

Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Novembre 2023

n. 8 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 8 (n.s.) – novembre 2023

Focus

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

AUTORI

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

Fabrizio Anselmo (Centro Studi Geopolitica.info) – CAPITOLO 6

Agata Gugliotta (RIE) – CAPITOLO 4

Fabio Indeo (Università degli Studi di Siena) – CAPITOLO 7

Frank Maracchione (Università di Sheffield) – CAPITOLO 8

Lisa Orlandi (RIE) – CAPITOLO 1

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 3

Chiara Proietti Silvestri (RIE) – CAPITOLO 2

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

Focus Sicurezza energetica

n. 8 (n.s.) – novembre 2023

Sommario

1. Il mercato petrolifero tra *war premium* e *anxiety discount*.....7
2. Il mercato energetico europeo tra vecchie contraddizioni e nuove sfide.....15
3. Importazioni di Gnl in Europa: cause e conseguenze
della crescente dipendenza europea dalla Russia.....24
4. Alla ricerca di un nuovo equilibrio: un'analisi del bilancio del gas naturale.....35
5. Sarà necessario ricorrere anche ai biocarburanti per decarbonizzare i trasporti stradali?.....49
6. Il corridoio Nord-Sud e l'indipendenza dalle forniture di gas russo:
il contributo del Baltic Pipe alla sicurezza energetica dell'Europa centro-orientale57
7. Indonesia, tra transizione energetica e il ruolo tradizionale del gas naturale67
8. La crisi energetica come limite strutturale all'azione politica
delle repubbliche dell'Asia centrale75

1. Il mercato petrolifero tra *war premium* e *anxiety discount*

Lisa Orlandi

Tra embarghi, tensioni geopolitiche, crisi bancarie, incertezze sullo stato di salute dell'economia cinese e fondamentali reali in tenuta, il 2023 si sta rivelando un anno tutt'altro che scontato per il mercato petrolifero. Nei primi nove mesi, le quotazioni del Brent Dated hanno oscillato in prevalenza tra i 70 e i 90 doll/bbl, sfiorando il range al rialzo nell'ultimo mese consuntivabile, quello di settembre.

In generale, l'andamento del barile ha visto il prevalere di dinamiche rialziste – sorrette dal *war premium* e da aspettative di mercato “corto” – che si sono alternate a periodi di ribassi guidati dall'*anxiety discount* – ovvero dai timori di peggioramento della situazione economica mondiale a causa del prolungarsi del conflitto tra Russia e Ucraina, della crisi del sistema bancario americano e delle incertezze sulla tenuta dell'economia cinese, primo consumatore mondiale di petrolio.

In un contesto dai contorni foschi, l'unico punto fermo sembra essere la persistente coesistenza di forze che agiranno sui prezzi in direzioni opposte anche nei mesi a venire.

L'andamento dei prezzi nel 2023

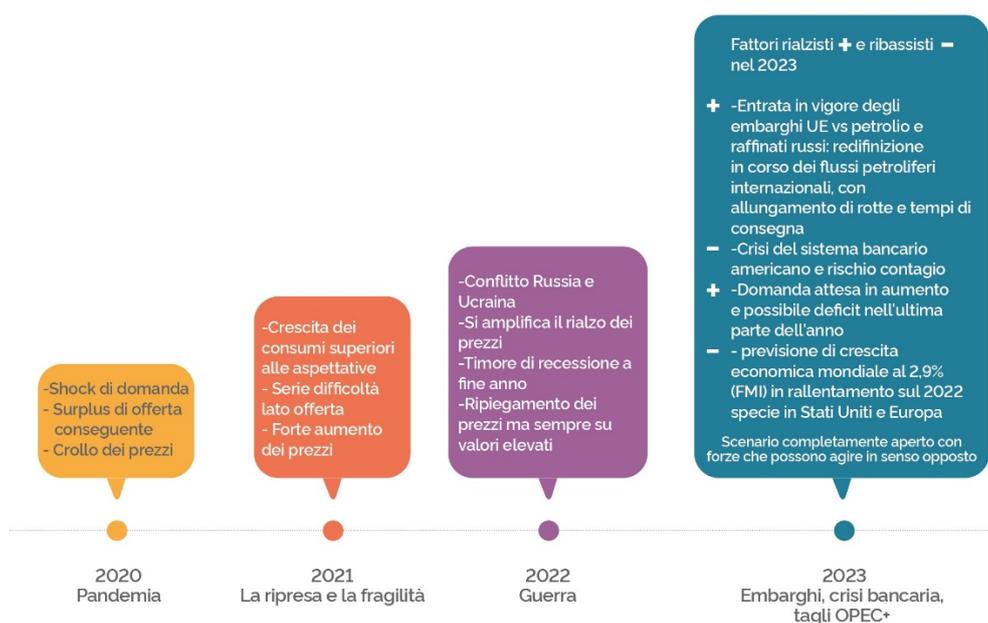
Per comprendere appieno le dinamiche seguite dai prezzi del Brent – greggio di riferimento europeo – nei primi nove mesi del 2023,¹ riavvolgiamo brevemente il nastro sugli ultimi tre anni, forieri di cambiamenti e tendenze fortemente impattanti sul mercato di oggi e, quasi certamente, anche su quello di domani.

Nel 2020 la pandemia da Covid-19 ha paralizzato il mercato petrolifero, causando un vuoto di domanda senza precedenti storici che ha trascinato i prezzi del greggio anche al di sotto dei 10 dollari al barile (doll/bbl). Nel 2021 lo squilibrio domanda-offerta determinato dalla ripresa dei consumi post-pandemia e dalla scarsa capacità produttiva disponibile, specie in esito ad anni di sotto-investimenti nell'upstream petrolifero, ha determinato un sostenuto trend rialzista che ha reso manifeste le fragilità strutturali del mercato. Nel 2022 il conflitto tra Russia e Ucraina ha amplificato ulteriormente la tendenza al rialzo avviatasi l'anno prima, spingendo il Brent a superare i 100 doll/bbl da marzo a luglio. Il picco massimo di circa 124 doll/bbl è stato raggiunto in giugno, non a caso poco dopo la decisione dell'Unione Europea di imporre un embargo su petrolio e derivati di provenienza russa tra fine anno e inizio 2023. Da agosto a dicembre, tuttavia, i prezzi hanno mostrato un ripiegamento con oscillazioni prevalentemente comprese tra gli 80 e i 95 doll/bbl. Questa nuova fase è conseguenza della precedente: il forte aumento dei prezzi di tutte le commodity – non solo energetiche – avviatosi nel 2021 ed esacerbato dalla guerra ha insinuato seri timori di recessione economica, specie nell'area Ocse. Come noto, l'*anxiety discount* – vale a dire la riduzione dei prezzi causata da aspettative di peggioramento della situazione economica generale – è una

¹ Il presente articolo analizza l'andamento dei prezzi del greggio sul periodo gennaio-settembre 2023.

variabile che agisce al ribasso sulle quotazioni. All'opposto, il *war premium* – ovvero l'aumento (premio) delle quotazioni ascrivibile ai rischi e alle tensioni di matrice geopolitica – impedisce ai prezzi di crollare. Nell'ultima parte del 2022 ha prevalso la variabile “ansia” e con essa i timori di un calo dei consumi mondiali, anche in ragione della contrazione della domanda cinese per la recrudescenza di contagi da Covid-19 e l'adozione conseguente di misure restrittive estreme come i lockdown locali. Tuttavia, il permanere della variabile “guerra” ha contribuito a contenere il ridimensionamento dei prezzi che non sono quasi mai scesi sotto gli 80 doll/bbl.

FIG. 1.1 – LE VARIABILI FONDAMENTALI DEL PERIODO 2020-23



ISPI

Fonte: elaborazioni RIE

Anche i primi nove mesi del 2023 sono stati caratterizzati dall'alternarsi di *anxiety discount* e *war premium*, arricchiti di nuovi e imprevedibili elementi. Rispetto allo scorso anno si nota come si sia ristretta la fascia entro cui le quotazioni si sono mosse, contenuta in prevalenza tra i 70 e i 90 doll/bbl.² In particolare, sul periodo, si possono identificare alcune fasi salienti (Figura 1.2) che mostrano chiaramente gli sbalzi emotivi a cui il mercato è sottoposto, con aspettative che – anche in relazione a una stessa variabile – si modificano nell'arco di pochi giorni.

² Nel 2022 i prezzi del Brent hanno oscillato tra gli 80 e i 124 doll/bbl.

Dopo i primi due mesi dell'anno in cui il Brent si è mosso nella fascia 80-90 doll/bbl, si assiste a un ripiegamento all'interno del range 70-80 doll/bbl nel mese di marzo che – dopo una breve pausa rialzista in aprile – prosegue anche nei mesi di maggio e giugno. L'estate è stata invece caratterizzata da una nuova ripresa, con le quotazioni quasi stabilmente sopra quota 80 fino alla fiammata oltre i 90 doll/bbl di settembre. Di seguito si fornisce una disamina delle principali variabili che hanno inciso sui prezzi ora al rialzo, ora al ribasso.

FIG. 1.2 - ANDAMENTO DEL BRENT DATED 2020-23 (DOLL/BBL)



Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE Brent.

Le variabili dell'*anxiety discount*

Uno dei principali driver delle dinamiche ribassiste che si sono manifestate in marzo e nel bimestre maggio/giugno, con il Brent che si è mosso nella fascia 70-80 doll/bbl, è stata sicuramente la crisi bancaria di matrice statunitense. L'8 marzo scorso, la Silicon Valley Bank

(Svb) – l'unica banca quotata a Wall Street specializzata nei finanziamenti alle start up tecnologiche – è stata dichiarata fallita nel giro di 48 ore dalle autorità federali americane, in quanto non è riuscita a soddisfare le richieste di prelievo dei clienti a causa di una crisi di liquidità dovuta al panico. Il meccanismo è semplice: le banche erogano credito e ricevono depositi. Normalmente erogazione e raccolta sono in equilibrio, ma quando – per ragioni varie – sono di più coloro che vogliono prelevare il denaro rispetto a coloro che lo depositano, la banca può trovarsi in difficoltà. Di solito, in questi casi, ci si rivolge al mercato interbancario, ovvero chiedendo prestiti ad altri istituti di credito. Ma le voci di difficoltà dell'istituto richiedente circolano e in pochi sono disposti a concedere capitali. A quel punto, la banca in crisi non ha altra scelta se non quella di vendere precipitosamente o addirittura svendere i propri asset. Al contempo, le voci e le evidenze di difficoltà fanno aumentare il numero di coloro che vogliono recuperare i loro risparmi, peggiorando ulteriormente le condizioni dell'istituto e producendo una crisi di fiducia.

Gli sforzi immediati della Federal Reserve e del governo degli Stati Uniti non hanno potuto bloccare del tutto il rischio di un effetto domino: un altro istituto americano è infatti crollato, la Signature Bank, e il 19 marzo Credit Suisse è stata acquisita con urgenza dalla più grande banca svizzera, UBS, mentre era ormai sull'orlo del collasso. Pochi giorni dopo (24 marzo) anche Deutsche Bank ha registrato un forte crollo del suo titolo azionario. Quando ormai i contagi sembravano arginati, l'acquisizione da parte di JP Morgan della First Republic Bank, un'altra banca regionale statunitense, e le difficoltà di Pacific West hanno nuovamente fatto tremare i mercati finanziari.

Sebbene chiusure e salvataggi bancari non abbiano un impatto diretto sull'offerta o sulla domanda di petrolio, un'eventuale crisi di tipo sistemico avrebbe conseguenze critiche per la stabilità dell'economia globale e di conseguenza per la domanda petrolifera, configurandosi come variabile in grado di incidere al ribasso sui prezzi del greggio.

Tra le fila dell'*anxiety discount* si sono poi inserite anche le preoccupazioni per i continui rialzi dei tassi di interesse da parte della Bce e, soprattutto, le incertezze sulla tenuta della Cina che va registrando crisi di liquidità sul mercato immobiliare, deflussi di capitale record dai mercati azionari e un'importante svalutazione dello yen sul dollaro. Dal 2003 in avanti, quando il gigante asiatico ha fatto la sua prepotente irruzione sui mercati petroliferi, le performance economiche del paese sono diventate pivotali: un crollo dell'economia cinese preoccupa non solo per i riflessi sulla domanda interna ma anche per l'effetto traino che potrebbe avere sugli altri paesi in via di sviluppo. A oggi, l'andamento dei consumi cinesi consuntivato e atteso per il 2023 non sembra risentire del contesto economico critico³ ma il quadro generale presenta più ombre che luci.

Rialzi guidati dai fondamentali di mercato

Nei primi tre trimestri del 2023 i momenti di ribasso dei prezzi motivati dall'*anxiety discount* si sono alternati a fasi rialziste in cui il barile si è mosso tra gli 80 e i 90 doll/bbl, soglia poi

³ L'Aie (Agenzia Internazionale per l'Energia) stima una crescita della domanda cinese di 1,6 milioni bbl/g su base annua, rispetto a una crescita mondiale di 2,2 milioni bbl/g (*Oil Market Report*, settembre 2023).

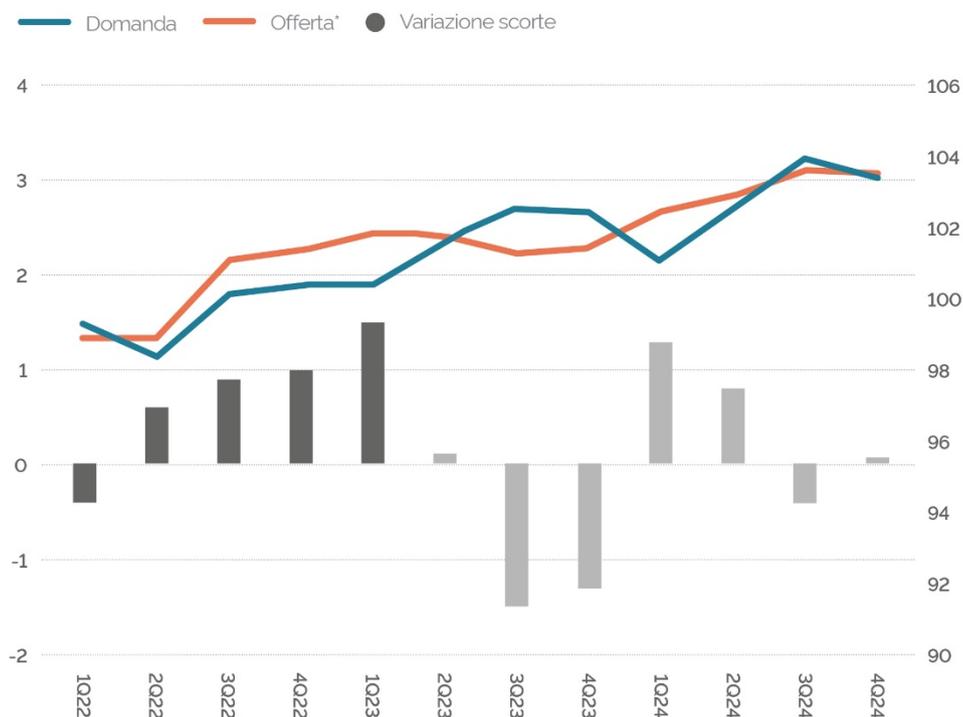
sforata in modo continuativo nell'ultimo mese di settembre. Alla guida degli andamenti *bullish*, l'atteso *mismatch* tra domanda e offerta.

Lato consumi, le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (Aie) indicano – su base annua – il conseguimento del livello record di circa 102 milioni bbl/g, grazie alla piena riapertura della Cina e, più in generale, al contributo dell'intera area non-Ocse che conterà per oltre il 95% della crescita prevista. In un contesto di domanda in espansione, le prospettive lato offerta fanno invece precludere a una condizione di deficit nell'ultima parte dell'anno. Le difficoltà della produzione a tenere il passo della domanda hanno una matrice sia tecnica sia volontaria. Da un lato, vi è lo scarso livello di *spare capacity* che caratterizza i principali produttori, date le forti difficoltà ad aumentare le riserve in un quadro di bassi investimenti *upstream*; dall'altro, vi è la politica dei tagli implementata dall'Opec Plus con il dichiarato intento di difendere i prezzi. Il 2 aprile scorso l'Alleanza dei paesi produttori – che conta 23 nazioni e rappresenta oltre la metà dell'offerta mondiale – ha annunciato una riduzione di 1,2 milioni bbl/g da compiersi a partire da maggio e che va a sommarsi al taglio di 2 milioni bbl/g in vigore da novembre 2022 e alla diminuzione volontaria di 500.000 bbl/g attuata dalla Russia in risposta alle sanzioni occidentali: complessivamente, 3,7 milioni bbl/g da sottrarre al mercato. In aggiunta, i due leader *de-facto* dell'Opec Plus hanno annunciato nuovi tagli volontari per i mesi di luglio e agosto, per ulteriori 1,3 milioni bbl/g.⁴ A inizio settembre, queste riduzioni volontarie sono state inaspettatamente prolungate fino alla fine dell'anno, quel che ha determinato lo sfioramento della soglia dei 90 doll/bbl.⁵ A conti fatti, al mercato verrebbero sottratti 5 milioni bbl/g, il 5% circa dell'offerta mondiale.

⁴ 1 milione da parte dell'Arabia Saudita e 300.000 bbl/g da parte della Russia.

⁵ L'analisi delle dinamiche di mercato si concentra sul periodo gennaio-settembre 2023.

FIG. 1.3 – EQUILIBRIO DOMANDA-OFFERTA 2023



Si assume che i tagli di Arabia Saudita e Russia continuino per tutto il 2023 e che i target OPEC e i tagli volontari siano mantenuti nel 2024



Fonte: elaborazioni RIE su dati Aie, *Oil Market Report*, 2023.

A riguardo, l’Agenzia di Parigi ha espresso la sua totale contrarietà ritenendo che simili tagli rischino di aggravare il deficit di offerta già previsto per l’ultimo trimestre dell’anno (Figura 1.3). In un braccio di ferro verbale senza esclusione di colpi, il segretario generale dell’Opec, Haitham Al Ghais, ha a sua volta sottolineato come la futura volatilità dei prezzi dipenda, invece, in primo luogo dai ripetuti appelli della stessa Agenzia a smettere di investire nell’*upstream*. L’ultimo è contenuto nell’aggiornamento del report *Net Zero by 2050* secondo cui la domanda petrolifera raggiungerà il suo picco nel decennio in corso (2028) e non sarà quindi necessario destinare nuovi investimenti all’estrazione e alla produzione di greggio. Non è la prima volta che, nella storia dell’industria petrolifera, vengono annunciate teorie sui picchi, ora di offerta ora di domanda, in una sorta di “hubbertiano”⁶ esercizio che quasi sempre complica l’interpretazione del mercato, rendendo ancora più complesso discernere tra fatti e congetture. A ciò concorrono diversi fattori, tra cui la complessità della materia, l’incertezza che le è intrinseca ma soprattutto il gioco degli interessi del mercato. Non è un caso, infatti, che l’Opec indichi il 2045 come data possibile del *demand peak*: un *lag* temporale

⁶ La teoria del picco di Hubbert è una teoria scientifica elaborata dal geologo M. King Hubbert che modella l’evoluzione temporale della produzione di una qualsiasi risorsa mineraria esauribile o fisicamente limitata secondo un andamento a campana.

enorme rispetto alle stime Aie (Agenzia Internazionale Energia), che rivela con chiarezza le difficoltà proprie di una simile proiezione, più rispondente ai desiderata dei suoi autori che non a fondate evidenze. Nella totale ignoranza su quel che verrà, la divulgazione di simili teorie e delle azioni conseguenti porta con sé dei rischi importanti che si concretizzano nel momento in cui la realtà risulti diversa dalle congetture. In questo senso, la crisi energetica del 2021-22 ci ha fornito un chiaro assaggio delle ricadute sui prezzi generate da bassi livelli di investimento nell'*upstream*.

Geopolitica e *war premium* sempre sullo sfondo

Uno sguardo di insieme al trend seguito dai prezzi negli ultimi due anni pone in evidenza come la variabile geopolitica abbia rappresentato un freno a cali sostenuti delle quotazioni, di fatto ponendo un *floor* minimo attorno ai 70 doll/bbl.

Una situazione di crisi che coinvolge direttamente o indirettamente un paese produttore di petrolio – sia essa dovuta a un conflitto, a uno stato di tensione o a una calamità naturale – ha un impatto sulle quotazioni che talvolta si esaurisce nei momenti immediatamente successivi all'accadimento (non appena il mercato sconta l'assenza di impatti concreti sulle forniture), in altri casi persiste (quando il conflitto è ampio e/o l'ammacco evidente); il cosiddetto *war premium* può quindi fornire sostegno ai prezzi, impendendone il crollo anche in presenza di fondamentali di mercato "rilassati".

