, scavalcando quindi l’Arabia Saudita, che nello stesso periodo ha esportato 7,82 milioni di tonnellate di petrolio in Cina³. Numeri che accendono riflessioni nel Golfo. Per esempio, l’influente politologo emiratino Abdulkhaleq Abdulla ha scritto che “è giunto il momento”, a proposito del petrolio scontato che i russi vendono alla Cina, “di non andare in accordo con la Russia in materia di petrolio”, rendendosi conto che “la decisione sul petrolio è tanto politica quanto economica, e la decisione è nel Golfo”, ovvero nel “baricentro globale del petrolio”⁴. Dinamiche economiche che, dalla tarda primavera, si intrecciano ai segnali di riavvicinamento politico fra Stati Uniti e paesi del Ccg, dopo il “grande freddo” tra Washington, Riyadh e Abu Dhabi. L’energia è infatti il “filo rosso” del viaggio in Arabia Saudita del presidente americano Joe Biden (15-16 luglio 2022): i tre principali temi che tengono banco nell’amministrazione, ovvero produzione petrolifera, rapporti Ccg-Cina, Iran, ruotano anche intorno alla dimensione energetica. In particolare, il possibile rilancio dell’accordo sul nucleare iraniano – questione sulla quale le monarchie del Golfo cercano rassicurazioni politico-strategiche da parte di Washington, sia in caso di accordo che di fallimento dei negoziati – impatterebbe anche sul mercato dell’energia. Infatti, il ritorno del greggio nonché del gas di Teheran sui mercati internazionali aumenterebbe l’offerta, contribuendo così ad abbassare i prezzi e mitigare l’inflazione⁵. La ricerca di fonti alternative di approvvigionamento energetico, soprattutto gas, sta altresì ridando slancio alle prospettive di cooperazione fra monarchie del Golfo e paesi europei. Non è un caso che la sicurezza energetica figuri (insieme alla transizione verde), fra i perni del documento sul *Partnership strategico con il Golfo* che la Commissione Europea ha diffuso nel maggio 2022⁶, lo

² “Doha will make no further investments in Russia, Qatari foreign minister tells CNN”, *Arab News*, 30 marzo 2022 (<https://www.arabnews.com/node/2053146/media>); “Qatar Investment Authority cannot exit Russian market, says official”, *Arab News*, 24 maggio 2022 (<https://www.arabnews.com/node/2088696/business-economy>); “Abu Dhabi sovereign fund Mubadala pausing Russia investments: CEO Khaldoon Mubarak”, *Al Arabiya*, 28 marzo 2022 (<https://agsiw.org/could-iran-replace-russian-oil-and-gas/>)

³ P. Hoskins, “Ukraine war: Russia becomes China’s biggest oil supplier”, *BBC News*, 20 giugno 2022.

⁴ Abdulkhaleq Abdulla, Twitter account https://twitter.com/abdulkhaleq_uae?s=21&t=ulYniF4OaxLoKmeN9ZWptQ.

⁵ Il quadro è comunque complesso: produzione ed export petrolifero dall’Iran riprenderebbero gradualmente. Si veda Robin Mills, “Could Iran Replace Russian Oil and Gas?”, *The Arab Gulf States Institute in Washington*, 30 marzo 2022 (<https://agsiw.org/could-iran-replace-russian-oil-and-gas/>).

⁶ *European Commission and the High Representative of the Union for Foreign Affairs and Security Policy*, Joint Communication on a “Strategic Partnership with the Gulf”, 18 maggio 2022

stesso giorno del varo di *REPowerEU*, il piano per la transizione verde: l'obiettivo è espandere e migliorare la relazione con i paesi del Ccg, a livello bilaterale e istituzionale (UE e Ccg). Dopo l'invasione russa dell'Ucraina, il Qatar ha firmato accordi energetici con Italia e Germania; per esempio, l'emirato ha siglato con la Germania una partnership energetica di lungo periodo che include, oltre alla fornitura di gas naturale liquefatto (Gnl), anche le energie rinnovabili. Eau e Germania hanno deciso di intensificare la cooperazione energetica, compreso l'idrogeno verde; la Francia è in trattativa con gli Eau per sostituire il petrolio russo sotto embargo, così come con l'Iraq, che ha leggermente aumentato il suo export di greggio verso l'Europa. Novità anche sul fronte industriale. Nel gennaio 2022 l'Arabia Saudita ha acquisito il 30% della seconda raffineria della Polonia, incrementando anche le forniture petrolifere a Varsavia; Aramco fornirà greggio anche a un'importante raffineria della Danimarca, sfidando quindi l'egemonia energetica russa nel Baltico. Di rilievo è poi l'accordo di *joint venture* tra Eni e Qatar Energy. L'Eni è stata scelta nel giugno 2022 come partner internazionale per l'espansione del North Field East (Nfe). Il progetto (Eni 25%, Qatar Energy 75%) entrerà in produzione entro la fine del 2025⁷, consentendo a Doha di aumentare la capacità di export di Gnl da 77 mtpa (tonnellate/anno) a 110 mtpa. In Yemen, invece, gli austriaci di OMV (la più grande compagnia petrolifera operante nel paese), che nel 2021 hanno prodotto 1,1 milioni di barili di petrolio, hanno annunciato di voler uscire dal mercato del greggio yemenita. La guerra rende incerte le prospettive di estrazione, già mensilmente altalenanti. L'attuale tregua, qualora dovesse trasformarsi in un cessate il fuoco permanente, potrebbe rilanciare il settore, facendo magari leva su un accordo di condivisione dei proventi fra le parti ora belligeranti, corroborato dagli attuali prezzi al rialzo dell'energia. Anche il petrolio yemenita – seppur la produzione sia declinante dai primi anni Duemila – potrebbe contribuire a soddisfare la domanda energetica mondiale nel breve periodo, specie per gli europei che cercano alternative alla Russia. Nel 2021, nonostante il conflitto, lo Yemen ha esportato in totale 16,6 milioni di barili di petrolio dai giacimenti di Hadhramawt, Shabwa e Marib, ancora sotto il controllo delle forze governative; la produzione e l'export di Gnl sono invece sospesi dall'inizio della guerra (2015)⁸.

Golfo e cooperazione energetica regionale e transregionale

Per i paesi del Golfo, gli *Accordi di Abramo* del 2020, ovvero la normalizzazione dei rapporti diplomatici di Eau e Bahrein con Israele, presentano significativi risvolti energetici. Per

(https://www.eeas.europa.eu/eeas/joint-communication-%E2%80%99Cstrategic-partnership-gulf%E2%80%9D_en).

⁷ “Record LNG deal for Eni in Qatar”, *Decode39*, 20 giugno 2022 (<https://decode39.com/3648/record-lng-eni-qatar/>).

⁸ C. Carpenter, “OMV says it is trying to sell Yemen assets as part of oil divestment”, *S&P Global*, 29 giugno 2022 (<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/062922-omv-says-it-is-trying-to-sell-yemen-assets-as-part-of-oil-divestment>); *Yemen. The key economic incentives of peace*, *ACAPS Analysis Hub*, Thematic report, 17 maggio 2022 (https://www.acaps.org/sites/acaps/files/products/files/20220517_acaps_yemen_analysis_hub_key_economic_incentives_of_peace_0.pdf). Per un quadro più complessivo, E. Ardemagni, *Yemen: in guerra, ma cresce l'export petrolifero*, ISPI Commentary, ISPI, 6 novembre 2020 (<https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/yemen-guerra-ma-cresce-lexport-petroliero-28152>).

esempio, grazie a quel passo diplomatico, gli Eau hanno investito, nel 2021, nel progetto di East Med (Mediterraneo Orientale) tramite il fondo sovrano Mubadala, che ha acquisito il 22% del giacimento offshore di gas israeliano Tamar dalla compagnia nazionale Delek Drilling. La cooperazione energetica è poi al centro di un'altra cornice diplomatica, stavolta transregionale: il *West Asia Quad (I2-U2 Framework)*, ovvero il dialogo fra Eau, Usa, Israele e India, spinto anche dall'Accordo di libero scambio appena siglato da Emirati e India (in vigore dal maggio 2022). Questo nascente "Indo-Abrahamic order"⁹, include anche commercio e sicurezza marittima, temi strettamente legati all'energia. A proposito di formati di governance economica mondiale, nel giugno 2022 l'Iran ha fatto domanda d'adesione ai Brics (Brasile, Russia, India, Cina, Sudafrica), consesso dei paesi emergenti e del sud del mondo. Arabia Saudita ed Eau hanno già partecipato a una sessione virtuale del formato allargato "Brics Plus", a livello di ministri degli Esteri, ma non hanno fin qui avanzato la loro candidatura. Nel Golfo l'energia è protagonista anche di progetti economici bilaterali che intersecano politica interna ed estera, diventando un vettore di cooperazione tra vicini regionali. Nel marzo 2022 Arabia Saudita e Kuwait hanno firmato un accordo per lo sviluppo del giacimento di gas offshore di Dorra. La produzione sarà divisa fra i due paesi e consentirà di soddisfare la crescente domanda interna di gas di entrambi. Nel gennaio 2022, nell'ambito del Saudi-Iraqi Forum, Arabia Saudita e Iraq hanno siglato un accordo per la connessione delle reti elettriche: un'intesa che permetterà a Baghdad di mitigare i cronici blackout energetici estivi, spesso fonti di protesta sociale (in particolare nel sud). Il Sultanato dell'Oman e l'Iran hanno poi rafforzato la cooperazione energetico-infrastrutturale. I due paesi, i guardiani dello Stretto di Hormuz, hanno discusso dello sviluppo di Hengam-West Bukha, il giacimento congiunto di gas offshore al largo della penisola di Musandam, sebbene Muscat abbia poi specificato che nessun accordo di sfruttamento sia stato ancora siglato¹⁰. Inoltre, torna d'attualità la costruzione di un gasdotto sottomarino fra Iran e Oman (l'accordo preliminare risale al 2003), con l'obiettivo di trasportare il gas iraniano da Kuh-e Mobarak al porto omanita di Sohar; ma i lavori richiedono l'expertise di compagnie straniere, dunque, non potranno ragionevolmente iniziare se le sanzioni statunitensi persisteranno.