La guerra tra Russia e Ucraina, protagonista della scena geopolitica da febbraio 2022, non è l'unica condizione critica che va interessando il mercato petrolifero e con esso gli equilibri geopolitici globali. Il 2023 si sta infatti rivelando un anno denso di criticità e, in ragione della situazione attesa in termini di domanda/offerta, il mercato risulta particolarmente vulnerabile al verificarsi di fatti di una certa gravità. Ne è un esempio l'intricata relazione tra Iraq e Turchia, complicata dal fatto che a confinare con la Turchia sia principalmente il territorio sotto il controllo del Governo Regionale del Kurdistan (Krg), le cui ambizioni di gestione autonoma delle risorse petrolifere sono alla base dei difficili rapporti con il governo iracheno.⁷ Ed è proprio su questo punto che si inseriscono gli ultimi sviluppi tra le tre parti in causa: dallo scorso 25 marzo è inattivo, per iniziativa turca, l'oleodotto Kirkuk-Ceyhan, che prima dell'interruzione trasportava verso la Turchia circa 400.000 bbl/g da giacimenti controllati dal Kurdistan e 75.000 bbl/g provenienti da giacimenti controllati da Baghdad. Nonostante le dichiarate intenzioni di trovare un accordo, i flussi non sono ancora ripartiti. Considerando che l'Iraq è il secondo produttore di petrolio in seno all'Opec, accadimenti che riguardano il paese vengono giocoforza scrutati dalla lente del mercato.

Lo stesso effetto di una guerra può poi derivare anche da una catastrofe naturale, come l'alluvione che ha interessato a metà settembre la Libia, primo produttore petrolifero dell'Africa. Ancora, l'improvviso attacco sferrato a inizio ottobre da Hamas – il gruppo militante palestinese sostenuto dall'Iran che controlla la Striscia di Gaza – verso Israele ha avuto un riverbero immediato sulle quotazioni, nonostante non vi sia stato (al momento) un impatto diretto sull'offerta. Quel che il mercato sta scontando – con il barile che il 9 ottobre

⁷ L.S. Martini, "Turchia, Iraq e l'oleodotto della discordia", *RiEnergia*, 23 settembre 2022.

si è riavvicinato a quota 90 dopo che era sceso sotto tale soglia nei primi giorni del mese – è il ruolo svolto nella vicenda dall'Iran e il potenziale impatto che ne può derivare sulle esportazioni di petrolio del paese. Le esportazioni di greggio iraniano sono aumentate negli ultimi anni, grazie all'approccio più morbido verso le sanzioni adottato dagli Stati Uniti: la produzione di greggio supera i 3 milioni bbl/g⁸ e le esportazioni i 2 milioni bbl/g – i livelli più alti da quando l'amministrazione Trump ha ritirato gli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano nel 2018. Questa drammatica situazione di guerra potrebbe, tuttavia, arrivare a deteriorare nuovamente i rapporti tra Stati Uniti e Iran, dato che i primi sono storici sostenitori dello Stato ebraico; è quindi probabile che il ritorno a un atteggiamento rigido sulle sanzioni possa avere ripercussioni importanti sull'offerta di greggio.

Per ora, siamo nella fase delle congetture ma risulta chiaro come la potenziale estensione del conflitto nell'area mediorientale possa rappresentare una variabile rialzista incontrollabile.

Forze opposte in gioco

La politica di tagli continui alla produzione attuata dall'Opec Plus nell'ultimo anno ha contribuito in più occasioni a far alzare i prezzi del greggio, creando una nuova dinamica di mercato in cui la riduzione volontaria dell'offerta è in grado di sostenere il barile anche in un contesto di incertezza macroeconomica persistente. Storicamente, invece, è sempre valso l'assunto secondo cui un *rally* dei prezzi può avere gambe forti solo se si basa su una robusta crescita della domanda di petrolio. Su questo punto, peraltro, le opinioni degli attori principali del mercato divergono ampiamente, tanto per il lungo termine (ipotesi di picco) quanto per il breve. Secondo le previsioni Opec per il 2024, la domanda crescerà di 2,2 milioni bbl/g, dopo un incremento di 2,4 milioni nell'anno in corso.⁹ Visioni più pessimistiche, come quelle dell'Aie e di Energy Intelligence, stimano invece una crescita di circa 1 milione bbl/g per l'anno prossimo. In entrambi i casi, è molto probabile che l'Opec Plus continui a dare prova di grande coesione nel gestire il mercato, con un ruolo centrale dello *swing producer* saudita: se la domanda dovesse crescere oltre le attese, Riad potrebbe annullare il suo attuale taglio volontario; per contro, un suo calo più accentuato comporterà quasi certamente il mantenimento dei tagli anche nel 2024.

In conclusione, su un quadro dei fondamentali di mercato spontaneamente o forzatamente in tenuta, si innestano variabili – come l'andamento dell'economia mondiale e di quella cinese in particolare o gli sviluppi delle tensioni geopolitiche in atto – in grado di cambiare il corso delle cose qualora i contorni passino da sfumati a nitidi. A oggi, tuttavia, l'unica certezza sembra essere la persistente coesistenza di forze che agiranno sui prezzi in direzioni opposte anche nei mesi a venire.

⁸ Agenzia internazionale energia (Aie), *Oil Market Report*, settembre 2023.

⁹ Sostanzialmente allineata a quella dell'Aie (*ibidem*).

2. Il mercato energetico europeo tra vecchie contraddizioni e nuove sfide

Chiara Proietti Silvestri

Il 2022 è stato un anno caratterizzato da sconvolgimenti che hanno avuto un impatto profondo sulla vita politica, economica e sociale dell'intero continente europeo. L'invasione russa dell'Ucraina, la crisi dei prezzi e la spirale inflazionistica, una crisi energetica senza precedenti hanno messo a dura prova il potere d'acquisto dei consumatori e la tenuta delle imprese. Sull'energia, l'Europa ha fatto registrare a sua volta un forte squilibrio domanda/offerta che ha minato la tenuta del sistema e finanche gli sforzi messi in atto nella lotta ai cambiamenti climatici. Due dati storici resteranno impressi nella memoria: i 316 €/MWh raggiunti il 26 agosto 2022 dal prezzo all'ingrosso del gas sulla borsa olandese Ttf (considerato il mercato di riferimento per l'Europa continentale) e il 44,3% di inflazione energetica nell'Eurozona raggiunto a marzo 2022, in reazione all'aumento dei prezzi energetici successivo allo scoppio del conflitto russo-ucraino.¹

Quest'anno così centrale ci fornisce, più di altri periodi storici, preziose indicazioni su come i nostri sistemi energetici si stanno adattando alle crescenti crisi geopolitiche, economiche, ambientali. Come si sta trasformando il mercato energetico europeo e a che punto sono le prospettive di transizione energetica?

TAB. 2.1 – PRINCIPALI DATI ENERGETICI UE

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia	58,17	exajoule	2022
Variazione sul 2021	-3,5	%	
Quota rinnovabili sul mix energetico	14,8	%	2022
Generazione elettrica	2812	TWh	2022
Variazione sul 2021	-3,2	%	
Quota rinnovabili sul mix elettrico	28,5	%	2022

ISPI

Fonte: elaborazioni RIE su dati Energy Institute (EI), *Statistical Review 2023*

¹ C. Proietti Silvestri, "Lo spettro della deindustrializzazione", *World Energy*, n. 55, dicembre 2022.

La guerra in Ucraina come *game changer* del mix energetico europeo

Sul fronte della domanda, si è registrato un calo dei consumi energetici in UE del 3,5% rispetto all'anno precedente che sale al 6% nei confronti del periodo pre-Covid. In termini assoluti, la domanda di energia si attesta sui 58 exajoule: a eccezione dell'anno della pandemia, occorre tornare al 1984 e anni precedenti per trovare un livello di consumi sotto quota 60 exajoule. Nota positiva è che, a differenza del 2020, il calo dei consumi si è tradotto in ottimi risultati in termini di riduzione dell'intensità energetica (energia/output). Se, infatti, durante la pandemia la riduzione dell'intensità energetica in UE era stata molto più lenta rispetto al passato, nel 2022 si è arrivati a sfiorare il -8% rispetto al dato mondiale che fa registrare solo un -1,2%.²

Guardando alle motivazioni che sottendono al contenimento dei consumi di energia, vi è una serie di fattori congiunturali che ha caratterizzato il 2022, i cui strascichi continuano anche in nell'anno in corso. In particolare:

- fattori politici: lo scoppio della guerra in Ucraina ha costretto i paesi europei ad attivare misure di contenimento dei consumi per smorzare le tensioni sul mercato dovute al progressivo calo delle importazioni di gas russo e all'impossibilità di una loro sostituzione in tempi brevi. La Commissione europea ha stabilito delle norme per far fronte alla situazione di grave difficoltà nell'approvvigionamento di gas, puntando a contenere i consumi nel residenziale e a promuovere fonti alternative (tra cui un maggior impiego di carbone e olio combustibile nel termoelettrico).³
- fattori economici: durante il periodo estivo, si è assistito a un rialzo dei prezzi spot del gas toccando livelli mai visti prima che ha fatto esplodere i costi dell'energia, determinando per contro una forte riduzione della domanda energetica specie nell'industria. Una situazione creata a seguito di un fortissimo squilibrio tra domanda e offerta dovuto, da una parte, al progressivo azzeramento delle forniture russe e, dall'altra, alla corsa al riempimento degli stoccaggi in vista della stagione invernale.
- fattori climatici: le temperature invernali particolarmente miti che hanno fatto crollare la domanda per il riscaldamento.

² Enerdata, *Global Energy Statistical Yearbook 2023*, consultabile al link: <https://yearbook.enerdata.net/>.

³ Regolamento UE n. 2022/1369 del 5 agosto 2022.

TAB. 2.2 – LA DOMANDA DI ENERGIA IN UE NEL 2022 (EXAJOULE) E
CONFRONTO CON IL DECENNIO PASSATO

	Consumi di energia 2022	Tasso di crescita 2022	Tasso di crescita m.a. 2011-2021
Austria	1,37	-5,5%	0,2%
Belgio	2,45	-7,8%	0,3%
Bulgaria	0,83	4,5%	-0,1%
Cipro	0,11	6,4%	-1,2%
Croazia	0,34	-3,8%	0,4%
Danimarca	0,68	0,6%	-1,3%
Estonia	0,22	0,1%	-1,7%
Finlandia	1,18	2,2%	-0,9%
Francia	8,39	-10,8%	-1,0%
Germania	12,30	-3,8%	-0,4%
Grecia	1,14	4,4%	-2,0%
Irlanda	0,68	5,7%	0,5%
Italia	6,14	-3,1%	-1,3%
Lettonia	0,14	-6,4%	-0,4%
Lituania	0,23	-9,2%	0,2%
Lussemburgo	0,14	-9,7%	-1,2%
Malta	0,13	10,10%	2,4%
Paesi Bassi	3,54	-3,1%	-0,9%
Polonia	4,31	-2,2%	0,4%
Portogallo	0,93	-3,2%	-0,9%
Repubblica Ceca	1,67	-0,5%	-0,7%
Romania	1,30	-6,9%	-0,5%
Slovacchia	0,69	-2,0%	-0,1%
Slovenia	0,26	-4,9%	-0,9%
Spagna	5,76	3,6%	-0,8%
Svezia	2,28	0,4%	0,2%
Ungheria	0,96	-6,4%	0,5%
UE 27	58,18	-3,5%	-0,6%

ISPI

Fonte: elaborazioni RIE su dati EI, *Statistical Review 2023*

A livello paese, la Germania conferma il suo primato incontrastato di principale consumatore europeo, seguita da Francia, Italia e Spagna. Complessivamente i quattro paesi sono responsabili del 70% della riduzione della domanda di energia in UE.

Lato offerta, l'UE sperimenta un cambio di tendenza rispetto agli ultimi anni, con una lieve crescita della quota fossile sul mix energetico trainata sorprendentemente da petrolio e carbone rispetto a un calo nella quota del gas naturale. Segnale del forte impatto che l'invasione russa dell'Ucraina ha avuto sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas nel vecchio continente. Resta, in ogni caso, il forte divario tra il peso delle fossili in UE che si attesta intorno al 71% rispetto a quanto accade a livello mondiale che ancora registra una quota sopra l'80%. Andando più nel dettaglio:

- In termini assoluti, il petrolio è la fonte che cresce di più rispetto al 2021 e raggiunge quota 38% sul mix energetico europeo, la percentuale più alta dal 2009 a questa parte.
- Il carbone sale leggermente a una quota del 12% ma il suo ruolo è fortemente ridimensionato in Europa, dove rappresenta la quarta fonte di consumo. Situazione ben diversa rispetto al preponderante ruolo che ancora ricopre a livello globale, specialmente nelle economie emergenti come la Cina dove è ancora la principale fonte di energia.
- Le maggiori novità provengono dal fronte gas la cui quota è arretrata di quasi 3 p.p. al 21%. Questa fonte ha subito le ripercussioni dell'instabilità geopolitica scatenata dalla guerra in Ucraina e dal progressivo azzeramento delle forniture di gas russo via gasdotto, con la necessità per i paesi membri di sostituire in breve tempo il fornitore di gas più rilevante per il mercato europeo.
- Si conferma l'avanzamento delle rinnovabili nel mix energetico europeo, con una crescita del 9,5% rispetto all'anno precedente e una quota che sfiora il 15%, più del doppio della quota FER sul mix energetico a livello mondiale.
- Infine, nucleare e idroelettrico registrano un leggero calo arrivando rispettivamente a quota 9% e 4%, risentendo di eventi congiunturali come manutenzioni agli impianti e un periodo di forte siccità. Nel caso del nucleare, pesano anche le decisioni politiche di abbandono di questa fonte; l'esempio principale è la Germania che nel 2022 ha dimezzato la sua capacità produttiva rispetto al 2021 e ad aprile di quest'anno ha spento le ultime centrali operative dicendo addio all'atomo.

C'è molto di congiunturale nei cambiamenti che stanno attraversando il mercato energetico europeo, causati dalla straordinarietà di eventi che hanno impattato la vita politica, economica e sociale dell'UE. Quanto di questi mutamenti resterà strutturale è tutto da valutare, ma la portata storica di quanto accaduto fa pensare a una continuità di tendenze almeno nel prossimo futuro. Il conflitto russo-ucraino ha scardinato alcune certezze del sistema energetico europeo che si trova ora alla ricerca di un nuovo equilibrio che tenga insieme gli obiettivi di sostenibilità ambientale, con quelli di sicurezza degli approvvigionamenti e di fattibilità economica.

Dai primi mesi del 2023 emerge un proseguimento delle principali dinamiche che hanno caratterizzato lo scorso anno, specialmente sul fronte gas. In particolare:

- Lato offerta, si evidenzia il ruolo crescente del Gnl, le cui importazioni sono aumentate del 57% in UE nell'ultimo anno e in continuo aumento anche nel 2023. Nel Gnl, flessibilità e volatilità sono due lati della stessa medaglia da dover bilanciare, specialmente in un contesto di ripresa dell'economia cinese che potrebbe attirare sempre più carichi in Asia.
- Le novità maggiori si registrano tra i paesi fornitori, con la scalata degli Stati Uniti a primo fornitore di Gnl in Europa. Un dato confermato anche nel 2023, con gli Usa che incidono per oltre il 40% dell'import totale.

- Altro dato importante riguarda la continua centralità della Russia che, nonostante abbia quasi del tutto azzerato le esportazioni di gas via tubo in Europa, paradossalmente ha aumentato quelle di Gnl, attestandosi ancora nel 2023 come secondo fornitore di Gnl (quota del 16% sull'import europeo). Inoltre, occorre ricordare che la Russia rifornisce ancora l'UE di petrolio e carbone, che nel 2022 hanno inciso sul totale delle importazioni rispettivamente per il 23% e il 30%. Un dato che mostra l'enorme dipendenza dell'Europa da Mosca e le difficoltà, nonostante le drastiche misure implementate, nel farne a meno. Una sfida, quindi, ancora aperta per l'UE e i governi dei paesi membri che, pur avendone ridimensionato il peso, continuano a essere dipendenti da Mosca per l'approvvigionamento energetico nazionale.

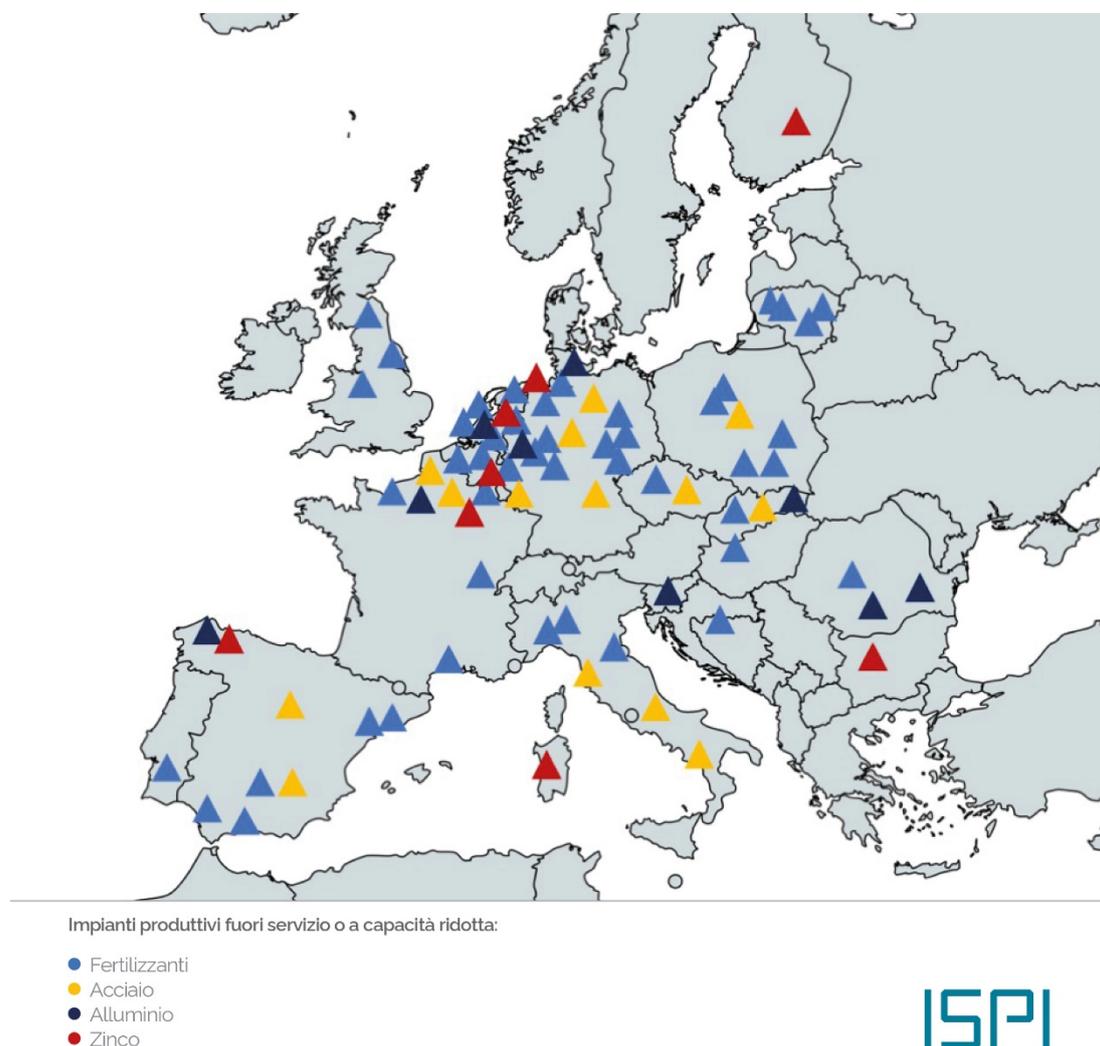
Generazione elettrica, tra crisi energetica e spinta green

La crisi energetica ed economica ha colpito anche la generazione elettrica che nel 2022 ha mostrato un generoso calo di oltre il 3%, raggiungendo i 2812 TWh, il livello più basso mai visto dal 2002 a questa parte. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie) prevede che la domanda di elettricità nell'Unione Europea diminuirà di un ulteriore 3% nel 2023 che, cumulato a quello dell'anno passato, equivale al più grande calo della domanda elettrica mai registrato nell'UE.⁴ L'aumento del mercato delle pompe di calore (+38%) e delle auto elettriche (+15%) ha solo leggermente compensato tale riduzione che deriva, in gran parte, dal crollo della domanda industriale delle imprese ad alta intensità energetica che nel 2022 sono state costrette a chiudere gli impianti a causa dell'aumento record dei prezzi energetici.⁵ Questa tendenza è continuata anche nel 2023, nonostante i prezzi delle materie prime energetiche e dell'elettricità siano scesi rispetto ai massimi storici dello scorso anno, evidenza delle enormi difficoltà che sta affrontando l'industria energivora europea.

⁴ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), *Electricity Market Report – Outlook for 2023 and 2024*, luglio 2023.

⁵ European Heat Pump Association (Ehpa), *Heat Pumps in Europe – Key Facts & Figures*, maggio 2023; J. Basterra, "Europe's best-selling electric cars in 2022", *Electromaps*, 10 maggio 2023.

FIG. 2.1 – MAPPATURA DI IMPIANTI INDUSTRIALI IN UE MESSI FUORI SERVIZIO
O A CAPACITÀ RIDOTTA NEL BIENNIO 2021-22



Nota: la localizzazione del singolo impianto è indicativa del paese dove è ubicato.