Energia e politica interna

Per le monarchie del Golfo, l'invasione russa dell'Ucraina ha provocato uno shock economico positivo: il prezzo dell'energia, già in crescita, si è stabilizzato al rialzo. Per l'Arabia Saudita, gli Eau, il Qatar, il Kuwait, il Bahrein e l'Oman è l'occasione per riempire i "forzieri" statali, ovvero i fondi sovrani, dai quali poi attingere per sostenere il percorso di diversificazione economica post-idrocarburi. Nel primo trimestre 2022 il prodotto interno lordo è in crescita in tutta l'area del Ccg, dopo un biennio di contrazione, aggravato dall'impatto del Covid-19. In Arabia Saudita, brillano i conti di Saudi Aramco. I profitti della

⁹ M. Soliman, *An Indo-Abrahamic alliance on the rise: How India, Israel, and the UAE are creating a new transregional order*, Middle East Institute, 28 luglio 2021 (<https://www.mei.edu/publications/indo-abrahamic-alliance-rise-how-india-israel-and-uae-are-creating-new-transregional>).

¹⁰ *Muscat Daily*, "Oman denies sharing Hengam oil field with Iran", 8 giugno 2022 <https://www.muscatdaily.com/2022/06/08/oman-denies-sharing-hengam-oil-field-with-iran/>.

compagnia petrolifera statale sono aumentati dell'82% nel primo trimestre 2022, rispetto allo stesso periodo 2021: l'utile netto è passato da 21 miliardi di dollari a 39 miliardi. Saudi Aramco è appena diventata l'azienda a maggiore capitalizzazione nel mondo, superando l'americana Apple¹¹; il regno ha inoltre trasferito il 4% delle quote della compagnia (ovvero 80 miliardi di dollari) al Fondo d'investimento pubblico saudita (Pif) per potenziare gli asset del fondo sovrano. In Kuwait, la Kuwait Petroleum Corporation ha annunciato investimenti per aumentare la produzione e raggiungere i target decisi dall'Opec. Per la prima volta, il Kuwait ha avviato trivellazioni petrolifere offshore (con la compagnia americana Halliburton¹²): l'emirato produce 3,5 milioni barili di petrolio (bpd) e intende raggiungere i 4 milioni bpd entro il 2025. Grazie alle entrate energetiche, i conti statali dell'Oman registrano un miglioramento. Nel primo trimestre 2022, le casse governative sono tornate in attivo dopo il deficit fiscale del 2021: la rendita petrolifera è aumentata dell'oltre 70%, quella derivante dal gas è più che raddoppiata¹³. La scoperta di nuovi giacimenti, annunciata nel giugno 2022, farebbe crescere, secondo dichiarazioni ufficiali, la produzione petrolifera da 50.000 a 100.000 barili bpd nei prossimi due/tre anni. Nel marzo 2022 l'Iraq ha esportato più 100 milioni barili di petrolio (più di 101 milioni a giugno), pari a oltre 11 miliardi di dollari: la rendita più alta dal 1972¹⁴. La quasi totalità del greggio proviene da giacimenti del centro e del sud iracheno e viene esportata dal porto di Bassora; il restante arriva dall'area settentrionale di Kirkuk, poi raggiunge il Mediterraneo attraverso il porto turco di Ceyhan. A livello governativo, l'Oman ha nominato un nuovo ministro dell'energia e delle risorse minerarie, nel quadro di un rimpasto di governo: Salim Al Afi (già sottosegretario) sostituisce l'attuale ministro, in carica dal 1997. Anche il Bahrein ha provveduto a un rimpasto di governo, nominando un nuovo ministro del petrolio. Mohammed Mubarak bin Daina, già inviato speciale clima del paese, diventa infatti ministro del nuovo dicastero del petrolio e dell'ambiente: è un tecnico vicino al principe ereditario Salman bin Hamad Al Khalifa¹⁵.

¹¹ “Petrolio, il boom dei prezzi fa volare i profitti di Saudi Aramco: +82% a 39,5 miliardi di dollari”, *La Repubblica*, 15 maggio 2022 (https://www.repubblica.it/economia/2022/05/15/news/petrolio_il_boom_dei_prezzi_fa_volare_i_profitti_di_saudi_aramco_82_a_395_miliardi_di_dollari-349653365/).

¹² “Kuwait enters new oil production era”, *Times of Kuwait*, 9 giugno 2022 (<https://timeskuwait.com/news/kuwait-enters-new-oil-production-era/>).

¹³ D. Kamel, “Oman records \$546m budget surplus in first two months of year as oil revenue surges”, *The National*, 6 aprile 2022 (<https://www.thenationalnews.com/business/2022/04/06/oman-records-546m-budget-surplus-in-first-2-months-of-year-as-oil-revenue-surges/>); “Oman budget swings into surplus on oil price rise”, *Reuters*, 9 maggio 2022 (<https://www.reuters.com/world/middle-east/oman-budget-records-357-million-rials-surplus-by-end-q1-tv-2022-05-09/>).