Fonte: elaborazioni RIE su dati Eurometaux, GMK Center, ICIS

Ad aggiungersi a un quadro già compromesso da prezzi incontrollati e relativo rischio deindustrializzazione, ci sono altri fattori congiunturali che hanno contribuito a minare la produzione elettrica europea come una severa siccità che ha fortemente ridotto la capacità idroelettrica del Vecchio Continente, insieme a manutenzioni e controlli straordinari agli impianti nucleari francesi che hanno fatto venir meno buona parte della capacità operativa del paese.⁶ Non sorprende, quindi, che il principale responsabile del calo della produzione elettrica in UE sia la Francia, la quale da sola ha perso nel 2022 circa 80 TWh, pari all'intera

⁶ Alla fine dell'estate, 26 dei 56 reattori francesi erano fuori servizio, riducendo fortemente la produzione elettrica del paese.

generazione del Venezuela, seguita a distanza dalla Germania (-12 TWh). In controtendenza rispetto al resto d'Europa, la Spagna che compensa in parte tale riduzione facendo registrare un +7%, in termini assoluti quasi 20 TWh. La Spagna è passata dall'essere un importatore netto a esportare energia nei paesi europei vicini, in particolare in Francia dove la riduzione della capacità nucleare ha messo a dura prova il sistema e si è fatto maggiore affidamento a gas e rinnovabili.

In termini di mix elettrico, le rinnovabili hanno registrato l'aumento più cospicuo (+3,5%) nel 2022, seppur più contenuto rispetto alla crescita medio-annua del decennio passato (+8% sul periodo 2011-21). Vale sottolineare il primato delle FER come prima fonte europea nella generazione elettrica, avendo superato il nucleare in calo di 3 p.p. sull'anno precedente che si è fermato a quota 22%.

Anche la quota fossile registra un aumento di 2 p.p. raggiungendo quota 38% sul mix elettrico e tornando quindi al livello pre-pandemico del 2019. Il gas naturale è preponderante nella generazione elettrica europea (20%), seguito dal carbone che ha ripreso quota (16%) rispetto al periodo della pandemia in cui aveva subito un forte calo, ma comunque con un ruolo ridimensionato rispetto al passato in prospettiva di decarbonizzazione. In misura nettamente residuale, invece, il petrolio (2%).

TAB. 2.3 – GENERAZIONE ELETTRICA NETTA UE NEI PRIMI 4 MESI 2023 PER FONTE (TWh) E CONFRONTO CON 2022 E 2021

	Gen-Apr 2023	Gen-Apr 2022	Gen-Apr 2021	Tasso di crescita 2023 sul 2022	Tasso di crescita 2023 sul 2021
Rinnovabili	239	228	188	5%	27%
Nucleare	207	219	242	-6%	-15%
Gas Naturale	159	181	140	-12%	14%
Carbone	120	145	128	-17%	-7%
Idroelettrico	114	103	134	10%	-15%
Petrolio	12	14	10	-10%	25%



Nota: le rinnovabili includono solare, eolico e geotermico. Escludono le biomasse.

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Eurostat

In generale, in Europa nei primi quattro mesi del 2023 le fonti fossili hanno registrato un calo complessivo rispetto alle fonti *low carbon*. Gas naturale e carbone risentono della stretta delle sanzioni alla Russia, riducendo il loro contributo del 12% e 17%. L'idroelettrico è in

ripresa rispetto alla performance negativa dello scorso anno, registrando la crescita più elevata tra le fonti (+10%). Seguono le rinnovabili che continuano il loro trend crescente, confermandosi come prima fonte di generazione elettrica anche nel dato parziale del 2023.

A livello politico, si è posta grande enfasi sulla penetrazione elettrica negli usi finali come traino della transizione energetica assicurando, contemporaneamente, una decarbonizzazione del mix elettrico, tassello fondamentale per rendere davvero green questa scelta politica. Passo importante in questa direzione è stato il lancio di un piano industriale del Green Deal che illustra il modo in cui l'UE intende rilanciare gli investimenti nelle tecnologie pulite al fine di proseguire nel percorso verso la neutralità climatica.⁷ Tuttavia, le risposte della politica a oggi non sembrano essere incisive in termini di accelerazione del percorso di decarbonizzazione che è ancora lontano dal compiersi nei tempi delineati. Come abbiamo già detto in altre occasioni, non bastano i dati sull'aumento delle rinnovabili per verificare la portata dell'elettrificazione globale dei consumi. Elettrificare, infatti, non significa solo riconvertire una serie di consumi ma anche investire in infrastrutture, ampliando e adeguando la rete di trasmissione e distribuzione ai nuovi carichi.⁸ Secondo la Commissione europea, l'Europa necessita ancora di investire 584 miliardi di euro entro il 2030 per modernizzare ed espandere le proprie reti, sostenendo la crescita della distribuzione decentrata.

Transizione energetica ed emissioni: una traiettoria ancora incerta

Le sfide che l'Europa deve affrontare per portare avanti il percorso obbligato della transizione energetica sono molteplici. Innanzitutto, occorre partire da un dato: le emissioni a livello mondiale continuano a crescere, nonostante aumenti progressivamente anche la quota rinnovabile. In UE la situazione è leggermente migliore, con le emissioni di CO₂ che registrano un leggero calo dello 0,6% nel 2022: tuttavia, questo risultato è evidentemente troppo contenuto per essere in linea con quanto richiesto dall'Accordo di Parigi e dagli ultimi pacchetti climatici europei.

Il trend del 2023 lascia presagire un calo più accentuato per l'UE dovuto a un'ulteriore riduzione della domanda elettrica e a un aumento della generazione rinnovabile.⁹ Tuttavia, non solo non può bastare ad allinearci alla traiettoria di neutralità carbonica al 2050, ma peraltro è essenzialmente motivato dalla riduzione della domanda più che dalla sua decarbonizzazione. Come hanno ben evidenziato alcuni analisti del settore, di fronte alla spinta verso una crescente penetrazione elettrica, “non è sufficiente che i TWh generati da fonti green crescano in modo robusto: la crescita dovrà essere superiore al 100%

⁷ Per un approfondimento del Green Deal Industrial Plan, si veda C. Proietti Silvestri, “Il piano industriale del green deal”, in *Newsletter GME*, n. 169, aprile 2023.

⁸ “Il rischio di blackout più o meno complessi e disastrosi (in Texas lo scorso inverno, a Milano a metà giugno 2021 o gli avvisi della città di New York ai propri cittadini per limitare i consumi elettrici non necessari nel mese di luglio 2021) sono segnali dell'importanza di adeguare l'infrastruttura elettrica ai nuovi stili di consumo e alle nuove condizioni climatiche estreme”. E. Di Giulio e S. Migliavacca (2021) in *Rivista Energia*, n. 3/23.

⁹ Secondo il recente report di Ember *Global Electricity Mid-Year Insights 2023* nel primo semestre del 2023 le emissioni del settore energetico dell'UE sono diminuite di 59 milioni di tonnellate (-17%), a seguito di un calo del 4,6% dei consumi di energia elettrica e di un aumento della propria produzione solare (+13%) ed eolica (+4,8%) anche se molto più lentamente della crescita media globale.

dell'incremento di domanda elettrica perché solo così si verificherà la diminuzione delle emissioni totali".¹⁰ Altrimenti, il rischio paradossale è che la penetrazione elettrica che pure è alla base della transizione energetica costituisca un fattore di aumento anche dell'apporto delle fossili e quindi delle emissioni climalteranti. Vi è poi da considerare un altro aspetto, ovvero che non esiste una sola via alla decarbonizzazione, ma vi sono diversi strumenti di policy per ridurre l'apporto emissivo. Gli Stati Uniti hanno accelerato la propria decarbonizzazione sostituendo il gas naturale con il carbone, mentre la Francia lo ha fatto tramite il nucleare. La politica ha il compito di valutare quindi tutte le modalità a disposizione per portarsi più avanti nel processo di transizione, consapevole che la complessità della questione richiede risposte altrettanto complesse.

Chiudiamo con i dati dei prezzi delle materie prime legate alla transizione, diventate ormai parte integrante delle statistiche dell'energia. Nel 2022 le quotazioni del carbonato di litio e del cobalto hanno raggiunto livelli record, per una media annua di 47.000 doll/tonn. (+335%) nel primo caso e di 64.000 doll/tonn. (+24%) nel secondo. Nel 2023 il litio ha continuato a crescere raggiungendo quotazioni fino a 75.000 doll/tonn., mentre il cobalto dopo aver toccato il picco degli 80.000 doll/tonn. a metà 2022 ha ripreso un trend decrescente riportandosi intorno ai 45.000 doll/tonn. L'aumento del costo di metalli e, dunque, delle batterie, sta comportando delle preoccupazioni non di poco conto tra i produttori di veicoli elettrici. Una sfida di estrema rilevanza soprattutto per l'Europa, povera di minerali che dovrà sempre di più confrontarsi con la scarsità di risorse interna e il suo ruolo di importatore. Inoltre, l'Europa dovrà confrontarsi con il dilemma di come rendere compatibile una sempre maggiore richiesta di tecnologie rinnovabili con la tracciabilità della filiera di produzione e un possibile aumento dei prezzi delle materie prime, se si vuole portare avanti una transizione energetica che sia sostenibile non solo dal punto di vista ambientale, ma anche sociale ed economico.¹¹

¹⁰ E. Di Giulio e S. Migliavacca, "Le politiche climatiche funzionano?", in *Rivista Energia* n. 3/23.

¹¹ È in primo piano il problema di sostenibilità delle produzioni di questi minerali, specie riguardo alla gestione delle miniere (rischi di inquinamento, proliferazione di miniere illegali, lavoro minorile), a cui si aggiungono preoccupazioni legate agli equilibri geopolitici dovuti all'elevata concentrazione di tali risorse in pochi paesi, quasi tutti fuori dall'area Ocse.

3. Importazioni di Gnl in Europa: cause e conseguenze della crescente dipendenza europea dalla Russia

Francesco Sassi

La sicurezza energetica europea rimane fortemente esposta a tensioni geopolitiche, la volatilità dei mercati e l'imprevedibilità di condizioni metereologiche sempre più affette dal cambiamento climatico. Nonostante le ripetute rassicurazioni delle autorità europee, i prezzi delle risorse energetiche permangono molto al di sopra della media storica, incidendo sulla spesa per le importazioni e sui consumatori finali. In questo quadro, a 20 mesi dall'inizio dell'invasione russa dell'Ucraina, i paesi membri dell'UE sono ancora impegnati nella propria campagna di diversificazione delle importazioni di gas dalla Russia. L'intero processo ha determinato alcuni sconvolgimenti sui mercati globali, ma ha anche portato i paesi europei a dipendere maggiormente dalle importazioni di Gnl dalla stessa Federazione Russa. Un paradosso che testa la coerenza della strategia europea e la tenuta dell'obiettivo finale di annullare la propria dipendenza dal gas russo entro il 2027.

Lo stato dell'arte della sicurezza energetica nell'Unione Europea

Sotto diversi punti di vista la sicurezza energetica è tornata a ricoprire un ruolo di primaria importanza per tutti gli esecutivi e le stesse autorità europee. Una nuova era di incertezza si è aperta con la crisi del 2022 e l'exploit dei prezzi registratisi tra agosto e settembre, in parallelo alla chiusura e successivo sabotaggio del gasdotto Nord Stream. Nello scenario geopolitico contemporaneo, la sicurezza delle infrastrutture energetiche rimane un obiettivo critico per gli apparati di sicurezza nazionali.

Ne sono testimonianza il dislocamento di unità militari in tutto il Mar Baltico, nel Mare del Nord e nel Mediterraneo per la protezione di gasdotti e terminal di Gnl, ma anche i mutati termini d'ingaggio di unità navali, suscettibili a eventuali attacchi se ritenute una minaccia per i gasdotti poggiati sui fondali.¹ La fuoriuscita di gas e interruzione delle operazioni del gasdotto Balticconnector, che collega la Penisola baltica alla Finlandia e che ne assicura il collegamento al network di gasdotti europeo è un segnale davvero preoccupante per la sicurezza europea. Le autorità finlandesi hanno confermato che le indagini si muovono verso un deliberato atto di distruzione, compiuto dunque da un attore con finalità politiche.² Occorre qui segnalare che il gasdotto stesso si trova a poche decine di chilometri dalle acque territoriali russe. Senza di esso, Helsinki diventa totalmente dipendente dalle importazioni di Gnl verso i suoi due terminal a disposizione.

A questo evento va affiancata la recentissima escalation di violenze tra Israele e Hamas e il timore di possibili attacchi alle piattaforme offshore al largo della costa israeliana. Già nelle

¹ Government of Norway, [Speech from Minister of Defence, Bjørn Arild Gram at Berlin Security Conference](#), Speech/statement, 1 dicembre 2022; [Reuters](#), "Poland to boost military protection of Baltic energy infrastructure", 4 maggio 2023.

² [Bloomberg](#), "Finland Gas Pipe Leak Probe Proceeds on Premise of Sabotage", 10 ottobre 2023.

prime ore successive al rinvigorire del conflitto, la produzione e l'export di gas israeliano sono stati impattati. Un contesto, quello del Medio Oriente, che mette a rischio l'equilibrio corrente sui mercati regionali, con alcuni paesi arabi divenuti sempre più dipendenti dalle importazioni da Israele nel corso degli ultimi anni.³

Nella nuova dimensione di sicurezza energetica e decarbonizzazione europea, la salvaguardia di *supply chain* di fonti rinnovabili localizzate al di fuori dei confini UE e Nato e la costruzione di nuove infrastrutture sottomarine nell'area atlantica rappresentano nuove vulnerabilità. Esse richiedono un ulteriore livello di protezione da minacce ibride, danni fisici e azioni di coercizione esercitate attraverso i mercati.⁴ Proprio questi ultimi permangono in un continuo stato di agitazione e alterazione rispetto le proprie dinamiche storiche, mutatesi in maniera sostanziale dopo le prime fasi della crisi energetica vissute allo scoppiare della pandemia da Covid-19. In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas naturale, un graduale ribilanciamento sta prendendo forma dopo il maggiore shock sul lato offerta mai registrato in conseguenza del taglio dei flussi di gas russo.

A giugno 2023 i prezzi sui mercati spot si sono ridotti ai minimi da due anni, mentre i mercati asiatici sono ritornati sul tradizionale *price premium* se comparato con l'indice europeo Ttf.⁵ Ciononostante, la International Energy Agency prevede che i prezzi continueranno a collocarsi molto al di sopra della serie storica della decade scorsa, anche in presenza di favorevoli condizioni metereologiche. Durante l'inverno 2022-23 queste hanno consentito un risparmio di circa 20 miliardi di metri cubi (mmc) di gas rispetto la media 2017-21 (-38%), facendo terminare la stagione di riscaldamento con il 55% degli stoccaggi in UE, ovvero 22 mmc sopra la media degli ultimi 5 anni.⁶ Condizioni assolutamente uniche, le quali hanno consentito ai governi europei di iniziare la stagione degli stoccaggi 2023-24 in circostanze assai più favorevoli che nel 2022 e che hanno provocato una diminuzione significativa del livello necessario di iniezioni di gas per raggiungere l'obiettivo europeo del 90% dei livelli di stoccaggio entro inizio novembre. Tale livello è stato infine raggiunto nel mese di agosto, mentre agli inizi di ottobre è stato sorpassato il picco degli stoccaggi toccato nel 2022, registrato il 13 novembre scorso (Figura 3.1).⁷

³ S&P Global Platts, “Loss of Tamar gas supplies from Israel to impact Egyptian LNG exports”, 10 ottobre 2023.

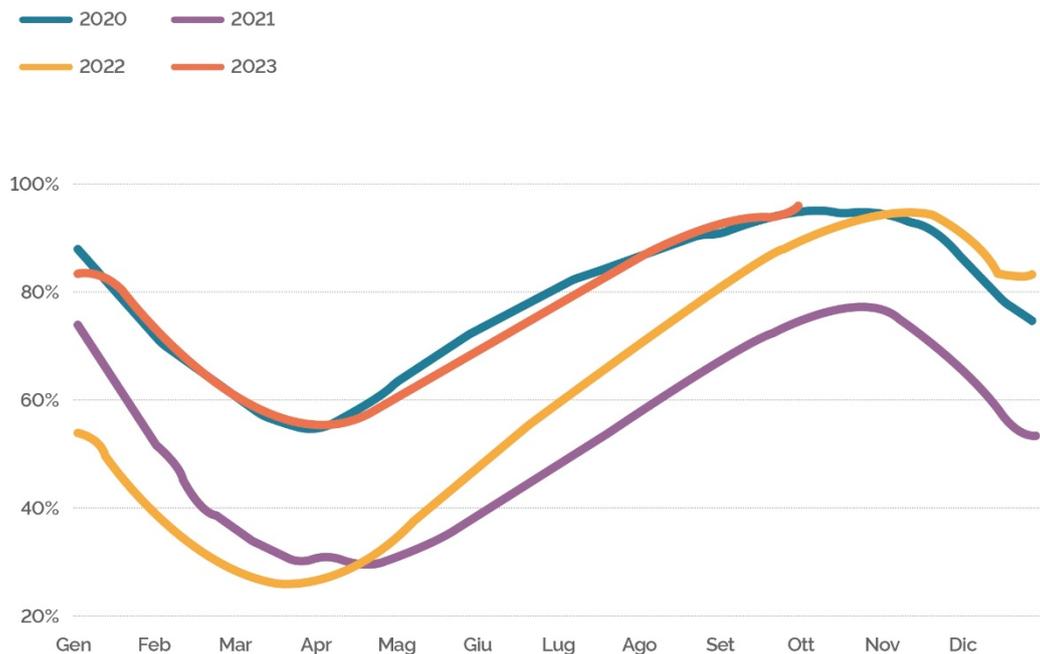
⁴ EU/Nato, “EU-Nato Task Force on the Resilience of Critical Infrastructure – Final Assessment Report”, giugno 2023.

⁵ International Energy Agency (Iea), *Gas Market Report, Q2-2023*.

⁶ Ibid., pp. 30-32.

⁷ S&P Global Platts, “EU gas storage fullness surpasses 2022/23 winter peak: GIE”, 3 ottobre 2023.

FIG. 3.1 - GLI STOCCAGGI EUROPEI SORPASSANO IL PICCO DEL 2022



ISPI

Fonte: S&P Global Platts

Le condizioni attuali di mercato suggeriscono che la stagione di riscaldamenti 2023-24 toccherà un picco di stoccaggio significativamente alto per effetto di fattori multipli. Dopo molte settimane di rallentamenti, la manutenzione delle infrastrutture norvegesi per la produzione e raffinamento di gas nella piattaforma continentale hanno infatti consentito alla Norvegia la ripresa dell'export in grandi volumi verso i mercati europei. Eppure, nonostante le promesse dell'esecutivo norvegese di mantenere l'export oltre i 120 mmc annui, con ogni probabilità i volumi veicolati da Oslo verso l'UE diminuiranno di una percentuale compresa tra il 5% e 10% su scala annuale.

Una conseguenza degli estesi periodi di manutenzione straordinaria effettuata tra fine primavera e ottobre, insieme a numerosi e non previsti eventi di interruzione della produzione. Visto l'effetto che questo periodo di manutenzioni ha registrato sul rialzo ai prezzi del Ttf, la criticità della stabilizzazione di questi flussi, sia nel presente sia nel futuro, diverrà sempre più evidente per la sicurezza energetica europea.⁸ Al fine di stabilizzare i mercati internazionali del gas, la vicenda che vede la compagnia americana Chevron e i sindacati australiani dei lavoratori delle piattaforme per la produzione di Gnl di Wheatstone

⁸ C. Ellinas, "Norwegian Outages Highlight European Vulnerability to Gas Supply Shocks", *Natural Gas World*, 5 settembre 2023.

Lng e Gorgon Lng rimane tuttora rilevante e rischia di impattare la produzione di circa il 6,5% del Gnl a livello globale.⁹ Gnl che, per la stragrande maggioranza, viene importato dai mercati dell'Asia orientale. Uno stop prolungato degli impianti durante i mesi autunnali o addirittura invernali potrebbe incidere notevolmente sui volumi spot, riaccendendo una competizione al momento solo apparentemente sopita tra importatori europei e quelli asiatici.

Sicurezza, transizione o entrambe? L'Europa di fronte a un'eterogenea risposta alla crisi energetica

Dalla fine del 2021 in poi, la crisi ha inflitto gravissimi danni alle economie europee e ha provocato alcune trasformazioni nei comportamenti dei cittadini sintomatiche di una crescente povertà energetica. Mutamenti che necessariamente dovranno essere studiati per valutare l'impatto della crisi sulla distruzione della domanda energetica europea e nello specifico di quella gassifera, suddivisa nei vari settori di riferimento.

I dati forniti dalla Commissione europea al riguardo sono piuttosto eloquenti. Il consumo di gas naturale nell'UE continua a diminuire ormai costantemente da oltre un anno e mezzo e gli ultimi dati disponibili, relativi al primo trimestre del 2023 (Q1-23), mostrano che la tendenza non si sta invertendo. Nonostante i prezzi particolarmente inferiori rispetto i trimestri precedenti, la diminuzione è condivisa da 26 paesi su 27, dove le uniche variabili rimangono i consumi in termini assoluti – Germania, Italia e Francia corrispondono da soli a oltre il 50% dei consumi europei nel Q1-23 – mentre le riduzioni percentuali più corpose vengono registrate in paesi dal minore consumo, Grecia, Lituania e Malta.¹⁰

Un dato che certo conforta chi sostiene un'accelerazione della decarbonizzazione in Europa e una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili. Secondo la International Energy Agency (Iea), per rispettare la roadmap globale destinata a raggiungere la neutralità carbonica al 2050 la produzione globale di gas è destinata a calare dai 4150 mmc attuali a 900 mmc, il che porterebbe a un sostanziale azzeramento della necessità di investimenti per la messa in funzione di nuovi giacimenti.¹¹ Previsioni certo in linea con il programma Fit-for-55 e la strategia REPowerEU, linee guida nella strategia e politica energetica UE. Eppure, il calo dei consumi di gas non implica necessariamente un minore consumo di fonti fossili, in realtà aumentate nel 2022 anche in Europa rispetto il totale dei consumi primari di energia.¹²

Mentre le emissioni di CO₂ si sono ridotte nell'UE, anche in conseguenza di un minore consumo di gas, la limitata disponibilità dello stesso ha di fatto imposto ai sistemi energetici globali, e soprattutto quelli asiatici, un consumo maggiore di carbone. Nel 2022 ciò ha comportato un incremento delle emissioni globali annuale dello 0,9%, ovvero un aumento

⁹ Il sindacato Offshore Alliance ha recentemente deciso di confermare nuovamente lo sciopero dei lavoratori delle piattaforme e impianti di Gnl davanti al rifiuto di Chevron di sottostare agli accordi raggiunti tramite la mediazione delle stesse autorità australiane. *Argus Media*, “[Tensions re-emerge in Chevron Australia, union LNG deal](#)”, 5 ottobre 2023.

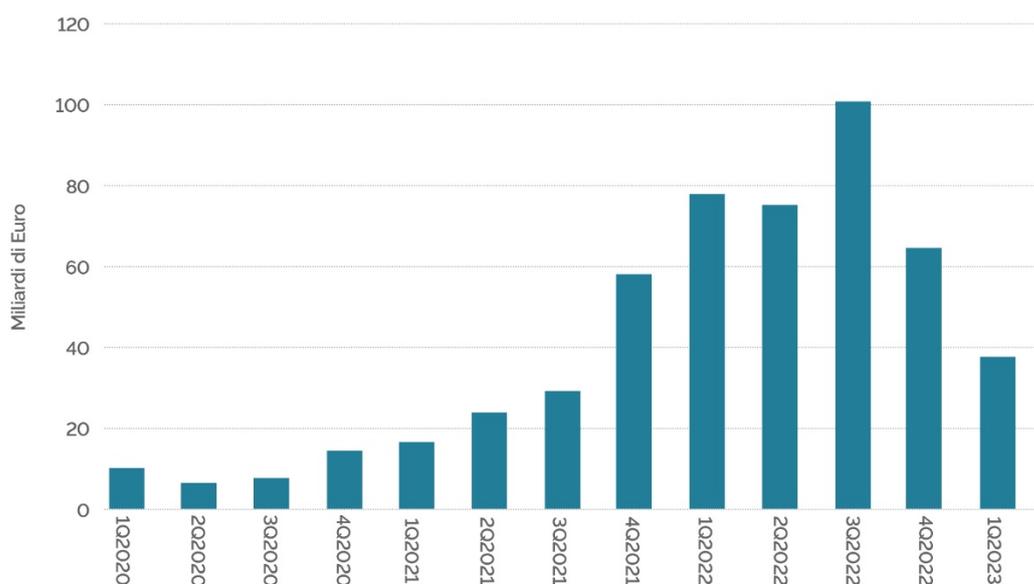
¹⁰ EU Commission, *Quarterly report on European gas markets*, vol. 16, n. 1, ottobre 2023.

¹¹ International Energy Agency (Iea), “[Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach](#)”, settembre 2023.

¹² Energy Institute, *Statistical Review of World Energy*, 2023.

di più del 30% superiore rispetto la media globale durante il periodo di riferimento 2012-22.¹³ Un dato che, a poche settimane dall’attesissima COP28 di Dubai, di certo non fa presagire un’accelerazione della decarbonizzazione. Sul lato produzione di gas invece, continua imperterrita la discesa della capacità dei paesi membri di estrarre gas dal sottosuolo e immetterlo nei propri network. La produzione europea nel Q1-23 si è attestata infatti ben al di sotto della media del quinquennio di riferimento 2016-20.¹⁴ Contando che il maggiore produttore europeo rimangono i Paesi Bassi, con circa il 35% del totale, seguiti da Romania, Polonia e Germania, e che il governo olandese ha ultimamente chiuso il principale giacimento sul suolo UE, quello di Groningen, il futuro andamento della produzione di gas in Europa nei prossimi anni è facilmente prevedibile.¹⁵ Infatti, se dal 2016 i volumi di gas prodotti da paesi europei si sono più che dimezzati (-53%), durante il Q1-23 la proporzione di gas prodotta dai paesi membri rispetto i consumi rappresentava un volume appena inferiore al 10%, un fattore che invariabilmente espone i consumatori europei a dinamiche e volatilità di prezzo globali e sulle quali la stessa ha una limitatissima influenza.¹⁶

FIG. 3.2 - COSTO IMPORTAZIONI DI GAS IN UE PER TRIMESTRE (2020 - Q1-2023)



ISPI

Fonte: European Commission, DG Energy

¹³ Ibid.

¹⁴ Vedi nota 9, pp. 5-7.

¹⁵ *Bloomberg*, “Netherlands Set to Close Europe’s Biggest Gas Field in 2023”, 15 giugno 2023.

¹⁶ Vedi nota 9.

Infine, le importazioni di gas in UE nel Q1-23 hanno seguito l'andamento dei consumi, con un calo davvero significativo pari al 24% su scala annuale e dell'11% rispetto al trimestre precedente. Quantitativi già stoccati di gas, un clima mite e la riduzione della domanda hanno di certo aiutato gli Stati membri a limitare altrimenti costosissime importazioni, in particolare sul mercato spot. Malgrado ciò, il costo di questa esposizione alla volatilità dei prezzi sui mercati globali continua a incidere enormemente sui bilanci dei paesi UE. Nel solo Q1-23 infatti, il costo per le importazioni di gas (gasdotto + Gnl) ha raggiunto i 37,6 miliardi di euro. Rispetto al Q3-22, quando si è toccato il picco dei prezzi sull'indice Ttf, l'esborso si è ridotto di oltre il 60%, una notizia positiva alla luce dei prezzi inferiori. Andando però leggermente a ritroso nella serie temporale, l'analisi mostra che i costi sopportati dai paesi UE nel Q1-23 per le importazioni di gas sono addirittura superiori rispetto quelli dell'intero 2020 (Figura 3.1). Alla luce di questi dati, appare evidente come l'instabilità del mercato del gas continui a incidere sulla strisciante crisi energetica europea.

Il Gnl russo si fa strada verso i mercati europei

Un recente studio indica nell'ordine di oltre un miliardo di euro i costi energetici aggiuntivi pagati in Europa nel periodo che va dall'ottobre 2021 alla fine di dicembre 2022. Una spesa dovuta alle necessità di diversificazione degli approvvigionamenti, costi superiori sui mercati per le materie prime e politiche di sussidio ai consumi.¹⁷ Un'immensa iniziativa politica, quest'ultima, che ha appesantito le finanze pubbliche in tutta Europa, spingendo strutturalmente verso l'alto l'inflazione e portando a un nuovo ciclo di rialzi dei tassi d'interesse a livello mondiale. Per rispondere alla crisi energetica, gli esecutivi in Occidente sono dunque ricorsi estensivamente alla chimera dell'indipendenza energetica, al controllo diretto dei mercati e a un'accesissima corsa alla diversificazione delle importazioni.

Tutto questo è avvenuto nonostante l'integrazione degli stessi mercati a livello globale abbia reso sostanzialmente impossibile per qualsiasi potenza isolarsi completamente dagli shock energetici.¹⁸ Se il processo della transizione energetica difficilmente riuscirà a scalfire il ruolo dei produttori di idrocarburi per ancora molti decenni a venire, diverse ricerche hanno affrontato il problema della necessità di un bilanciamento tra politiche climatiche e di sicurezza energetica. Queste hanno rivelato una miriade di ostacoli esistenti all'applicazione di strategie di decarbonizzazione realmente effettive e proposto un'innovativa serie di approcci a questioni come la tassazione sulle emissioni, strategie di business e sequenzialità nelle politiche atte alla costruzione di coalizioni che determinino un'accelerazione della transizione.¹⁹ In questo scenario, altre ricerche hanno però dimostrato come le materie prime energetiche, e ancor di più il gas naturale, possano divenire uno strumento di politica internazionale altamente efficiente in questa fase. La comprensione di queste dinamiche

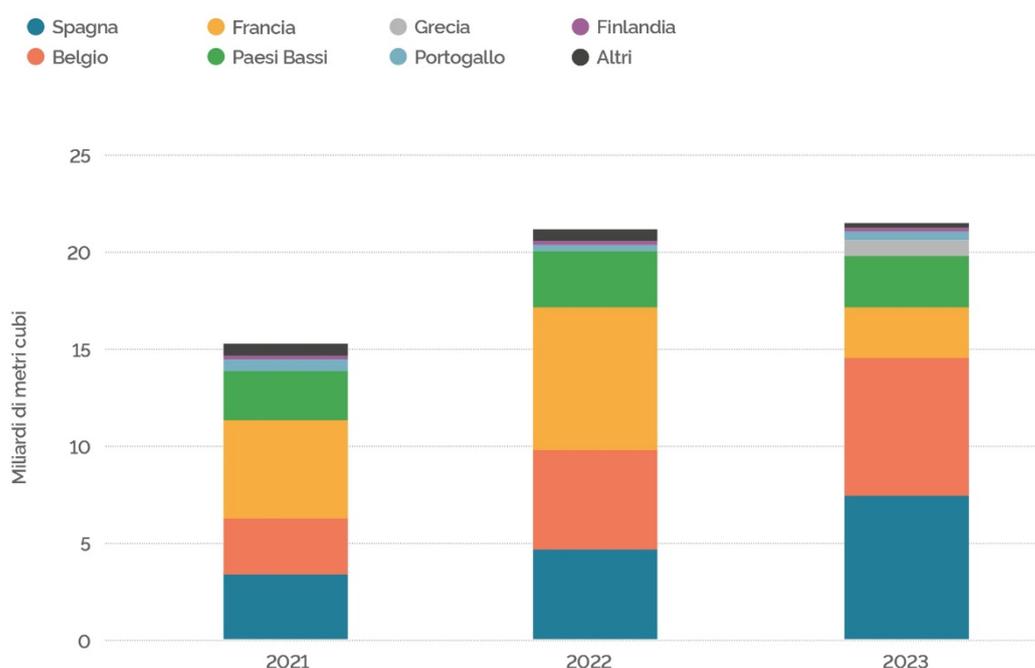
¹⁷ J.D. Colgan et al., "Quantifying the value of energy security: How Russia's invasion of Ukraine exploded Europe's fossil fuel costs", *Energy Research & Social Science*, vol. 103, 2023.

¹⁸ J.D. Colgan e M. Hinthorn, "International Energy Politics in an Age of Climate Change", *Annual Review of Political Science*, vol. 26, 2023, pp. 79-96; J. Bordoff e M. O'Sullivan, "[Lessons from the 1970s Energy Crisis Can Help Prevent the Next One](#)", *The Wall Street Journal*, 6 ottobre 2023.

¹⁹ Colgan e Hinthorn (2023); A. Kennard, "The energy of my enemy: when firms support climate change regulation", *International Organization*, vol. 74, n. 2, 2020, pp. 187-221.

internazionali non può dunque prescindere dallo studio dei complessi legami esistenti tra paesi produttori e consumatori e da come i processi di politicizzazione dei mercati energetici possano incidere sui rapporti diplomatici e i rapporti di potere tra rivali geopolitici. Né, allo stesso tempo, possono essere tralasciate dall'analisi le varie implicazioni che le politiche di sicurezza energetica europea hanno sulle strategie di transizione al di fuori degli stessi confini UE.²⁰ Ciò è ancor più vero per i paesi in via di sviluppo, la cui collaborazione rimane imprescindibile per le speranze di neutralità carbonica al 2050.

FIG. 3.3 - IMPORTAZIONI DI GNL RUSSO IN UE PER MERCATO DI DESTINAZIONE

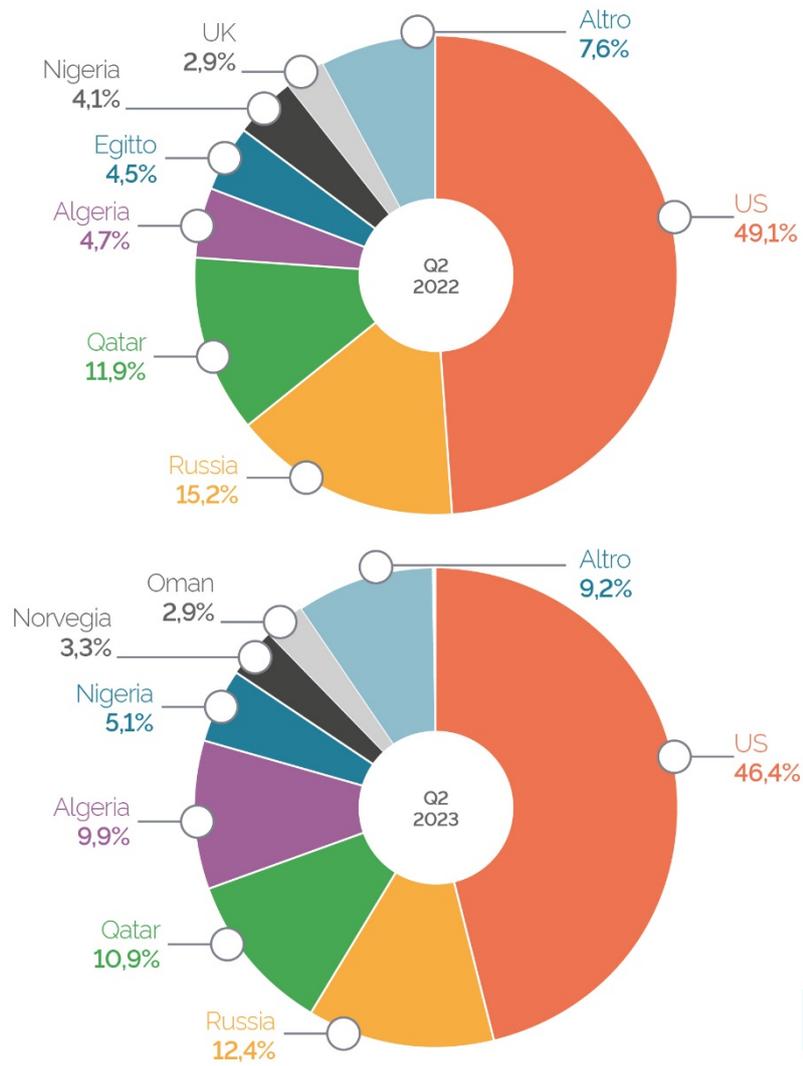


ISPI

Fonte: Elaborazione di dati Global Witness, Kpler
Others include: Italia, Svezia, Croazia, Lituania

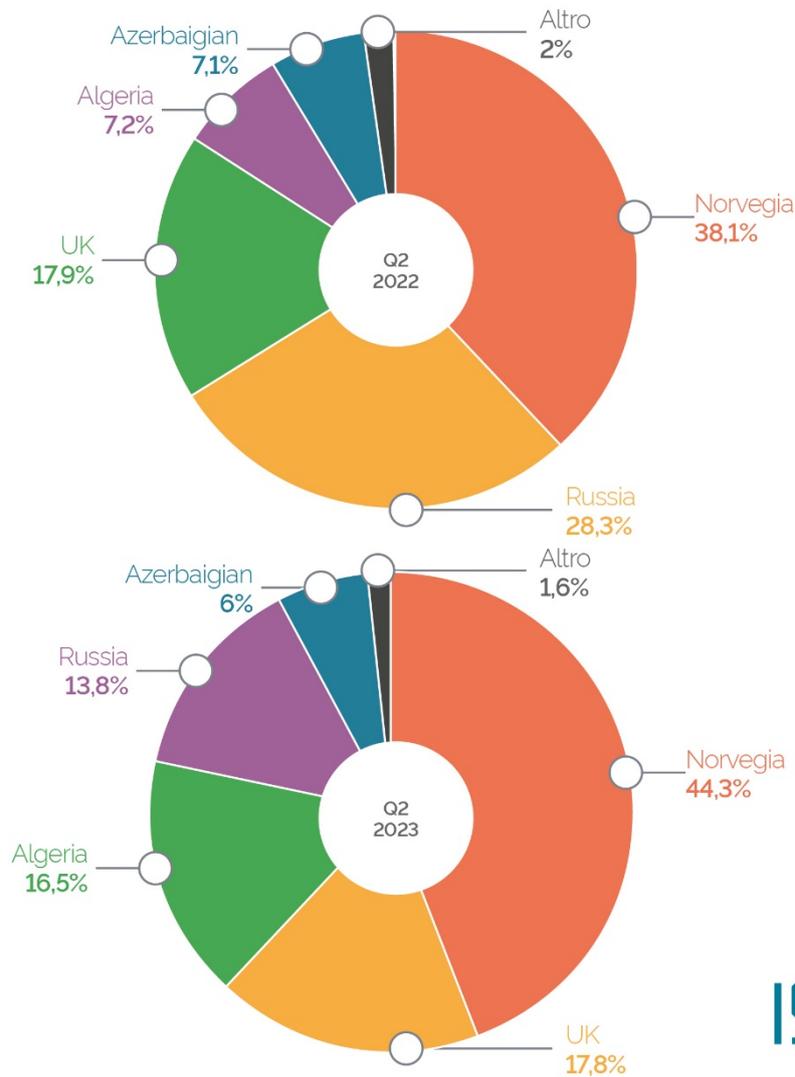
²⁰ F. Sassi, "The Geopolitics of the EU-Russia Gas Trade: Reviewing Power in International Gas Markets", in F. Taghizadeh-Hesary e D. Zhang (ed.), *The Handbook of Energy Policy*, Springer, Singapore, 2023, pp. 33-67; F. Sassi, "The (Un)Intended consequences of power: The global implications of EU Lng strategy to reach independence from Russian gas", *Journal of Eurasian Studies* (Submitted – Under review).

FIG. 3.4 - IMPORTAZIONI DI GAS VIA GASDOTTO IN UE PER PAESE D'ORIGINE



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

FIG. 3.5 - IMPORTAZIONI DI GNL IN UE PER PAESE D'ORIGINE



ISPI

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

All'interno di questo contesto occorre inserire la rinnovata e crescente dipendenza europea dal Gnl russo. Dal 2021 al 2023, la dipendenza UE è infatti aumentata di circa il 40%, ovvero nel pieno della crisi Ucraina (Figura 3.2). Occorre innanzitutto ribadire, a scanso di equivoci, che non esistono a livello UE sanzioni o embarghi introdotti alle importazioni di gas naturale dalla Russia, sia via gasdotto sia attraverso metaniere, eccezion fatta per gli Stati Baltici. A differenza, infatti, del greggio e dei prodotti raffinati russi, la Commissione europea ha più volte indicato nel 2027 la data entro cui intende eliminare le importazioni di gas russo, ma ha altresì abbandonato l'idea di imporre restrizioni all'import di gas o Gnl russo in mancanza di un accordo unanime e di una dipendenza che per alcuni Stati membri rimane tuttora "a un

notevole livello” per ammissione della stessa Commissione.²¹ I dati più aggiornati e forniti da Commissione ed Eurostat indicano la Russia come il terzo maggior fornitore di gas via gasdotto e il secondo in termini di Gnl, dopo gli Stati Uniti e sopravanzando addirittura il Qatar, secondo produttore al mondo dopo l’Australia (Figura 3 e 4). Di particolare rilevanza vi è il fatto che il Gnl sia arrivato a ricoprire il 42% delle intere importazioni di gas in UE e rappresenti quindi una fonte in larghissima espansione nel mix energetico europeo.²²

Implicazioni nel breve e lungo termine dell’export di Gnl russo in Europa

Il Gnl russo esportato in Europa proviene in larga parte dall’impianto di Yamal Lng, nell’Artico russo, e in volumi nettamente inferiori da altri due impianti, Cryogas Vistok e Portovaya Lng, entrambi costruiti sul Mar Baltico e quindi naturalmente posizionati per servire i mercati europei (Mappa 1). Per quanto riguarda il progetto di Yamal Lng, operato dalla compagnia privata Novatek e per cui compagnie cinesi e francesi collaborano attivamente allo sviluppo di vastissimi giacimenti, i compratori europei, tra cui la spagnola Naturgy e la francese TotalEnergies, hanno sottoscritto contratti di lungo periodo la cui scadenza è prevista per la fine degli anni 2030. Non deve dunque sorprendere che, all’invito della Commissione europea e di alcuni governi degli Stati membri, incluso quello spagnolo, di intensificare la diversificazione delle importazioni di Gnl, queste compagnie abbiano risposto negativamente, alludendo invece a un possibile stop agli acquisti entro, e non prima, del 2025/2026.²³

Compagnie cinesi, giapponesi e la stessa francese TotalEnergies hanno già promesso fondi aggiuntivi per realizzare il progetto Arctic Lng 2, anch’esso operato da Novatek e localizzato nell’Artico russo, in grado di esportare al suo completamento, previsto per il 2026, circa 27,5 mmc/anno di Gnl verso i mercati asiatici e quelli europei.²⁴ Nonostante l’impianto sia oggi sanzionato direttamente dagli Stati Uniti, la messa in funzione del primo treno di Arctic Lng-2 è prevista per inizio 2024 e parte dell’export sarà direttamente gestito dalle compagnie in base al livello di capitale immesso nel progetto. È possibile quindi prevedere che parte della produzione, soprattutto durante i mesi invernali, ovvero quando la Northern Sea Route che collega i porti del Baltico russo a quelli dell’Asia orientale attraverso la rotta artica sarà impercorribile per le metaniere russe, virerà proprio verso i mercati dell’Europa settentrionale.