¹⁴ “Iraq says March oil exports stand at \$11bn, highest in 50 years”, *Al Jazeera*, 2 aprile 2022 (<https://www.aljazeera.com/news/2022/4/2/iraq-oil-exports-11-07-bn-in-march-highest-for-50-years/>); “Iraq exports 101 mln barrels of crude oil in June”, *Hellenic Shipping News*, 4 luglio 2022 (<https://www.hellenicshippingnews.com/iraq-exports-101-mln-barrels-of-crude-oil-in-june/>).

¹⁵ Per un'analisi sui rimpasti di governo in Bahrein, Kuwait e Oman, fattore energia incluso, W. Roebuck, *Bahrain Cabinet Reshuffle: Crown Prince and His Team Take Center Stage*, The Arab Gulf States Institute in Washington, 22 giugno 2022 (<https://agsiw.org/bahrain-cabinet-reshuffle-crown-prince-and-his-team-take-center-stage/>).

I network dell'energia: infrastrutture e sicurezza marittima

I negoziati per il trasferimento formale di sovranità di Tiran e Sanafir, isole dell'Egitto, all'Arabia Saudita sono in corso, sotto la guida statunitense. I sauditi garantirebbero il passaggio marittimo per Israele, mentre gli statunitensi sarebbero i garanti dell'accordo. Negli equilibri del Mar Rosso, queste isole sono strategiche, anche la sicurezza energetica, poiché situate all'ingresso del Golfo di Aqaba, snodo commerciale fra Asia ed Europa. Dopo l'annuncio della cessione nel 2016, il Parlamento e la Corte suprema egiziana hanno detto sì al trasferimento nel 2017. Tuttavia, Israele deve dare la sua approvazione: le isole sono parte degli Accordi di pace di Camp David fra Egitto e Israele (1978), che hanno sancito la demilitarizzazione nonché la presenza di una missione di osservatori internazionali a guida Usa a Tiran e Sanafir. Israeliani e sauditi non intrattengono ancora relazioni diplomatiche formali, ma un accordo – seppur indiretto – segnerebbe un concreto avvicinamento tra le parti. Dopo anni di rinvii, Arabia Saudita e Oman hanno ultimato i lavori della prima strada che collega i due paesi per 700 chilometri, attraversando il deserto del Rub al-Khali. Inaugurata a fine 2021, la strada collega Ibri (sud-ovest Oman) ad Alkwifria (Al Ahsa in Arabia orientale). L'obiettivo è incentivare gli scambi commerciali, oltreché il turismo, fra i due paesi, velocizzando l'accesso delle merci ai porti: per Riyadh, il collegamento diretto con l'Oman è uno sbocco sull'Oceano Indiano, facendo perno anche sul porto omanita di Duqm (inaugurato nel 2022); per Muscat, la strada è un percorso di terra verso i porti sauditi, inclusi quelli del Mar Rosso. Al largo di Hodeida, proprio nel cuore del Mar Rosso, la petroliera *FSO Safer* rimane una minaccia all'ecosistema, nonché alla navigabilità commerciale. Infatti, più di un milione di barili di greggio sono ancora stoccati sulla nave, priva di manutenzione dall'inizio della guerra (2015). Le Nazioni Unite hanno lanciato una campagna di raccolta fondi per rimuovere i barili, data l'impossibilità dei loro team tecnici di operare ispezioni (per verificare possibili versamenti e rischio esplosione), verifiche finora impediti dagli houthi che qui controllano le acque territoriali. Infine, in tema di sicurezza marittima –quindi anche energetica- il testo del *Partenariato strategico con il Golfo* diffuso dalla Commissione Europea evidenzia gli spazi di cooperazione marittima fra paesi europei e monarchie del Golfo (e tra UE e Ccg), menzionando *EUNAVFOR-Operazione Atalanta* e la *European-led maritime awareness in the Strait of Hormuz* (Emasoh).

9. Israele, supplier energetico emergente nel Mediterraneo Orientale

Fabio Indeo

Il conflitto in Ucraina ha di fatto evidenziato l'inaffidabilità della Russia come partner energetico per l'Unione Europea, rafforzando la necessità di procedere in tempi rapidi nella realizzazione di un'efficace strategia di diversificazione degli approvvigionamenti, coinvolgendo nuovi paesi produttori ed esportatori di idrocarburi con l'obiettivo di sostituire progressivamente le importazioni russe.

Grazie alla scoperta e alla valorizzazione di abbondanti riserve offshore di gas naturale, Israele ha l'opportunità di rivestire il ruolo strategico di *supplier* energetico per l'Europa: l'accordo tripartito siglato il 15 giugno tra Israele, Egitto e Unione Europea rappresenta una pietra miliare di questa promettente cooperazione energetica *in fieri*, consentendo a Israele per la prima volta di esportare gas naturale verso i mercati europei. In ambito regionale, esistono tuttavia una serie di complicazioni geopolitiche (la questione cipriota e le relazioni con la Turchia, la demarcazione dei confini marittimi tra Israele e Libano) che rischiano di compromettere la realizzazione di alcuni ambiziosi progetti di esportazione sui quali punta il governo israeliano.