Anche il prossimo mega progetto che Novatek intende realizzare nell’Artico russo, Murmansk Lng, si trova vicino ai confini europei e quindi posizionato strategicamente per servirne i mercati del gas. Rilevante sotto questo profilo è l’accelerazione del progetto a opera dello stesso presidente Putin, il quale è intervenuto per imporre una via preferenziale all’inizio dei lavori per la costruzione dell’impianto da oltre 28 mmc/anno entro il 2024 e che si baserà,

²¹ S&P Global Platts, [EC has ‘relatively little’ feedback on gas supply contracted from AggregateEU](#), 4 ottobre 2023

²² Vedi nota 10, p. 10.

²³ *Montel*, [Unreasonable to ban Russian LNG before 2025 – TotalEnergies](#), 20 settembre 2023.

²⁴ *Interfax*, [Акционеры "Арктик СПГ 2" готовы профинансировать увеличенный capex проекта](#) (All shareholders of Arctic LNG 2 are ready to provide funds to finance the increased cost of the project due to reconfiguration), 12 settembre 2023

secondo Novatek, tra il 70% e 75% della tecnologia prodotta in Russia.²⁵ Una ridotta dipendenza dalle tecnologie occidentali è infatti uno degli obiettivi principali che il Cremlino ha inserito nella propria strategia energetica sin dall’annessione della Crimea nel 2014.

Data dunque la strategicità del settore Gnl per il futuro del mix energetico europeo e vista anche la centralità dello stesso per l’export di gas russo, non è da escludere che in futuro e in assenza di sanzioni europee dirette all’importazione di Gnl, volumi incrementali di gas russo vengano trasportati nei terminal europei di vecchia e nuova costruzione. Un risultato che evidentemente contraddirebbe la strategia europea di diversificazione delle importazioni dalla Russia insita nel piano REPowerEU. Esso però rivela, ancora una volta, come il primato della sicurezza energetica nell’agenda politica europea spinga i paesi importatori a trascurare l’impatto che scelte politiche di breve termine potrebbero avere sul lungo periodo, annullando così gli sforzi intrapresi nel corso degli ultimi 20 mesi per divincolarsi dalla dipendenza del gas russo.

FIG. 3.6 – PROGETTI RUSSI PER IL GNL



Fonte: Energy Intelligence

²⁵ *Vedomosti*, Глава Минэнерго: Путин поручил ускорить либерализацию экспорта СПГ (The head of the Ministry of Energy: Putin instructed to accelerate the liberalization of LNG exports), 9 ottobre 2023; *Interfax*, "НОВАТЭК" рассчитывает довести локализацию СПГ-оборудования до 70-75% (NOVATEK expects to bring the localization of LNG equipment to 70-75%), 20 settembre 2023.

4. Alla ricerca di un nuovo equilibrio: un'analisi del bilancio del gas naturale

Agata Gugliotta

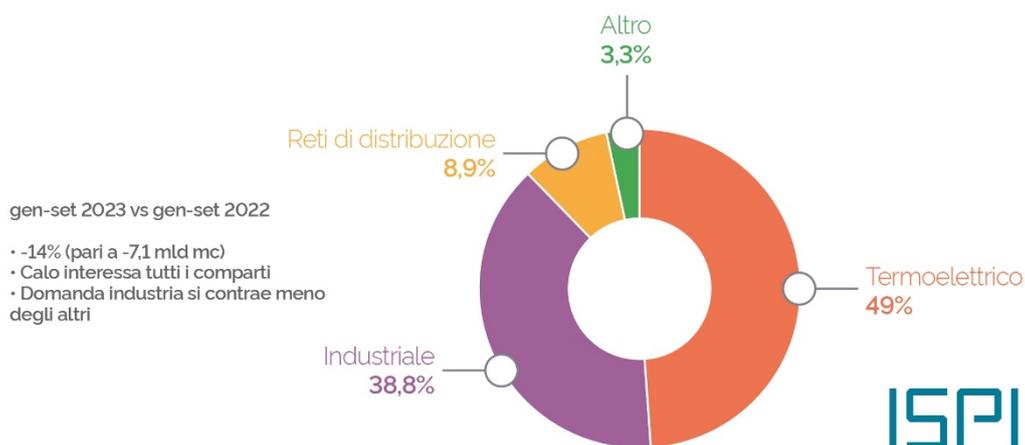
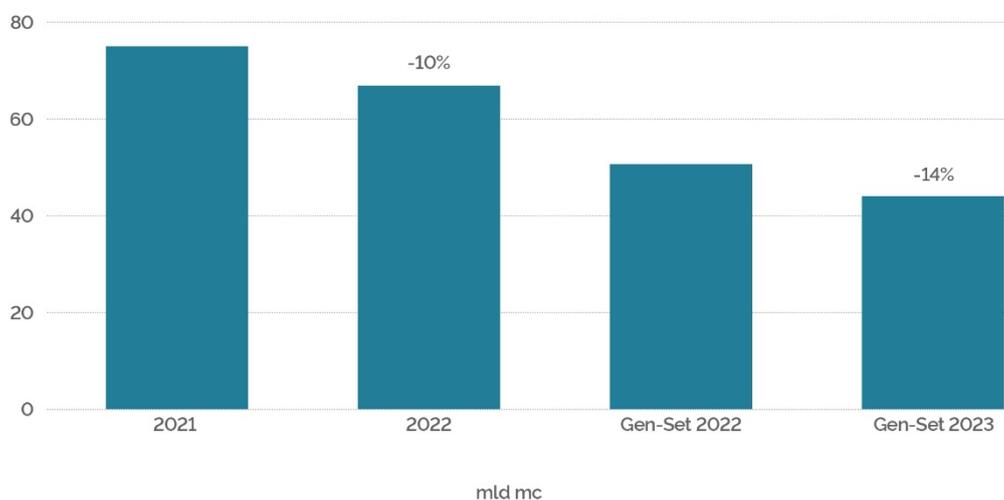
Il 2022 può essere definito come l'anno più turbolento per la storia del gas, sia dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti che sul fronte dei prezzi che hanno frantumato, mese dopo mese, praticamente ogni record. A condizionare le dinamiche di questo mercato, soprattutto per l'Europa, è stato il conflitto russo-ucraino e le conseguenze da questo scaturite in termini di forniture gas. La riduzione progressiva delle importazioni provenienti dalla Russia e l'impossibilità di poterle sostituire in tempi brevi, ha prodotto gravi tensioni sui mercati, costringendo i paesi europei da un lato, a intervenire sulla domanda, varando misure straordinarie di breve e medio termine per il contenimento dei consumi e, dall'altro, ad avviare un processo strutturale di sostituzione del gas russo, che iniziato lo scorso anno sta proseguendo anche nel 2023. Partendo da questo contesto, il presente articolo si propone di tracciare i contorni delle dinamiche di domanda e offerta gas dell'Italia nei primi nove mesi del 2023, di confrontarli con il pari periodo 2022 e con i cambiamenti che stanno interessando complessivamente i paesi dell'UE27.

Domanda di gas: un trend di progressivo calo

Dopo la riduzione, su base annua, del 10% (-7,7 mld mc) registrata nel 2022, nei primi 9 mesi del 2023, i consumi di gas in Italia conoscono una **nuova importante contrazione del 14%** rispetto al pari periodo dello scorso anno. In valori assoluti, si sono consumati 7,1 mld mc in meno (poco meno del calo annuo 2022): di questi, quasi il 49% (3,5 mld mc) è attribuibile alla diminuzione dei consumi per usi termoelettrici, il 38,8% (quasi 2,8 mld mc) ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbane legati prevalentemente ai consumi per usi civili e l'8,9% ai minori consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto (0,6 mld mc), mentre la parte restante a consumi di sistema e altre voci residuali.¹

¹ Elaborazioni su dati Snam.

FIG. 4.1 - ANDAMENTO CONSUMI GAS 2021, 2022 E GEN-SET 2022-23 (ALTO) E INCIDENZA DELLE VARIE TIPOLOGIE DI PRELIEVO SULLA DIMINUIZIONE DEI CONSUMI GEN-SET 2023 VS GEN-SET 2022 (BASSO)



Fonte: Elaborazioni su dati Snam

Complessivamente a incidere sulla contrazione dei consumi sono stati:

- **le temperature eccezionalmente miti** che hanno diminuito fortemente gli usi per riscaldamento e permesso un contenuto ricorso agli stoccaggi durante i mesi invernali e una rapida ricostituzione a partire da aprile;
- **un quadro macroeconomico di sostanziale indebolimento**, con un'inflazione lenta a scendere e i tassi in aumento, che hanno frenato consumi e investimenti, e una fiacchezza nei mercati di sbocco che ha colpito l'export italiano. Un contesto di decrescita che unitamente a costi dell'energia, ancora più elevati rispetto alle medie degli anni precedenti allo scoppio della guerra russo-ucraina, hanno portato ad una forte riduzione della domanda energetica dell'industria;

- **le misure di contenimento dei consumi gas²** che, previste dal DM n. 383 del 6 ottobre 2022, in linea con le indicazioni della Commissione europea (Regolamento UE n. 2022/1369 del 5 agosto 2022) per il periodo 1° agosto 2022/31 marzo 2023, sono state poi estese per un altro anno, a seguito dell'accordo trovato in sede di Consiglio Europeo il 28 marzo 2023.⁴ Misure che hanno contribuito a frenare i consumi per riscaldamento (riduzione temperature edifici e della durata di accensione), nonché quelli delle centrali termoelettriche attraverso un maggior impiego di carbone e olio combustibile (massimizzazione estesa con atto di indirizzo del Mase fino al 30 settembre 2023).⁵

La scomposizione dei consumi gas per settore di utilizzo

Relativamente ai **consumi gas delle centrali termoelettriche**, il 2022 aveva chiuso con un calo su base annua abbastanza contenuto rispetto al 2021 (-3,2%), realizzatosi soprattutto nella seconda parte dell'anno. Nei primi nove mesi del 2023, invece, la flessione è stata decisamente più profonda: **-18%** rispetto ai pari mesi del 2022. Le variazioni mensili più marcate si registrano soprattutto in corrispondenza di gennaio e marzo, che segnano rispettivamente -31% e -30%. Più contenute (fra il 2% e il 18%), invece, le variazioni degli altri mesi, a eccezione di giugno quando la differenza rispetto allo stesso mese del 2022 è stata del 23%, ascrivibile a una maggiore produzione idroelettrica⁶ che ha eroso spazio al gas. A incidere sul calo di questo comparto hanno concorso diversi fattori: in primo luogo, **la riduzione della domanda elettrica** stimabile in circa il 4% (dati provvisori Terna per gaset) spinta dalla diminuzione della domanda industriale (-5,2% nei primi otto mesi del 2023).⁷ In secondo luogo, **la flessione della produzione termoelettrica** (derivante per la maggior parte da fonti fossili, in particolare gas naturale, e per volumi residui da biomasse), che nei

² Il Piano di contenimento italiano è stato supportato sotto il profilo normativo dal Decreto ministeriale n. 383 del 6 ottobre 2022 e ha previsto le seguenti misure. Per i consumi di riscaldamento: 17 gradi (+/- 2 gradi di tolleranza) per gli edifici adibiti ad attività industriali, artigianali e assimilabili; 19 gradi (+/- 2 gradi di tolleranza) per tutti gli altri edifici; riduzione di 15 giorni del periodo di accensione, posticipando di 8 giorni la data di inizio e anticipando di 7 giorni la data di fine esercizio; riduzione di 1 ora della durata giornaliera di accensione. Il complesso di queste misure, secondo il Ministero della Transizione Ecologica, avrebbe comportato una riduzione dei consumi pari a 3,2 mld mc. Per gli usi termoelettrici la massimizzazione della produzione di energia da combustibili diversi dal gas avrebbe portato a risparmi per complessivi 2,1 mld mc, di cui 1,8 mld mc utilizzando carbone/olio combustibile e 0,3 mld mc usando bioliquidi. A questi interventi, si aggiungevano misure comportamentali per i cittadini, da promuovere attraverso campagne di sensibilizzazione degli utenti.

³ Il Regolamento (UE) 2022/1369 del 5 agosto ha avuto come obiettivo l'aumento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE anche attraverso la riduzione dei consumi gas per il periodo 1° agosto 2022-31 marzo 2023. In particolare, gli Stati membri dovevano introdurre misure volontarie di riduzione dei consumi a livello nazionale, che sarebbero diventate obbligatorie con l'eventuale dichiarazione di uno stato di allerta europeo, la c.d. "Allerta UE". Le misure volontarie sono state mirate a ridurre i consumi nazionali di gas di almeno il 15% rispetto alla media dello stesso periodo di 8 mesi nei cinque anni precedenti.

⁴ Consiglio europeo, [Member states agree to extend voluntary 15% gas demand reduction target](#), 28 marzo 2023. Secondo l'accordo fra gli Stati membri, l'obiettivo è la riduzione dei consumi gas almeno del 15% per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 rispetto alla media dei consumi del quinquennio 1° aprile 2017 e 31 marzo 2022. Agli Stati spetta decidere con quali misure ottenere un tale risparmio.

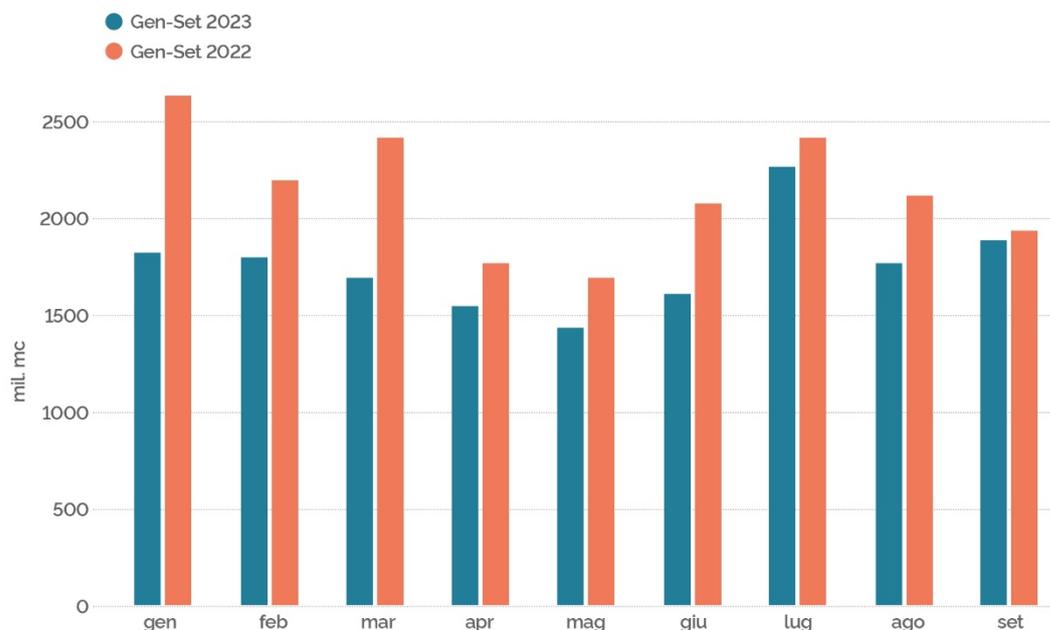
⁵ *Staffetta Quotidiana*, "Carbone, Mase: la massimizzazione prosegue fino al 30 settembre", 3 aprile 2023.

⁶ A giugno la produzione idroelettrica ha segnato un +42% vs giugno 2022.

⁷ Ultimo dato disponibile contenuto nel [rapporto mensile di agosto di Terna](#).

primi 8 mesi segna -16,6%, in ragione di un maggior apporto delle rinnovabili (+11%), soprattutto dell'idroelettrico, in ripresa da maggio dopo un lunghissimo periodo siccitoso, ma anche di eolico e fotovoltaico. Infine, **l'aumento delle importazioni nette**, +12% circa, più convenienti per via di prezzi all'ingrosso dei paesi interconnessi inferiori a quelli italiani.

FIG. 4.2 - ANDAMENTO DEI PRELIEVI DELLE CENTRALI TERMOELETTRICHE



ISPI

Fonte: Snam

I prelievi delle reti di distribuzione urbana sono stati **inferiori di circa il 13%** rispetto al corrispondente periodo 2022. Le contrazioni maggiori, complici soprattutto le temperature eccezionalmente miti, si sono registrate durante i mesi invernali, con gennaio che ha segnato -21% e marzo -27%. Fa eccezione febbraio che, a causa di un temporaneo abbassamento delle temperature, ha segnato una diminuzione di appena il 4% rispetto al pari mese 2022. Più diversificato l'andamento durante il trimestre primaverile: -13% in aprile, +3% a maggio, mentre giugno ha chiuso sui medesimi valori del 2022. In estate, i consumi si sono mantenuti mediamente più bassi del 2% rispetto ai corrispettivi dell'anno precedente. Oltre a un clima eccezionalmente mite, che ha penalizzato i consumi per il riscaldamento, un contributo alla riduzione viene dalle misure di contenimento della domanda.

FIG. 4.3 - ANDAMENTO DEI PRELIEVI DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

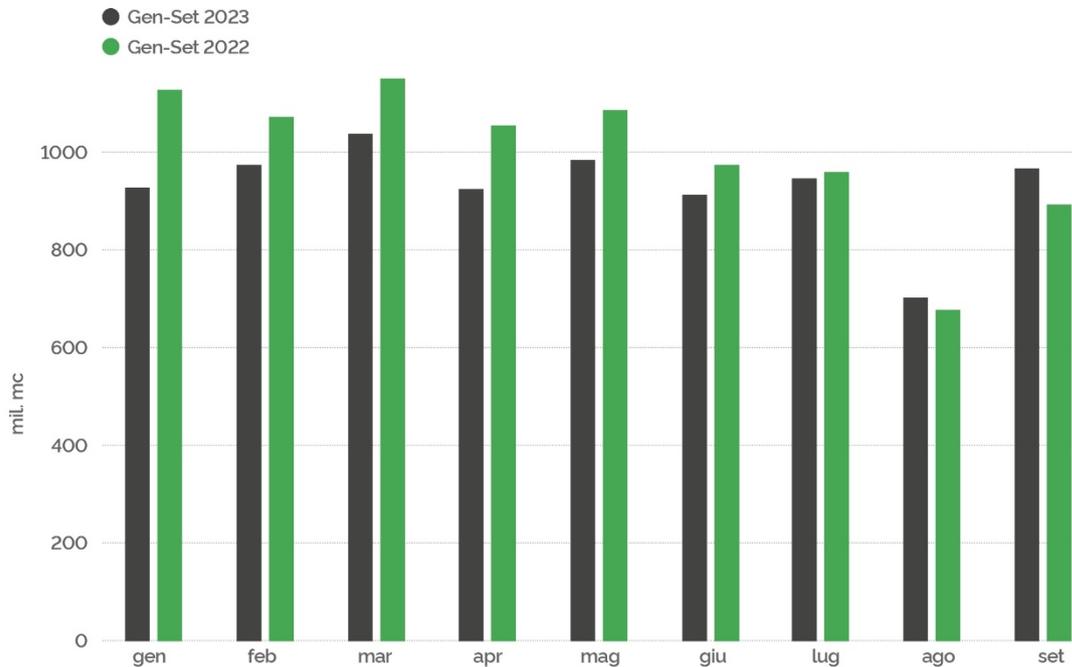


Fonte: Snam

I consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto, dopo aver perso l'anno scorso oltre il 15%, rallentano la loro decrescita, segnando un -7% rispetto ai nove mesi del 2022, anche se la distanza risulta in negativo di oltre 15 punti percentuali rispetto alla media del triennio (2022-2021 e 2019).⁸ Nonostante la diminuzione dei prezzi dell'energia incominciata nella seconda metà di dicembre 2022, la domanda industriale non mostra evidenti segnali di ripresa. Una flessione indice del fatto che una parte della distruzione della domanda potrebbe ormai essere strutturale, per conversioni/riconfigurazioni dei processi industriali e miglioramenti di efficienza energetica. L'industria si muove in un quadro macroeconomico indebolito, con un'inflazione che resta elevata, costo del denaro in aumento, prezzi dell'energia scesi ma ben superiori alle medie precedenti al 2021-2022. In questo contesto ribassista, però, è bene rilevare la leggera ripresa verificatisi in corrispondenza dei mesi di agosto e settembre, che segnano +3,6% e +8%: un rialzo che, in linea con quello registrato da altri paesi europei, attutisce il calo dei nove mesi, che, come visto, risulta meno pronunciato rispetto a quello del termoelettrico (-18%) e delle reti di distribuzione (-13%).

⁸ Il 2020, anomalo per via della pandemia, non è stato considerato, per evitare di falsare la media.

FIG. 4.4 - ANDAMENTO DEI PRELIEVI DELLE INDUSTRIE ALLACCIATE ALLA RETE



Fonte: Snam

I consumi in Europa

La dinamica nazionale si inserisce in un contesto europeo generale di contrazione della domanda del gas che, iniziata nel 2022, prosegue anche nel corso del 2023. L'anno scorso aveva visto i consumi flettersi di circa il 13% per cause per lo più analoghe in tutti i principali paesi europei: clima eccezionalmente mite che aveva eroso la domanda per riscaldamento (-15% rispetto alla media del triennio precedente); prezzi record che avevano morso i consumi industriali (-26%), interessati anche dalle misure di contenimento della domanda fissate dalle istituzioni comunitarie. L'unico comparto di utilizzo del gas che, nel 2022, aveva rilevato un aumento era stato quello degli usi termoelettrici: +3% (UE 27+UK) rispetto alla media 2019-2021. Alcuni fattori di segno diverso avevano concorso a questo risultato: la domanda elettrica che, almeno fino ad agosto si era mantenuta particolarmente elevata per poi contrarsi solo nel quarto trimestre; il minore apporto di altre fonti, quali idroelettrico (per un'estate calda e siccitosa) e nucleare (per l'indisponibilità di numerosi reattori, in primis quelli francesi).

Nei primi 8 mesi del 2023 (ultimo dato disponibile),⁹ **i consumi dell'UE si flettono di un 9,5%**. Il trend continua a rimanere di prevalente declino e, su base mensile, i consumi risultano più bassi dei corrispettivi mesi del 2022. Fa eccezione solo agosto che, secondo i primi dati preliminari, dopo 10 mesi continui di cali, dovrebbe aver segnato una crescita sull'agosto dello scorso anno: +6,5%, trainata dai maggiori consumi del comparto industriale in Germania e in Spagna. È ancora troppo presto, però, per parlare di inversione di tendenza, anche perché il confronto viene fatto con agosto 2022 che è il mese in cui il prezzo del gas aveva toccato il picco di sempre.

A giustificare il trend di questi 9 mesi gli stessi fattori che hanno contraddistinto l'andamento del 2022: ovvero condizioni climatiche miti,¹⁰ una domanda industriale che stenta a ripartire nonostante la contrazione dei prezzi, consumi elettrici poco mossi e soddisfatti da una quota maggiore di fonti rinnovabili. A differenziare però il trend del 2023 è la **distribuzione del calo dei consumi**. Mentre l'anno scorso gran parte della riduzione si era registrata nella domanda per usi civili e nell'industria, a fronte di un aumento dell'utilizzo del gas nel termoelettrico, nel 2023 **il calo è generalizzato e trasversale a tutti i comparti**. Tuttavia, se per il settore residenziale e commerciale una nuova flessione dei consumi era prevedibile (il fattore climatico è stato determinante), per il settore industriale e termoelettrico non era così scontato, essendo tante le variabili che ne condizionano l'andamento.

Relativamente all'industria, le stime dei principali istituti di ricerca, compresa l'Agenzia Internazionale per l'Energia,¹¹ indicavano una ripresa dei consumi nel 2023 in ragione della drastica riduzione dei prezzi dell'energia. I dati reali, però smentiscono questa previsione, visto che, ad eccezione di agosto, nella maggior parte dei paesi europei la domanda delle industrie ha registrato il segno meno. Verosimilmente, quindi, la riduzione non è esclusivamente legata all'andamento delle quotazioni del gas, ma è strutturale, derivante da politiche di efficientamento, da strategie durature di *switching* verso altre fonti o nei casi peggiori dallo stop produttivo di alcune imprese.

Il mix energetico, invece, è condizionato dall'apporto, non sempre prevedibile per ovvie ragioni, delle fonti rinnovabili, di natura intermittenti. Un anno siccitoso come quello del 2022, o poco ventoso, può condizionarne la producibilità. Nel 2023, però, si assiste a un aumento dell'incidenza delle FER sulla generazione di elettricità, che, secondo dati Ember,¹² dal 39% dei primi nove mesi del 2022 si porta al 44%, a discapito di carbone, il cui *share* scende al 12% vs il 17%, e del gas che perde 3 punti percentuali, coprendo così solo una quota del 17,6%. Stabile invece l'apporto del nucleare.

⁹ Gas exporting countries forum (Gefc), *Monthly Gas Market Report*, settembre 2023. Il Gefc è l'organizzazione che raggruppa i principali produttori di gas a livello mondiale

¹⁰ I consumi residenziali e commerciali, che rappresentano circa il 35-40% della domanda di gas in Europa, risentono del fattore climatico: un inverno più mite/più freddo della norma può far variare la domanda anche tra i 20 e i 25 mld mc. Oxford Institute for Energy Studies, "European gas demand fundamentals", luglio 2023.

¹¹ International Energy Agency, "Natural gas supply-demand balance of the European Union in 2023, How to prepare for winter 2023/24", febbraio 2023.

¹² Ember, *Electricity Data Explorer*.

La diminuzione dei consumi 2023, sommata a quella registrata nei mesi autunnali e invernali del 2022, ha consentito il raggiungimento, in media¹³ e per molti paesi membri, del target del -15% indicato nel Regolamento UE n. 2022/1369.¹⁴

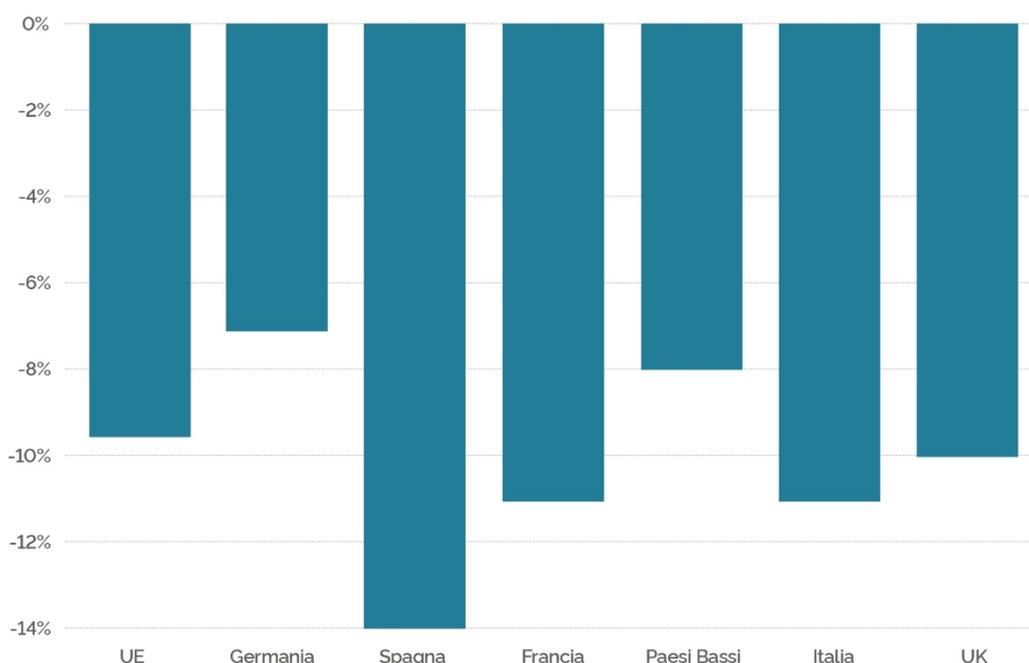
Il trend di calo è riscontrabile in tutti i principali paesi europei, anche se a mutate velocità. Le differenze muovono principalmente dalle specificità di ogni mercato nazionale, dal ruolo che il gas riveste nei rispettivi *energy mix*, dall'accesso a fonti alternative. Fanno eccezione solo la Finlandia che, da gennaio ad agosto vede crescere i suoi consumi del 6%, e altri paesi (Serbia, Nord Macedonia), la cui incidenza, però, sui consumi complessivi dell'Europa è poco significativa. Considerando i primi sei principali mercati per dimensione, Germania, UK, Italia, Francia, Olanda e Spagna, che rappresentano circa il 70% della domanda europea, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un range che va da un minimo del -7% della Germania, al -14% della Spagna, passando per -11% di Francia e UK e -8% dei Paesi Bassi.¹⁵ Con un -10%, il nostro paese si attesta in una posizione intermedia. Le dinamiche alla base di questi trend sono grossomodo le stesse, ma, mentre i minori consumi della Francia si spiegano in ragione di una ripresa della produzione nucleare, quelli della Spagna sono ascrivibili a un maggior contributo delle rinnovabili e una riduzione dell'export verso il paese d'oltralpe. Pur in un contesto che rimane ribassista, merita però rilevare **una lieve ripresa dei consumi industriali** in Spagna (raffinerie, tessile, settore farmaceutico), in Germania e, come detto prima, in Italia.

¹³ Eurostat, [EU gas consumption decreased by 17.7%](#), 19 aprile 2023.

¹⁴ Consiglio Europeo, [Regolamento UE n. 2022/1369](#), 5 agosto 2022. I paesi che non sono riusciti a raggiungere il target di riduzione del 15% sono: Irlanda (-0,2%), Slovacchia (-1,0%), Spagna (-10,8%), Polonia (-12,5%), Slovenia (-13,8%) e Belgio (-14,5%).

¹⁵ Le variazioni sono fonte GEFC, a eccezione dei Paesi Bassi (Fonte Eurostat) e dell'Italia (Fonte Snam).

FIG. 4.5 - RIDUZIONE % DEI CONSUMI GAS NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI
(GEN-AGO 2023 VS GEN-AGO 2022)



ISPI

Fonte: Elaborazione su dati GEFC, Snam, Eurostat

La composizione dell'offerta in Italia

Il sistema di approvvigionamento gas nel 2023 sta proseguendo il processo di trasformazione mirato **alla sostituzione completa del gas russo**, almeno via condotta, iniziato nel 2022. Prima dello scoppio della guerra, l'Italia, seconda solo alla Germania, era il paese europeo maggiormente dipendente dal gas russo: nel 2021 aveva importato da Mosca 29 mld mc, pari al 40% delle importazioni nazionali, che hanno coperto il 38% del consumo interno di gas.

La riduzione delle forniture di provenienza russa, cominciata già nel corso del 2021 tanto per l'Italia quanto per gli altri paesi importatori dell'UE, si è resa poi evidente da marzo 2022, accentuandosi mese dopo mese. All'inizio la diminuzione è stata attribuita alla risposta alle sanzioni da parte della Russia che ha imposto il regime di pagamento in rubli, ma in seguito è stata chiara la volontà di Mosca di tagliare l'export e quella dei paesi europei di sostituirlo. Così le importazioni dai gasdotti (Nord Stream, che connette la Russia con la Germania attraverso il Baltico, e Yamal, che attraversa la Polonia) si riducono fino ad azzerarsi, mentre via Austria è continuato a giungere un flusso modesto di circa 25 milioni mc/giorno, un quarto rispetto al 2021.

Complessivamente, **nel 2022, i volumi importati dalla Russia via gasdotto si sono ridotti di 15 mld mc** rispetto all'anno prima (-52%), per un volume pari a 14 mld mc e un'incidenza sulle importazioni complessive scesa al 19%. **Nel 2023 (fino a settembre)**, il gas russo, che in Italia arriva attraverso il punto di ingresso nella rete nazionale di Tarvisio proveniente dall'hub austriaco, si è ulteriormente **ridotto di quasi l'80%**, per un volume di circa 2,2 mld mc e un'incidenza del 5% sull'import, che, complessivamente, si attesta sui 46 mld mc (-13% sui pari mesi del 2022). Da primo fornitore di gas all'Italia, la Russia precipita agli ultimi posti, superiore solo alla Libia.

A sopperire all'ammancio russo sono stati, da un lato, **i volumi aggiuntivi arrivati dagli altri fornitori** tradizionali a cui siamo interconnessi tramite gasdotti, e dall'altro il **maggior apporto del Gnl**.

Relativamente al gas via condotta, da gennaio a settembre 2023 (rispetto al corrispondente periodo del 2022) sono **lievemente aumentati i flussi provenienti dall'Algeria** (+2,3%), che si conferma primo esportatore di gas verso l'Italia coprendo una quota del 38% dell'import (era il 32%). Al paese africano, **segue l'Azerbaijan** con 7,2 mld mc (-5,2%) e una quota sul totale complessivo delle importazioni del 16%. Risultano in flessione anche i volumi di gas all'*entry point* di **Passo Gries** provenienti dal Nord Europa che si attestano a 5,3 mld mc (-13%), per un'incidenza di circa l'11%. Rispetto ai nove mesi del 2022 e nonostante le gravi tensioni politiche che attraversano il paese, è aumentato il flusso di gas proveniente dalla **Libia** (+5,7%), che entra in Italia a Gela: quasi 1,9 mld per una copertura del 4%. Complessivamente, quindi, nei primi nove mesi del 2023 **il metano giunto in Italia via gasdotto** è ammontato a circa 34 mld mc, pari a **74% dell'import**.

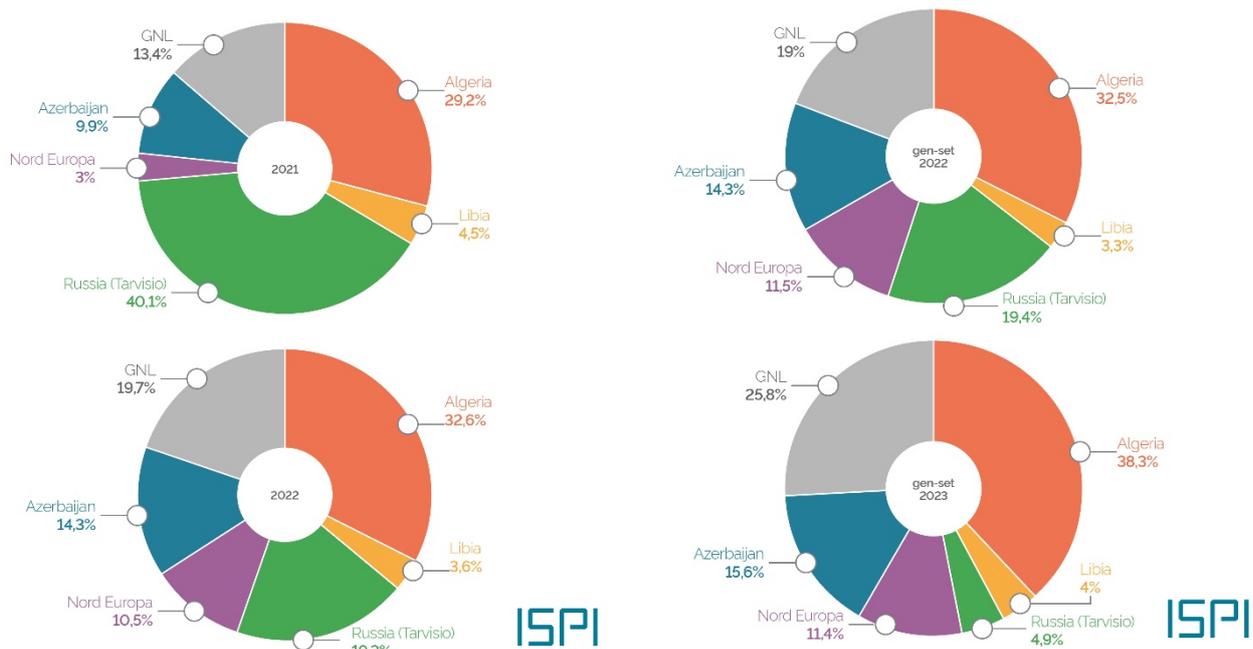
Il resto è stato coperto ricorrendo al Gnl: quasi 12 mld mc di gas liquefatto sono approdati presso le coste italiane, in aumento del 18% circa rispetto al pari periodo del 2022. Di questi, oltre la metà sono stati rigassificati presso il terminale di Rovigo, che sulla base di impegni contrattuali decennali riceve soprattutto le metaniere provenienti dal Qatar; il 25% è giunto nell'impianto offshore di Livorno e il 19% in quello onshore di Panigaglia (La Spezia). I volumi restanti sono stati processati presso il nuovo rigassificatore galleggiante (Fsru) installato a Piombino che, dopo aver effettuato i test per l'immissione in rete verso fine maggio, a luglio ha accolto il primo carico di metano liquido. Questo rigassificatore è una delle due infrastrutture acquistate da Snam su incarico dato dal governo nel marzo 2022, a seguito dello scoppio della guerra russa-ucraina e per garantire una maggiore diversificazione dei paesi fornitori di gas. La seconda nave che verrà ubicata a Ravenna secondo le previsioni entrerà in funzione nel 2024. Entrambe contano su una capacità di rigassificazione di 5 mld mc.

L'analisi delle fonti di provenienza¹⁶ fa emergere il **progressivo aumento del ruolo degli Stati Uniti**, diventati il secondo fornitore dopo il Qatar, nonché il contributo di paesi africani, come Algeria ed Egitto, nonché di *newcomers* come il Mozambico. Di rilievo anche le riesportazioni dai terminali spagnoli verso l'Italia, soprattutto dal porto di Barcellona.

¹⁶Elaborazioni su dati Eurostat.

Il ruolo del gas liquido nel processo di sostituzione del gas russo è stato **pivotal**: seppur a caro prezzo, il Gnl ha costituito la via principale per far fronte all’ammacco di gas russo, senza il quale difficilmente la crisi sarebbe stata superata. Infatti, sebbene dallo scoppio della guerra siano stati incrementati i volumi dai gasdotti alternativi a quelli provenienti dalla Russia (è stato firmato un accordo per un aumento del gas dall’Algeria ed è stata maggiormente utilizzata la capacità del gasdotto Tap dall’Azerbaijan), tale incremento ha trovato dei limiti nella natura rigida dei flussi via condotta, condizionati da vincoli infrastrutturali (la capacità del tubo) e dai pregressi impegni contrattuali di lungo termine assunti con gli Stati produttori. Il maggior utilizzo del gas liquido ha garantito continuità nelle forniture e, nel corso dell’estate 2022, ha permesso di recuperare il livello di riempimento dei siti di stoccaggio, che avevano terminato la stagione di erogazione al 30% e che sono poi giunti al 1° novembre pieni al 95%. Negli ultimi due anni, **il peso del Gnl sull’import complessivo è aumentato significativamente**: se nell’intero 2021 erano stati rigassificati circa 9,7 mld mc, pari al 13,3% delle importazioni totali, nel 2022 i volumi sono aumentati a 14,3 mld mc, con un’incidenza sull’import salita al 20%,¹⁷ fino ad arrivare, come detto, a coprire uno share **del 26% nei nove mesi del 2023**.

FIG. 4.6 - COMPOSIZIONE DELLE IMPORTAZIONI NAZIONALI PER TIPOLOGIA E PROVENIENZA



Fonte: Elaborazioni su dati Mase e Snam

¹⁷ Fonte Mase, “Gas naturale: Bilancio”.