La portata strategica dell'accordo tripartito Israele-UE-Egitto

Lo scorso 15 giugno – nell'ambito del settimo meeting interministeriale del Forum del Gas del Mediterraneo Orientale (*East Mediterranean Gas Forum, Emgf*) tenutosi nella capitale egiziana del Cairo – Israele, Unione Europea ed Egitto hanno siglato una dichiarazione d'intenti sulla cooperazione energetica che riveste un'importanza strategica notevole, in quanto consente ad Israele di contribuire concretamente alla sicurezza energetica e alla strategia di diversificazione europea, garantendo approvvigionamenti di gas naturale attraverso i terminal egiziani di Gnl.

Secondo gli accordi, il gas naturale estratto dal giacimento israeliano *offshore* di Leviatano verrà esportato attraverso un gasdotto ai terminal egiziani di Idku e Damietta, dove verrà trasformato in forma liquida, caricato sulle navi metaniere e trasportato verso i rigassificatori europei: data la prossimità geografica, si deduce che le nazioni della sponda sud del Mediterraneo (Italia, Spagna, Francia) dovrebbero essere le prime a beneficiare di questi volumi di gas aggiuntivo, che potranno essere successivamente destinati anche a soddisfare la domanda di altri stati membri UE attraverso le interconnessioni.

Nel corso della conferenza stampa congiunta a margine dell'evento, le autorità convenute hanno espresso grande soddisfazione ed entusiasmo per il risultato raggiunto: il Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen ha parlato di un accordo storico destinato a rafforzare gli sforzi europei per raggiungere l'indipendenza dalle importazioni russe e

rafforzare la sicurezza energetica europea, mentre il ministro dell'energia israeliano Karine Elharrar ha sottolineato come questo accordo rafforzi il ruolo di Israele nel mercato energetico globale¹.

La portata strategica della cooperazione energetica tripartita si evince da una serie di fattori: in primis, questo accordo rappresenta la soluzione ottimale per consentire alla UE di disporre nel breve periodo di approvvigionamenti alternativi di gas naturale (raggiungendo l'obiettivo di ridurre e compensare le mancate importazioni provenienti dalla Russia), mentre Israele per la prima volta avrà accesso ai mercati europei, potendo esportare da subito il proprio gas naturale, senza attendere i tempi lunghi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture (gasdotti o nuovi terminal di liquefazione). Infatti, Israele potrà esportare il gas naturale estratto dal giacimento di Leviatano (operativo dal 2019, con riserve stimate in 605 miliardi di metri cubi, Gmc) ai terminal di liquefazione egiziani di Idku (capacità 10 Gmc all'anno) e Damietta (7,5 Gmc) – per poi essere inviati alla UE – attraverso il gasdotto esistente Arish-Askelon, che funziona attualmente in senso inverso rispetto al 2011 (quando l'Egitto esportava gas naturale verso Israele)².

L'esistenza di infrastrutture energetiche già operative e la disponibilità di riserve per le esportazioni costituiscono degli indiscussi punti di forza dell'accordo di cooperazione energetica, che si fonda altresì sulla reciprocamente proficua partnership energetica instauratasi tra Israele ed Egitto. A febbraio 2021, con l'obiettivo di incrementare le esportazioni israeliane di gas naturale verso l'Egitto per poi essere indirizzate verso i mercati europei (seguendo lo schema attuale), l'ex ministro dell'energia israeliano Yuval Steinitz e il suo omologo egiziano Tarek el-Molla raggiunsero un accordo per la realizzazione di un gasdotto sottomarino dal giacimento di Leviatano ai terminal egiziani³. In aggiunta a considerazioni di natura economico-commerciale, questo progetto di diversificazione delle rotte d'esportazione riflette anche esigenze legate alla sicurezza e alla regolarità degli approvvigionamenti, in quanto il gasdotto Arish-Askelon è stato frequentemente obiettivo di attacchi terroristici e sabotaggi da parte soprattutto di gruppi legati allo Stato Islamico e alla galassia jihadista operanti nella penisola del Sinai.

¹ “In landmark deal signed in Cairo, Israel to export natural gas, via Egypt, to Europe”, *Times of Israel*, June 15, 2022 (<https://www.timesofisrael.com/israel-eu-egypt-agree-deal-to-export-natural-gas-to-europe/>).

² Da notare che l'impianto di liquefazione di Damietta ha ripreso le attività nel 2021 (era fermo dal 2012, a seguito degli effetti della Primavera Araba in Egitto), grazie anche all'intervento della compagnia italiana Eni (“Eni closes agreement with partners for restart of Damietta liquefied natural gas plant in Egypt and amicable settlement of Union Fenosa Gas disputes”, Eni, 10 marzo 2021 (<https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/03/eni-closes-agreement-partners-restart-damietta-liquefied-natural-gas-plant-egypt.html>)).

³ “Egypt agrees with Israel on new gas pipeline project”, *The Arab Weekly*, 22 febbraio 2021 (<https://theArabweekly.com/Egypt-agrees-israel-new-gas-pipeline-project>).