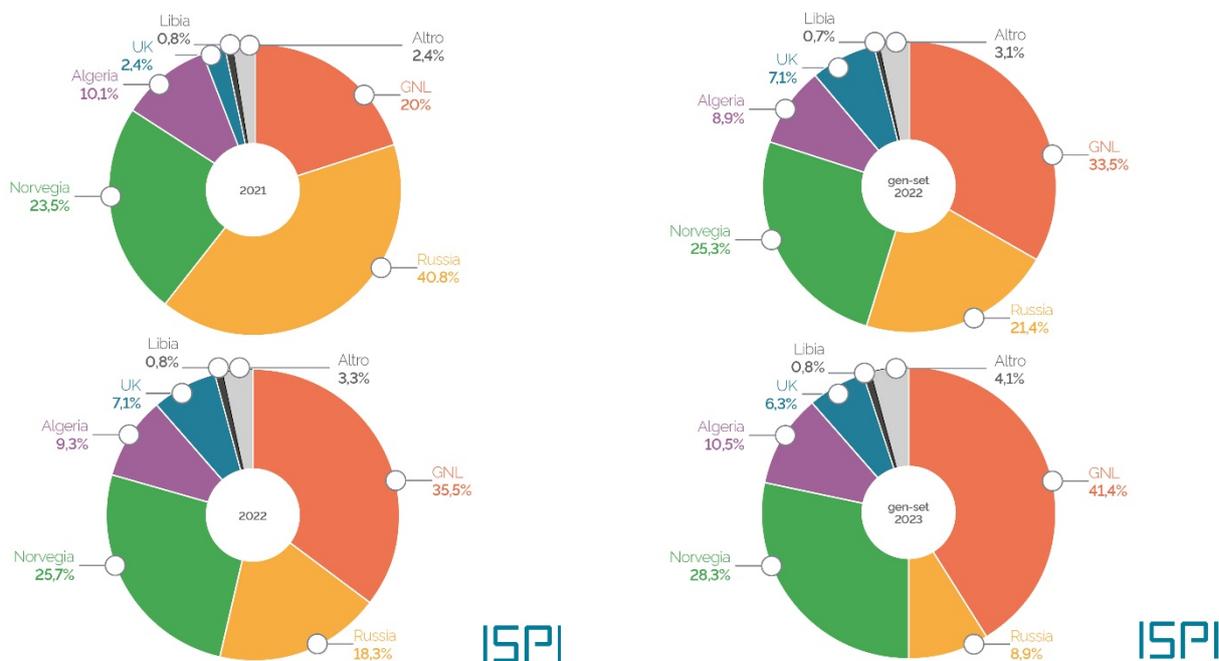
Chiudiamo la disamina italiana sul bilancio gas lato offerta, evidenziando **il contributo modesto della produzione nazionale** che, con soli 2,1 mld di mc e in calo del 9,2% rispetto al pari periodo 2022, ha contribuito solo per il 4,6% al gas complessivamente immesso nella rete nazionale.

Il mix di offerta in Europa

L'Europa è il principale mercato al mondo che si rifornisce di gas via condotta. Nel quinquennio precedente allo scoppio della guerra, il Vecchio Continente contava per il 60% delle importazioni nette di *gas piped*. Cinque i paesi esteri da cui si riforniva: Algeria, Azerbaijan, Libia, Norvegia e Russia, a cui va aggiunta UK, che complessivamente soddisfacevano l'80% delle importazioni di gas. Da Mosca arrivava circa la metà del gas via tubo importato, 1/3 proveniva dalla Norvegia, circa il 12% dall'Algeria e il resto da Libia e Azerbaijan. Il restante 20% dell'import era coperto dal gas naturale liquefatto.

Lo scenario nel 2022 cambia radicalmente: la riduzione progressiva delle importazioni europee via tubo provenienti dalla Russia (-56% sul 2021, da 153 a 67 mld mc circa) ha costretto i paesi europei a intraprendere un percorso di sostituzione del gas russo. Questo percorso, non ancora concluso, ha modificato i flussi di approvvigionamento soprattutto attraverso un maggior ricorso al gas naturale liquefatto, la cui incidenza sull'import complessivo (diminuito di un 3% sul 2021) si è portata al 36%, ma anche, dove possibile, per mezzo dell'aumento di forniture via gasdotto alternative a quelle russe, come nel caso della Norvegia (+7%), di UK (+200%) e dell'Azerbaijan (+3%). La seguente infografica dà evidenza dei principali cambiamenti nel mix di approvvigionamento del gas in Europa.

FIG. 4.7 - COMPOSIZIONE DELLE IMPORTAZIONI UE27 PER TIPOLOGIA E PROVENIENZA



Fonte: Elaborazioni su dati Bruegel

Molte delle dinamiche riscontrate nel 2022 si estendono anche all'anno in corso: i dati del periodo gennaio-settembre confermano 1) una tendenza generale alla riduzione dell'import (-16%), riflesso di minori consumi; 2) un ulteriore calo (-66%) dei flussi via gasdotto dalla Russia che si fermano a 20 mld mc; 3) un nuovo aumento del ricorso al Gnl che segna un +5% con un'incidenza che dal 33% dei nove mesi del 2022 passa al 41%. In riferimento al Gnl, però, va fatta una considerazione **importante dalle molte implicazioni in termini geopolitici e di sicurezza energetica**. Tanto l'anno scorso, quanto quest'anno, il **secondo fornitore dell'UE-27 di Gnl**, dietro gli Usa, è **proprio la Russia**: nel 2022 con poco più di 18 mld mc (+27% sul 2021) ha assorbito una quota del 15% dell'import complessivo di Gnl, share che si attesta ancora al 16% nei primi 8 mesi del 2023.¹⁸ Sembra paradossale, ma l'Europa costretta a rinunciare al gas via tubo (vuoi per le scelte di Mosca, vuoi per la politica sanzionatoria) ha di fatto aperto le porte a quello via nave, nonostante da più parti sia stato richiesto un *ban* all'import di Gnl russo. Volumi che sommati alle importazioni via tubo fanno ancora di **Mosca il fornitore del 15% del gas importato in Europa**. Una quota sicuramente lontana dai periodi prebellici, ma per nulla marginale e quindi non ignorabile.

La situazione “confortante” degli stoccaggi

L'inverno scorso eccezionalmente mite e le misure di contenimento dei consumi hanno consentito un limitato ricorso agli stoccaggi: nei primi tre mesi dell'anno, sono stati erogati dai siti 4,3 mld mc rispetto a una media del quinquennio precedente di 6,9 mld mc. Ciò ha permesso di chiudere la stagione di erogazione al 31 marzo con un livello di riempimento del 59% in confronto al critico 30% del 2022 e a una media quinquennale del 38,5%. Situazione che ha alleggerito le necessità di immissione: da aprile a fine settembre sono stati iniettati 7,3 mld mc, in confronto agli 11 del pari periodo 2022 e a una media dell'ultimo quinquennio di circa 10,6 mld mc. La ridotta immissione è stata conseguenza sia della minore urgenza di riempire gli stoccaggi, sia del rallentamento dovuto alle politiche commerciali degli operatori che hanno attentamente seguito il trend di ribasso dei prezzi protrattosi sino a inizio giugno. Nonostante le minori iniezioni, la situazione di partenza ha permesso già ad agosto il raggiungimento del tasso di riempimento del 90%, che le istituzioni europee avevano imposto per il primo di novembre. Simili dinamiche sono riscontrabili anche per il blocco UE27 che, a fine settembre, chiude in media a 95,6% e per i principali paesi europei: Germania (95,7%), Spagna (100,4%), Francia (92,1%) e Paesi Bassi (96,3%).

Le esportazioni: aumentano quelle fisiche

Un cenno, infine, meritano anche i volumi di gas entrati nel sistema di trasporto nazionale e poi riesportati all'estero, tendenza già manifestatasi soprattutto nell'ultima parte del 2022, quando la debolezza dei consumi interni e la disponibilità di offerta aveva consentito l'uscita di flussi dal sistema nazionale. Nei tre trimestri del 2023, i dati Snam segnalano esportazioni per 1,65 mld mc contro 0,38 nell'analogo periodo del 2022. Includendo anche l'export commerciale – ovvero i movimenti che si possono verificare quando il totale delle nomine in uscita non supera quelle in entrata su un punto di interconnessione con l'estero e quindi

¹⁸ Ultimo dato disponibile è quello di agosto. Fonte Bruegel, [European natural gas imports](#).

non si realizza un flusso fisico di gas in uscita, ma un “mancato” ingresso in importazione¹⁹ – il totale sale a 1,93 mld mc, in questo caso però inferiore ai 2,64 del 2022.²⁰

Conclusione

La guerra russo-ucraina è stata un *game-changer* repentino e inaspettato che ha fatto vacillare alcune delle certezze a cui il mercato era da lungo tempo abituato, ovvero la disponibilità di abbondanti flussi di gas russo a prezzo competitivo. Da quel momento, il sistema gas europeo ha cercato di trovare nuovi equilibri, tanto lato domanda, quanto lato offerta. Ma occorrerà ancora tempo per una completa sostituzione del gas della Russia (ammesso che questa venga compiuta davvero, visto il ruolo svolto dal Gnl di Mosca) e per il consolidamento di una nuova “normalità”. Perché, se è vero che l’inverno scorso è passato senza troppe criticità, che i siti di stoccaggi sono pieni, che complessivamente la domanda si è ridotta, che le forniture alternative (Gnl in primis) hanno consentito continuità nelle forniture, che i prezzi si sono ridimensionati, è altrettanto vero che sono ancora tanti i fattori di incertezza che rendono il mercato del gas volatile e difficilmente prevedibile. Un autunno/inverno con temperature più rigide, l’azzeramento delle importazioni russe per decisioni geopolitiche, un maggior appetito dei *buyers* asiatici disposti a pagare di più il Gnl con flessibilità di destinazione, un imprevisto incidente a qualche infrastruttura, potrebbero mettere in crisi un sistema che sta cercando un “delicatissimo e precarissimo nuovo equilibrio”.

¹⁹ *Staffetta Quotidiana*, “Gas, in forte aumento l’export italiano nel 2022”, 23 dicembre 2022.

²⁰ *Staffetta Quotidiana*, “Gas, a settembre la domanda industriale rialza la testa”, 2 ottobre 2023.

5. Sarà necessario ricorrere anche ai biocarburanti per decarbonizzare i trasporti stradali?

Antonio Sileo

Nell'Unione Europea le iniziative volte alla decarbonizzazione del sistema economico sono numerose, tuttavia non sempre paiono bilanciate, coerenti e dunque efficaci. Il susseguirsi di proposte, obiettivi e norme è caratterizzato dal perseguire la sostituzione – il più rapidamente possibile, nelle intenzioni del legislatore – delle fonti fossili a favore delle energie rinnovabili.

La nuova direttiva sull'energia prodotta da fonti rinnovabili (RED III),¹ per esempio, si prefigge l'obiettivo di aumentare la quota di energia rinnovabile sui consumi energetici complessivi dell'Unione al 42,5% entro il 2030, con un ulteriore obiettivo indicativo del 2,5% che consentirebbe di raggiungere il 45% e introduce obiettivi settoriali per gli Stati membri nei settori dei trasporti, dell'industria, dell'edilizia e del teleriscaldamento e raffreddamento.

Nel settore dei trasporti gli Stati membri avranno la possibilità di scegliere tra un obiettivo vincolante di riduzione del 14,5% dell'intensità dei gas serra nei trasporti derivanti dall'uso di energie rinnovabili entro il 2030 e una quota vincolante di almeno il 29% di energie rinnovabili nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti entro il 2030. Le nuove norme stabiliscono un obiettivo secondario vincolante combinato pari al 5,5% per i biocarburanti avanzati (generalmente derivati da materie prime non alimentari) e per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (principalmente idrogeno rinnovabile e combustibili sintetici a base di idrogeno) nella quota di energie rinnovabili fornite al settore dei trasporti. All'interno di questo obiettivo è previsto un requisito minimo pari all'1% di combustibili rinnovabili di origine non biologica (Rfnbo),² che includono i cosiddetti elettrocarburanti (*e-fuels*), nella quota di energie rinnovabili fornite al settore dei trasporti nel 2030.

L'ampia famiglia dei carburanti a basse e zero emissioni

I Low Carbon Fuels (Lcf) sono combustibili di origine biogenica o sintetica. In funzione della materia prima utilizzata per la loro produzione nonché delle tecnologie produttive, possono essere classificati indicativamente in:

- biocarburanti avanzati, ottenuti da materiali di scarto di origine organica; a differenza dei biocarburanti tradizionali, non impattano sulla produzione agricola a fini alimentari e presentano maggiori vantaggi in termini di riduzione delle emissioni calcolate sull'intero ciclo di vita del prodotto;
- biometano (anche in stato liquido come bio-Gnl) ottenibile dall'*upgrading* del biogas producibile con diverse materie prime che vanno dagli scarti delle colture agricole ai

¹ Al momento della chiusura di questo contributo, il 9 ottobre 2023, la direttiva è stata adottata dal Consiglio UE, ma non ancora pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea.

² Renewable Fuels of Non Biological Origin.

reflui zootecnici, alla frazione organica dei rifiuti urbani (Forsu) ai residui agro-industriali fino ai fanghi di depurazione;

- *recycled carbon fuels*, ottenuti da rifiuti indifferenziati e dal riutilizzo di rifiuti plastici (*plasmix*) non utilizzabili per il riciclo chimico della plastica;
- carburanti rinnovabili di origine non biologica (Rfnbo), gli elettrocarburanti o *e-fuels*, carburanti ottenuti dalla sintesi di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e anidride carbonica ricavata dall'atmosfera o anche da sorgenti concentrate.³

A questi carburanti si può affiancare l'idrogeno (verde o blu)⁴ che può essere impiegato come combustibile negli autoveicoli dotati di pila a combustibile (*fuel cell*) o anche direttamente nei mezzi endotermici.

I Lcf, tuttavia, rispetto all'idrogeno (ma anche rispetto all'energia elettrica) presentano il rilevante vantaggio di poter essere utilizzati direttamente tramite le infrastrutture già esistenti non solo dai mezzi nuovi, ma dalla generalità dei veicoli già in circolazione (non solo autovetture, ma anche veicoli commerciali leggeri, pesanti, autobus e motocicli).

La scelta verso il tutto elettrico

La nuova direttiva RED III, così come le nuove norme contenute nel rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di anidride carbonica (CO₂) delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri previste dal Regolamento 2023/851,⁵ rientra nell'ampio pacchetto Fit for 55. Tuttavia, a regole attuali solo gli Rfnbo, gli e-fuels, vedranno riconosciuto il loro contributo per la decarbonizzazione di autovetture e veicoli commerciali leggeri e solo a partire dal 2035.⁶ Specialmente ai fini del conseguimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) in capo ai produttori automobilistici.

Anche prima del pacchetto Fit for 55, le norme europee tracciavano un percorso chiaro volto a conseguire entro il 2030 l'obiettivo vincolante di diminuzione delle emissioni di CO₂ del 40% rispetto ai valori del 1990 in tutti i settori economici. Con riferimento ai trasporti su strada, tale obiettivo è stato inizialmente internalizzato dai regolamenti CE 443/2009 (auto) e UE 510/2011 (veicoli commerciali leggeri), emendati nel 2019 dal regolamento (UE) 2019/631. Quest'ultimo ha confermato gli obiettivi per il 2021: emissioni medie allo scarico non superiori a 95 gCO₂/km per le auto, i 147 gCO₂/km per i veicoli commerciali leggeri. Ricordiamo, per inciso, che i grammi di CO₂ emessi per km percorso sono un altro modo per esprimere i litri di carburante consumati: più si consumano carburanti fossili più anidride carbonica si emette. Sempre all'articolo 1, il regolamento 2019/631 prevedeva poi ulteriori riduzioni delle emissioni al 2025 e al 2030: un ulteriore abbattimento del 15% per auto e

³ Per una ampia trattazione si rimanda allo studio "[Decarbonizzare i trasporti: più soluzioni per un obiettivo comune](#)" realizzato a luglio 2022 da Rie – Ricerche Industriali ed Energetiche e Unem – Unione Energie per la Mobilità di luglio 2022.

⁴ Nel caso sia prodotto da fonti rinnovabili o da combustibili fossili, a cominciare dal gas naturale, ma con la cattura della CO₂ emessa.

⁵ [Pubblicato](#) sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 25 aprile 2023.

⁶ A. Sileo, "[Gli e-fuel come Bulldozer](#)", *Staffetta Quotidiana*, 6 aprile 2023.

furgoni i veicoli regolamentati a decorrere dal 1° gennaio 2025 e dal gennaio 2030, l'abbattimento del 37,5% delle emissioni di CO₂ delle auto e del 31% di quelle dei veicoli commerciali leggeri. Infine, nel 2023, modificando l'obiettivo previsto per il 2030, il regolamento 2023/851 ha elevato al 55% e al 50% i target di riduzione delle emissioni di CO₂ che auto e veicoli commerciali leggeri devono conseguire entro il 2030 e ha introdotto per il 2035 un obiettivo di riduzione del 100%, sempre rispetto ai livelli del 2021. I soggetti su cui grava l'obbligo di rispettare i livelli di emissione nei regolamenti sono i costruttori che, in caso di sforamento, sono tenuti al versamento di un'indennità pari a 95 euro da corrispondere per ogni grammo di CO₂ in eccesso al limite e per ogni autoveicolo di nuova immatricolazione che risulti non conforme.

Come ormai noto, però, gli obiettivi nei regolamenti tengono conto, almeno fino a oggi, esclusivamente delle emissioni allo scarico. Una scelta che di fatto lascia spazio solo agli autoveicoli elettrici puri (a batterie elettrochimiche e/o con *fuel-cell* a idrogeno) in quanto convenzionalmente considerati a emissioni zero, a cui, in verità, vanno aggiunti anche i mezzi con tradizionali motori a combustione interna purché alimentati a idrogeno.⁷ La combustione in questo caso, infatti, non produce emissioni di CO₂; da notare che benché quest'ultimo caso sia quasi del tutto trascurato nel dibattito pubblico è ben noto nell'ambito del motorsport e vede un non trascurabile impegno in questo ambito.⁸

La troppo lenta sostituzione dei parchi circolanti

Le attuali regole europee, dunque, puntano praticamente tutto per la decarbonizzazione dei parchi circolanti sulla sostituzione degli autoveicoli in circolazione con i nuovi, meglio ancora se tutti elettrici, e comunque quasi tutti elettrici a partire da una certa data, fissata al 2035, peraltro senza nessuna differenziazione tra i vari paesi.

Tuttavia, i dati sulle immatricolazioni, in Italia come nel resto dell'Unione, restituiscono un quadro più complesso: pur aumentando la penetrazione di vetture elettriche e ibride *plug-in*, un volume di immatricolazioni molto modesto non è sufficiente a svecchiare il parco circolante. Una fetta elettrica sempre più grande in una torta sempre più piccola non è di così grande aiuto.

In vari documenti ufficiali delle organizzazioni internazionali l'obiettivo generale di azzerare le emissioni nette complessive al 2050 e quello di consentire la vendita solo di autoveicoli a "emissioni zero" dopo il 2035 sono connessi: il legame tra le due date è dato dalla vita media di un'automobile, stimata attorno ai 17 anni dall'International Energy Agency, un valore di cui, peraltro, ci permettiamo di dubitare, tanto più se riferito al mondo intero.

Da tale approccio deriva che, se dopo il 2035 l'intero stock di autoveicoli ricevesse solo mezzi che non emettono gas serra (cosa, peraltro, da verificare nell'intero ciclo di vita), questi costituirebbero la quasi totalità del parco complessivo al 2050; quindi ogni eventuale

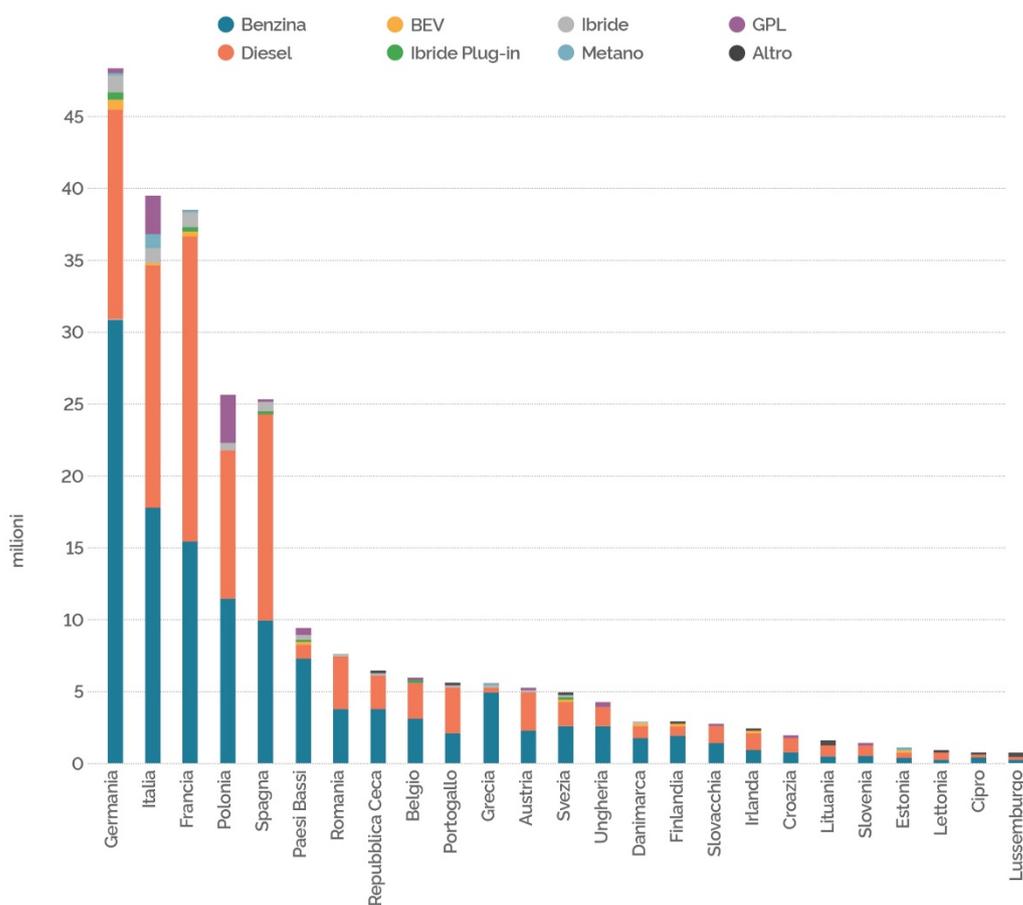
⁷ Già impegnati in quest'ambito vi sono, tra gli altri, Toyota, maggior produttore mondiale di automobili e autoveicoli, e Bosch, maggior produttore di componenti per autovetture.