FIG. 9.1- ROTTE D'ESPORTAZIONE DEL GAS NATURALE ISRAELIANO VERSO L'EGITTO



Fonte: *Aspenia online*

Ancora, questo accordo intermodale (che combina il trasporto via gasdotto e quello per via marittima) si configura come una soluzione di immediata realizzazione e fattibilità rispetto al progetto di gasdotto Eastmed, sul quale si discute da anni. Nonostante l'accordo siglato tra Israele, Grecia e Cipro nel 2020 per la realizzazione del gasdotto sottomarino Eastmed e l'inserimento dello stesso nella lista dei *Project of Common Interest* della Commissione Europea, le difficoltà infrastrutturali (la realizzazione di tre tratte sottomarine – Israele-Cipro; Cipro-Creta; Creta-Grecia continentale – alle quali va aggiunto il tratto Grecia Italia, il gasdotto Poseidon), i costi elevati (6-7 miliardi di euro), i tempi lunghi di realizzazione (almeno 7 anni), le implicazioni geopolitiche (le tensioni tra Turchia e Cipro sui confini marittimi, l'accordo turco-libico sulle zone economiche esclusive) rallentano notevolmente l'iter del progetto. A causa di queste incognite, nella congiuntura geopolitica attuale il gasdotto Eastmed non appare funzionale alla realizzazione degli obiettivi energetici della UE, ovvero assicurarsi nell'immediato approvvigionamenti alternativi di gas naturale per soppiantare le importazioni russe: questa interpretazione trova conferma nella posizione espressa dal sottosegretario di

stato americano⁴ Victoria Nuland dopo un incontro ad Atene con l'allora ministro degli Esteri israeliano Lapid nello scorso aprile⁵.

Il potenziale energetico israeliano

Tra le nazioni che si affacciano sul bacino del Levante nel Mediterraneo Orientale, Israele è sostanzialmente l'unica ad aver avviato con successo lo sfruttamento delle ingenti riserve gassifere *offshore*.

Secondo il ministero israeliano per l'Energia, Israele dispone di riserve provate di gas naturale pari a 921 Gmc, alle quali si aggiungerebbero (secondo stime prudenti) altri 500 Gmc di gas di riserve potenzialmente recuperabili⁶. Questi numeri sostanzialmente riflettono e confermano le stime contenute nel *US Geological Survey* 2013, che complessivamente indicano nel bacino del Levante la presenza di un potenziale di idrocarburi pari a 3.400 Gmc di gas naturale e 1.689 milioni di barili di petrolio⁷.

Nonostante le prime esplorazioni dei fondali del Mediterraneo orientale risalgano agli anni Sessanta-Settanta del secolo scorso, i primi rilevanti giacimenti di gas naturale vennero scoperti in Israele soltanto tra il 1999 e il 2000 (Noa, Mari B e il giacimento nelle acque prospicienti la Striscia di Gaza). A seguito della scoperta dell'importante giacimento di Tamar nel 2009 (con riserve pari a 280 Gmc) e soprattutto di Leviatano nel 2011 (605 Gmc, il più grande del Mediterraneo orientale prima della scoperta di Zohr nell'*offshore* egiziano), lo status energetico di Israele è mutato radicalmente, passando da paese dipendente dalle importazioni (provenienti dall'Egitto ed interrotte dal 2011 a seguito dello scoppio delle "primavere arabe") all'autosufficienza energetica e successivamente al ruolo di esportatore di gas naturale sui mercati regionali⁸.

⁴ Nel gennaio 2022, gli Stati Uniti hanno ritirato il loro supporto alla realizzazione dell'Eastmed, focalizzando il loro interesse sulla transizione energetica e lo sviluppo di interconnessioni elettriche basate su rinnovabili e gas naturale.

⁵ "EastMed pipeline that would send Israeli gas to Europe not viable, says US official", *Times of Israel*, 7 aprile 2022 (<https://www.timesofisrael.com/eastmed-pipeline-that-would-send-israeli-gas-to-europe-not-viable-says-us-official/>).

⁶ Israel Ministry of Energy, *Oil & Natural Gas Exploration and Production in Israel* (<https://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Oil%20And%20Gas%20in%20Israel/History-of-Oil--Gas-Exploration-and-Production-in-Israel.aspx>).

⁷ U.S. Energy Information Administration, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean region*, EIA, Updated 15 agosto 2013 (https://www.eia.gov/international/content/analysis/regions_of_interest/Eastern_Mediterranean/eastern-mediterranean.pdf).

⁸ F. Indeo, "Il potenziale energetico del bacino del Levante ed il ruolo di Israele come fornitore di energia", *Focus Sicurezza Energetica*, n. 27 e 28, Osservatorio di Politica Internazionale (a cura di ISPI), Camera dei Deputati, 2016.

FIG. 9.2 – GIACIMENTI OFFSHORE DI GAS NATURALE SCOPERTI
AL LARGO DI ISRAELE E STRISCIA DI GAZA

Nome del giacimento	Anno di scoperta	Riserve stimate
Noa	1999	1 Gmc
Mari-B	2000	42 Gmc
Dalit	2009	14 Gmc
Tamar	2009	280 Gmc
Leviatano	2010	605 Gmc
Dolphin	2011	2 Gmc
Shimshon	2012	8 Gmc
Tanin	2012	33 Gmc
Karish	2013	50 Gmc
Tamar Southwest	2013	19 Gmc
Royee	2014	90.5 Gmc
Daniel East e Daniel West	2016	254 Gmc
Gaza Marine	2000	28 Gmc

Fonte: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION 2016; GIS 2020

Le autorità politiche israeliane hanno seriamente e lungamente discusso riguardo allo sfruttamento di questo enorme potenziale energetico, propendendo per la decisione strategica di rafforzare la condizione di sicurezza energetica rispetto all'ambizione di legittimarsi come nazione esportatrice: nel 2013 il governo israeliano decise di allocare il 40% delle riserve esistenti per le esportazioni e il 60% per soddisfare i consumi interni, soluzione che garantirà oltre trent'anni di autosufficienza in materia di gas naturale⁹.

Nel 2021 le raccomandazioni espresse da un apposito comitato interministeriale (Adiri II) suggerivano al governo israeliano e alle compagnie coinvolte la possibilità di incrementare le esportazioni dal 40% al 52% sul totale delle riserve, oltre all'abolizione di limitazioni nel caso vi fossero nei prossimi anni ulteriori scoperte di nuovi giacimenti. Questa posizione riflette il mutato scenario energetico nazionale, connotato dalla volontà politica di produrre il 30% dell'energia elettrica attraverso l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile, decisione che

⁹ *State of Israel, Ministry of Energy, Conclusions of the Professional Team For the Periodic Examination of the Recommendations of the Committee on Examining the Government's Policy in the Natural Gas Market Adopted in Government Decision 442 Dated June 23 2013, dicembre 2018, <https://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Regulation/Adiri%20Committee%20Final%20Recommendations%2018.12.2018%20Executive%20Summary%20-%20Translation.pdf>*

permette di allocare quantità aggiuntive di gas naturale da destinare alle esportazioni per la conseguente riduzione dei consumi domestici¹⁰.

Se consideriamo che le autorità israeliane hanno stimato che nei prossimi 25 anni i consumi domestici non dovrebbero superare i 500 Gmc, con l'eventuale futura estrazione e sfruttamento delle riserve offshore potenzialmente recuperabili nel bacino del Levante (500 Gmc), la nazione disporrebbe di 800-900 Gmc di gas naturale da esportare¹¹, principalmente verso i mercati europei, geograficamente vicini e alla ricerca di alternative alle importazioni di gas russo.

Il difficile accesso sui mercati regionali

Nonostante la disponibilità di un notevole potenziale gassifero, le prospettive di sviluppo di una strategia energetica israeliana fondata sulle esportazioni risultano profondamente influenzate dalla complessità dello scenario geopolitico regionale, che inficia negativamente sulla realizzazione di progetti per l'avvio di nuove rotte d'esportazione.

In attesa dell'implementazione dell'accordo tripartito dello scorso giugno che permetterà di esportare gas verso i mercati europei, attualmente Israele esporta gas naturale soltanto verso la Giordania (3 Gmc di gas all'anno sulla base di un accordo siglato nel 2016) e verso l'Egitto (5 Gmc all'anno), sulla base dell'accordo siglato nel 2018 che prevede la vendita e il trasporto di 85,3 Gmc di gas estratto dai giacimenti di Leviatano e Tamar per 15 anni. La collaborazione energetica tra le due nazioni costituisce l'asse portante all'interno dell'*East Mediterranean Gas Forum*, piattaforma di cooperazione energetica finalizzata alla creazione di un mercato regionale del gas nel Mediterraneo orientale, ed alla cooperazione tra i paesi produttori (Israele, Egitto) e consumatori di gas naturale (Italia, Unione Europea)¹². A febbraio 2022 le autorità israeliane hanno dato via libera ad un incremento delle esportazioni verso l'Egitto attraverso una nuova rotta, ovvero un gasdotto che attraversa la Giordania sino al porto di Aqaba sul Mar Rosso e poi in Egitto, con una capacità iniziale di 2,5-3 Gmc che potrà essere aumentata a 4 Gmc¹³.

Considerata l'ampiezza della domanda interna di gas naturale (oltre 60 Gmc nel 2021) e la necessità di ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas russo, l'accesso al mercato energetico della Turchia si profilerebbe come una delle opzioni maggiormente allettanti per le esportazioni israeliane di gas naturale. Indubbiamente, il mancato coinvolgimento della Turchia nell'*Emgf* complica notevolmente la cooperazione energetica tra le due nazioni: ciononostante, in concomitanza della guerra russo-ucraina, l'idea di realizzare un gasdotto

¹⁰ S. Solomon, "Israel reportedly set to ease export quotas of natural gas", *Times of Israel*, 31 maggio 2021, (<https://www.timesofisrael.com/israel-reportedly-set-to-ease-export-quotas-of-natural-gas/>)

¹¹ D. Zaken, "Global energy crisis opens possibilities for Israel's natural gas drillings", *Al Monitor*, 16 maggio 2022 (<https://www.al-monitor.com/originals/2022/05/global-energy-crisis-opens-possibilities-israels-natural-gas-drillings#ixzz7Xxhtr4z8>).

¹² "Cairo Declaration establishing the East Mediterranean Gas Forum", 14 gennaio 2019, (<https://www.pio.gov.cy/assets/pdf/EMGF%20Declaration%20final%2014Jan.pdf>).

¹³ Israel Ministry of Energy, "New Route for Exporting Natural Gas to Egypt – Jordan!", Press Release, 16 febbraio 2022.

offshore dal giacimento di Leviatano al porto turco di Mersin – con una capacità prevista di 30 Gmc all'anno, dei quali 10 Gmc destinati alla Turchia e il resto all'UE – è stata ripresa teoricamente in considerazione. La visita del ministro degli Esteri turco Mevlut Cavusoglu a Tel Aviv (lo scorso 26 maggio) potrebbe aprire la strada ad un miglioramento delle relazioni bilaterali tra le due nazioni, anche se rimangono insolute alcune questioni dirimenti per la realizzazione del gasdotto offshore, come il potenziale transito nel tratto marittimo della zona economica esclusiva della Repubblica di Cipro, con Nicosia che pone come condizione chiave la riunificazione dell'isola¹⁴.

La Turchia si è sempre fermamente opposta ad ogni iniziativa del governo di Nicosia per stipulare accordi di demarcazione dei confini marittimi con le nazioni circostanti (Israele, Grecia, Libano) ed a ogni attività di esplorazione energetica condotta nelle acque cipriote, sulla base del fatto che la Repubblica di Cipro non rappresenta l'isola nella sua interezza – e quindi non possa siglare accordi internazionali – e che la Repubblica Turca di Cipro del Nord abbia perciò voce in capitolo sui progetti di prospezione energetica offshore.

Di fatto questa situazione di impasse impedisce la realizzazione del primo tratto del gasdotto Eastmed.

Le tensioni tra Israele e Libano - le due nazioni non hanno relazioni politico-diplomatiche - si sommano alle rivendicazioni su un'area marittima di 1.400 km quadrati potenzialmente ricca di idrocarburi. La mancanza di una chiara delimitazione della propria Zona Economica Speciale (ZES) e dei confini marittimi con Israele spinge il Libano a rivendicare porzioni del giacimento di Tamar (nella ZES israeliana, a 35 km dalle acque territoriali libanesi), in quanto ricadrebbero nel confine marittimo conteso tra Tel Aviv e Beirut, mentre contestazioni analoghe riguardano il giacimento offshore di Karish (scoperto da Israele nel 2013), considerato da Beirut una violazione della propria ZES in quanto a solo 4 km dalle proprie acque territoriali.¹⁵

A ottobre 2020 – con la mediazione degli Stati Uniti – Israele e Libano hanno avviato dei colloqui per la definizione dei rispettivi confini marittimi, che implicavano un temporaneo congelamento delle attività di esplorazione del governo di Tel Aviv: tuttavia, la volontà della compagnia greca Energean di avviare la produzione di Karish entro settembre – creando altresì un gasdotto sottomarino dovrebbe connettere questi giacimenti a una piattaforma offshore – rischia di esacerbare ulteriormente le tensioni e le rivendicazioni di Beirut¹⁶.

¹⁴ D. O'Byrne, "Could Turkey-Israel rapprochement lead to gas agreement?", *Al Monitor*, 1 giugno 2022, (<https://www.al-monitor.com/originals/2022/06/could-turkey-israel-rapprochement-lead-gas-agreement>).

¹⁵ A. Ezrahi, "Cooperation Prospects and Conflict Potential around Hydrocarbons in the Middle East: Israel-Egypt-Palestinian Territories-Jordan", in A. Giannakopoulos (a cura di), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Research Paper No. 8, The S. Daniel Abraham Center for International and Regional Studies, Tel Aviv University, febbraio 2016, p. 81.

¹⁶ "Israel Looks To Drum Up Interest With Upstream U-Turn, Lebanon Threats Loom", *MEES*, vol. 65. n. 23, 10 giugno 2022

Conclusioni

L'opportunità di esportare gas naturale verso l'Unione Europea attraverso i terminal Gnl egiziani costituisce la soluzione ottimale per Israele con l'obiettivo di incrementare i volumi trasportati e i relativi introiti economici, oltre a rafforzare una partnership energetica con gli Stati membri della UE che implicherà necessariamente delle ricadute a livello politico. In un'ottica di diversificazione, anche se la domanda europea di gas sarà una garanzia di mercato sicuro per il prossimo decennio, Israele dovrebbe cercare di sviluppare anche delle rotte d'esportazione alternative, in quanto le attuali dipendono dal transito in paesi terzi come Giordania ed Egitto (anche nella prospettiva di un gasdotto offshore Leviatano-Idku-Damietta).

Una delle opzioni strategicamente migliori sembra essere l'eventuale realizzazione di un terminal galleggiante di liquefazione ed esportazione, che renderebbe Israele completamente indipendente per la vendita di idrocarburi garantendogli anche un certo livello di flessibilità, raggiungendo direttamente i mercati senza accordi di cooperazione transito con i paesi terzi.

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.