⁸ A. Sileo (a cura di), "L'innovazione energetica bussola del cambiamento", Rapporto Osservatorio Innov-E 2023, I-Com Edizioni, luglio 2023.

scostamento dall'obiettivo che riguarda gli autoveicoli, e le automobili in particolare, implica un problema in più per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo.

È chiaro che un siffatto ragionamento si scontra subito con la mancanza di una condivisione globale e sul calante peso dell'Europa nel mercato mondiale. Potremmo per esempio citare il recentissimo investimento di Stellantis in Algeria dove verranno prodotti quattro modelli Fiat (ovviamente non elettrici) e verrà sviluppata una rete di vendita e post-vendita *ad hoc*. E incidentalmente citare che l'Algeria ha una popolazione con un'età media inferiore ai 30 anni più che doppia di quella, per esempio, dell'Olanda: oltre 44 milioni contro meno di 17,5 milioni di residenti nei Paesi Bassi. Quest'ultimo è il paese dell'Unione dove più diffuse sono le autovetture elettriche, il 2,8% del parco circolante; quello dove la diffusione è minore è la Grecia, poco più di zero, mentre la media dell'Unione è lo 0,8%. In Italia, il cui parco supera quello olandese per più di quattro volte, siamo intorno allo 0,3%. Se si allarga lo sguardo a tutti i paesi, si nota chiaramente che i primi cinque per numero di immatricolazioni contano ancor di più per quanto riguarda le vetture in circolazione: quasi il 78% del parco totale dell'Unione (Figura 5.1).

FIG. 5.1 - AUTOVETTURE CIRCOLANTI NELL'UNIONE EUROPEA
SUDDIVISE PER ALIMENTAZIONE AL 2021



Fonte: ACEA, 2023

A modesto avviso di chi scrive, nei prossimi anni per l'affermazione della auto elettrica conterà molto proprio la penetrazione nei primi cinque paesi, in tre dei quali (Italia, Polonia e Spagna),⁹ l'auto premiata dalle norme attuali e ancor di più da quelle in fieri non pare incontrare i favori dei consumatori.¹⁰

L'enorme bacino dell'usato

L'età media di tutte le autovetture che circolano nei paesi dell'Unione nel 2021, ultimo dato disponibile, era di 12 anni, solo 2 mesi in meno di quella del parco auto italiano. Parco che a fine 2022 ha superato i 40,2 milioni di unità, di cui soltanto poco più di 158 mila, lo 0,4% del totale, sono auto elettriche. Un valore che andrebbe citato insieme alle immatricolazioni totali 2022: 1,335 milioni (di cui solo il 3,7% elettriche). Da notare che il numero di auto elettriche circolanti in Italia a fine 2022 è di oltre 27 volte inferiore alla previsione contenuta nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (Pinec) per il 2030.

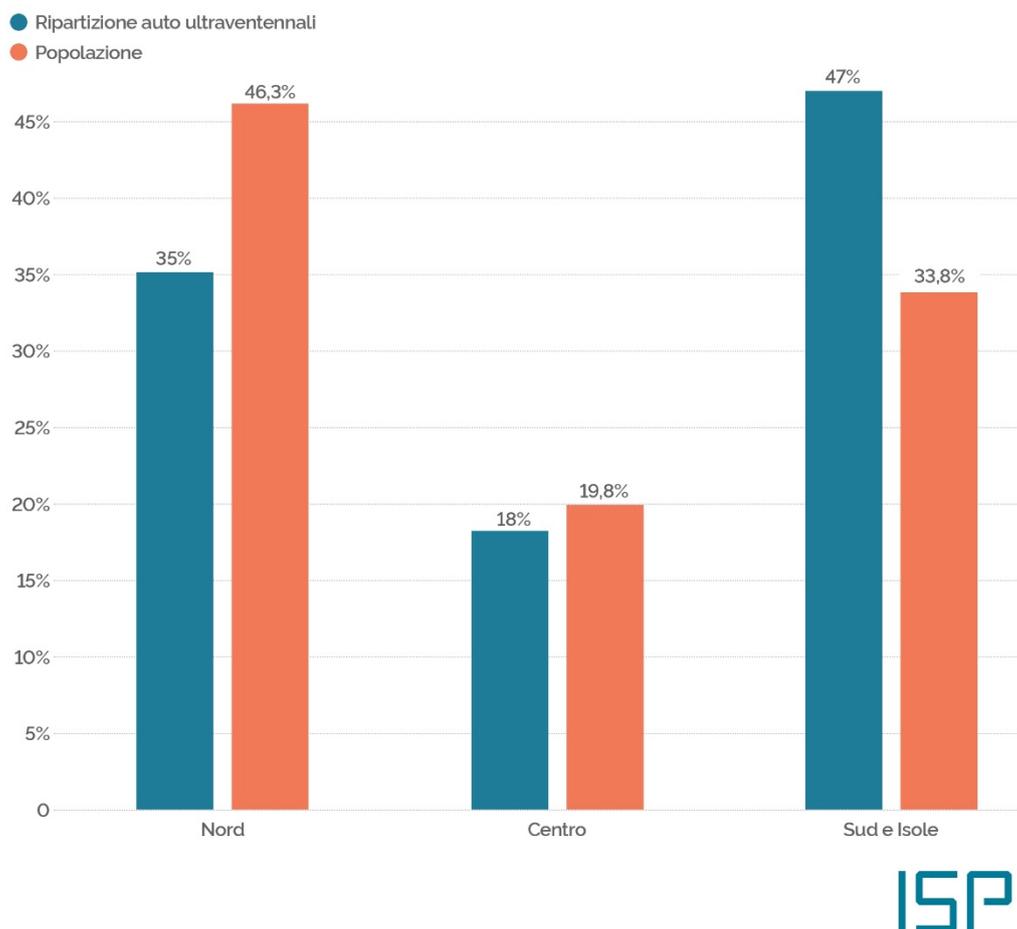
Si tratta di numeri che, da soli, danno la misura di quanto sia difficile una sostituzione più o meno accelerata del parco circolante, a cui si potrebbe aggiungere che degli oltre 40 milioni di autovetture endotermiche in circolazione, più di 10 hanno oltre 20 anni di età e di questi ben 5,9 milioni hanno un'età compresa tra 20 e i 29 anni. Tante, ovviamente, sono le autovetture di valore storico o collezionistico e certamente non proprio tutte le auto ultraventennali circoleranno davvero, ma indubbiamente si tratta di numeri rilevanti specie se si raffronta la distribuzione delle vetture ultraventennali con quella della popolazione (Figura 5.2) o del reddito (30.800 euro al Nord, 29.300 al Centro e di 26.300 al Sud e nelle Isole).

Emerge così che le autovetture di maggiore età circolano al Sud e nell'Isole dove i problemi di qualità dell'aria sono molto, molto minori se non del tutto assenti rispetto al bacino padano e dunque non vi è l'esigenza da parte delle amministrazioni locali di discriminare le vetture in ragione delle emissioni (gli standard euro), fattore che pure dovrebbe concorrere non poco al ricambio del parco nel Settentrione.

⁹ Da notare che se in Spagna già nel 2022 c'è stata un'inversione di tendenza, la Polonia ha addirittura è ricorso alla Corte di giustizia della Unione contro il Regolamento 2023/851.

¹⁰ Sileo A., "[Autocomplicazioni](#)" in Nuova Energia 5+6/2022.

FIG. 5.2 -DISTRIBUZIONE PERCENTUALE AUTOMOBILI ULTRAVENTENNALI E DISTRIBUZIONE POPOLAZIONE ITALIANA NEL 2022



Fonte: elaborazione su dati ACI e ISTAT, 2023

Considerazioni finali: con una sostituzione lenta, la decarbonizzazione si allontana

Restiamo sul nostro paese non solo per minor difficoltà di analisi ma per la sua importanza: l'Italia, infatti, è seconda solo alla Germania per numero di auto (e più in generale autoveicoli) circolanti ed è il terzo mercato europeo anche per numero di automobili nuove acquistate. Sulle strade italiane (e non solo) transitano poco meno di un sesto di tutte le automobili che circolano nell'UE. Il successo delle politiche di decarbonizzazione passa dunque necessariamente dal nostro paese, dove peraltro le auto alimentate soltanto da energia elettrica hanno una quota di mercato molto modesta – meno del 4% nelle immatricolazioni da gennaio a settembre 2023.

La cosa che più va notata tuttavia è che in Italia, ma anche nel resto dell'Unione, i volumi di vendita pre-pandemia sono lontani, e, purtroppo, parrebbe proprio – in maniera evidente nel 2022, ma anche nei mesi già trascorsi del 2023 – che all'aumentare della penetrazione delle

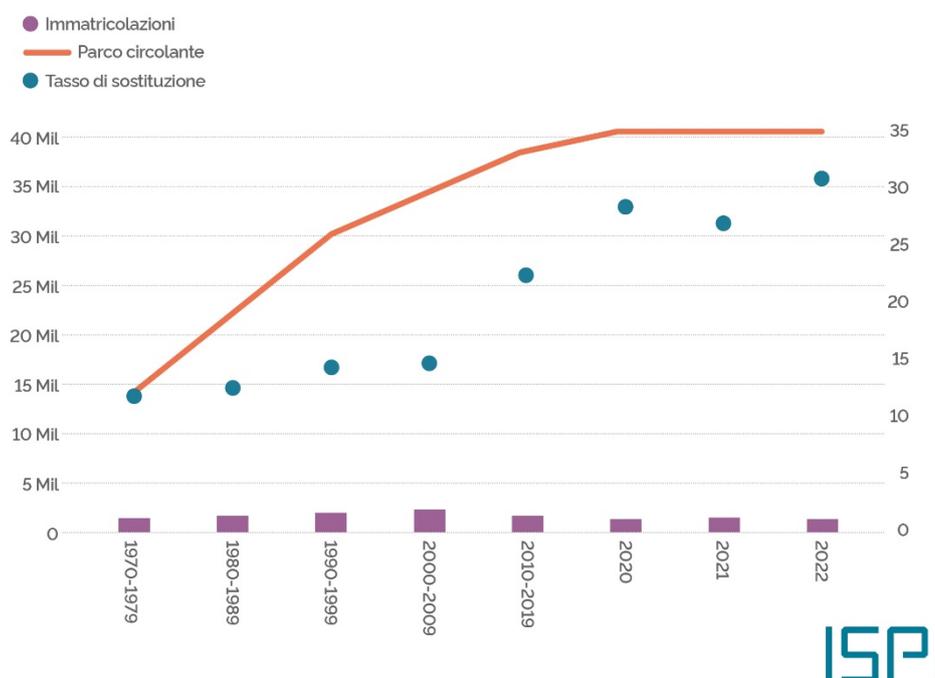
auto elettriche e ibride *plug-in*, quelle più avvantaggiate dai regolamenti europei, si riduca il totale delle auto vendute.¹¹

Se dunque le immatricolazioni di autovetture elettriche procederanno a ritmo sostenuto non ci saranno particolari problemi. Se invece il ritmo dovesse essere blando, le cose si complicheranno parecchio. L'andamento attuale delle vendite non è propriamente entusiasmante, specie in relazione alla decarbonizzazione. Secondo la vulgata, infatti, le vendite di auto elettriche sono in continua crescita, ed è cosa vera. Il problema è che l'aumento delle vetture con la spina non compensa la flessione delle altre alimentazioni. Quest'ultimo, peraltro, potrebbe essere anche un obiettivo di *policy*: meno auto si acquistano, meno ce ne sono per le strade. Tuttavia, questo può avvenire solo al ridursi del totale delle automobili in circolazione, cosa che almeno per ora non avviene né in Italia né nel resto dell'Unione.

Nel nostro paese le immatricolazioni sono lontane dai volumi di inizio secolo: dopo il pareggio – nella decade 2010-2019 – delle vendite che hanno contraddistinto gli anni Ottanta, dal 2020 il mercato italiano dell'auto sembra voler tornare – lentamente, ma inesorabilmente – verso i valori di immatricolazione degli anni Settanta.

A differenza delle immatricolazioni, tuttavia il parco circolante ha continuato a crescere, superando quota 40 milioni (Figura 5.3).

FIG. 5.3 - PARCO CIRCOLANTE AUTOMOBILISTICO, IMMATRICOLAZIONI E TASSO DI SOSTITUZIONE INTEGRALE DEL PARCO IN ITALIA: MEDIA DECENNALE PER IL PERIODO 1970-2019, DATI ANNUALI PER 2020, 2021 E 2022



Fonte: elaborazioni su dati ACI, 2023

ISPI

¹¹ A. Sileo, "Emissioni: non si risolve tutto con le auto elettriche nuove", *lavoce.info*, 17 febbraio 2023.

Ciò implica che, senza cambiamenti epocali, se si volesse teoricamente sostituire l'intero parco circolante italiano – tasso di sostituzione integrale – occorrerebbero circa trent'anni.¹²

Il tasso di sostituzione integrale riportato in Figura 5.3 (asse di destra), quantifica orientativamente il numero di anni che sarebbero necessari per aggiornare tutto il parco circolante con auto nuove. Tale tasso dipende dalla dimensione del parco e dalle immatricolazioni annue. Com'è facile comprendere, *ceteris paribus*, maggiore è la dimensione del parco e minori sono le immatricolazioni annue, maggiori saranno gli anni necessari a una sostituzione integrale.

Se le tendenze attuale dovessero proseguire fino al 2035 le cose si complicherebbero ulteriormente e gli anni teorici per sostituire il parco sarebbero ben più di trenta.

Questi numeri – a cui se ne potrebbero aggiungere altri, per esempio, sulla aspettativa di vita delle auto di più recente immissione sul mercato – crediamo rappresentino uno dei maggior argomenti a favore di interventi di decarbonizzazione che riguardino anche e da subito gli autoveicoli già in circolazione.

In quest'ottica, i biocarburanti o, meglio, i più ambientalmente performanti tra i carburanti a zero o basse emissioni, la cui caratteristica è proprio quella di poter decarbonizzare i veicoli già in circolazione (o comunque una parte rilevanti di essi), meriterebbero maggior *favor* normativo riguardo agli obiettivi in capo ai produttori automobilistici o almeno pari a quello già previsto per gli *e-fuel*.

¹² Da notare che questo calcolo si fonda sull'ipotesi, invero piuttosto ardita, che ogni auto nuova immatricolata serva a sostituire una di quelle già in circolazione e non contribuisca ad aumentare il parco; in caso contrario sarebbero necessari più anni di quelli qui riportati.

6. Il corridoio Nord-Sud e l'indipendenza dalle forniture di gas russo: il contributo del Baltic Pipe alla sicurezza energetica dell'Europa centro-orientale

Fabrizio Anselmo

Alla fine di novembre 2022, dopo tre anni di lavori e numerosi inconvenienti (dal maltempo a un permesso ambientale negato passando per la pandemia da Covid-19), il Baltic Pipe è diventato pienamente operativo. Un gasdotto, quest'ultimo, che porta il gas norvegese attraverso la Danimarca, in Polonia, consentendo a Varsavia di supplire alle mancate forniture di gas russo, e che, unitamente alle altre infrastrutture concepite nell'ambito della Three Seas Initiative (Tsi), rappresenta uno dei pilastri della strategia volta a costruire un vero e proprio corridoio energetico Nord-Sud in grado di contribuire alla sicurezza energetica dei paesi dell'Europa centro-orientale. Un tema, quello della sicurezza energetica, che alla luce della rottura delle relazioni con Mosca, interessa l'intera Europa. Sul fronte europeo meridionale (Italia in particolare), si è riusciti a far fronte alla carenza di gas russo grazie, soprattutto, al gas proveniente dall'Azerbaijan attraverso il gasdotto Tap nonché grazie a un maggiore ricorso al gas naturale liquefatto (Gnl)¹. La via del Gnl è stata seguita anche al nord, soprattutto in Germania,² puntando inoltre, appunto, sul gas norvegese. Con una grande incognita: fino a quando la Norvegia, a oggi diventato il principale fornitore di gas verso l'Europa, sarà in grado di mantenere questo ruolo?

Una vecchia idea tornata di moda

L'idea di realizzare un gasdotto in grado di collegare i paesi scandinavi con la Polonia risale all'inizio degli anni Duemila, quando, nel settembre 2001, la compagnia energetica polacca PGNiG SA e la compagnia norvegese Statoil firmarono un contratto per la fornitura di 5 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas norvegese all'anno verso la Polonia. Secondo il progetto originario, infatti, un primo quantitativo di gas proveniente dalla Norvegia avrebbe dovuto essere inviato in Polonia attraverso un gasdotto lungo circa 1400 km a partire dal 2008. Ma nello stesso settembre 2001, in seguito alle elezioni parlamentari, il nuovo governo polacco guidato da Leszek Miller decise di sospendere la realizzazione, evidenziando la natura propagandista-elettorale del progetto, nonché a causa del prezzo del gas norvegese ritenuto troppo elevato.³

Il progetto di un gasdotto in grado di collegare Norvegia, Danimarca e Polonia venne nuovamente ripreso qualche anno dopo quando, considerato un progetto di importanza strategica, la sua realizzazione venne pianificata nell'ambito del programma di investimenti

¹ Oltre ai tre rigassificatori da tempo esistenti in Italia (Panigaglia, Livorno e Rovigo), per far fronte alla crisi in corso è stata posizionata una nave di rigassificazione al largo di Piombino mentre un'altra verrà posizionata, nel 2024, nel mare Adriatico.

² DW, "Third floating LNG terminal arrives in northern Germany", 20 gennaio 2023.

³ O. Voytyuk, "The Baltic Pipe and its impact on energy security in Central and Eastern Europe", *Energy Policy Journal*, vol. 25, 2022.

2015-2025 tanto che, nel 2017, Polonia e Danimarca firmarono un accordo di cooperazione⁴ e, l'anno successivo, nel 2018, la Commissione europea approvò, tramite il *Connecting Europe Facility* (Cef), un finanziamento di 266,8 milioni di euro per la sua realizzazione.⁵

Un gasdotto sull'asse Nord-Sud

Sviluppato grazie alla collaborazione tra l'operatore danese del sistema di trasmissione del gas Energinet e l'omologo operatore polacco GAZ-SYSTEM, i quali hanno assunto la decisione finale di investimento nel 2018, il Baltic Pipe è stato (parzialmente) inaugurato, dopo tre anni di lavori, in Polonia nel settembre 2022, alla presenza del presidente polacco Andrzej Duda, per il quale l'inaugurazione del gasdotto rappresenta un "grande passo verso il rafforzamento della sovranità del paese" e del primo ministro Mateusz Morawiecki, secondo il quale con il Baltic Pipe finisce "l'era del dominio russo nel settore del gas, un'era caratterizzata da ricatti, minacce ed estorsioni", del primo ministro danese Mette Frederiksen e del ministro norvegese dell'Energia, Terje Aasland.⁶

Divenuto pienamente operativo dal novembre 2022, con una lunghezza totale di 900 km, il gasdotto consta di cinque componenti chiave, due delle quali sottomarine: un primo tubo che collega i sistemi di trasmissione del gas di Norvegia e Danimarca (e che scorre sotto al mare del Nord) al quale si aggiunge un secondo tubo che collega Danimarca e Polonia (attraverso il mar Baltico).

FIG. 6.1 – IL GASDOTTO BALTIC PIPE



Fonte: baltic-pipe.eu

⁴ Baltic Pipe – From Idea to Decision, *Warsaw Institute*, 21 maggio 2018.

⁵ D. Onyango, "Poland and Norway Launch the Baltic Gas Pipeline to Wean Off Russian Gas", *Pipeline Technology Journal*, 5 ottobre 2022.

⁶ Baltic Pipe gas pipeline officially open, *TVP World*, 27 settembre 2022.

Il Baltic Pipe, che si inserisce quindi all'interno di un corridoio Nord-Sud, è in grado di importare fino a 10 Gcm di gas norvegese all'anno e, in caso di necessità, di trasportare 3 Gcm annui dalla Polonia alla Danimarca, giocando un ruolo molto importante nel processo di diversificazione delle infrastrutture di approvvigionamento del gas, uno dei pilastri della politica energetica europea. Per tale motivo, infatti, la Commissione europea ha riconosciuto al gasdotto, a partire dal 2013, lo status di Project of Common Interest (Pci), con il commissario UE per l'Energia, Kadri Simson, che ha definito il Baltic Pipe “un progetto chiave per la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione e il risultato di una politica dell'UE per diversificare le fonti del gas”, il quale “svolgerà un ruolo prezioso nella mitigazione dell'attuale crisi energetica”.⁷ La compagnia energetica danese Energinet, tra l'altro, ha comunicato che quasi l'80% della capacità del gasdotto è già stata riservata per i prossimi quindici anni.⁸

Gli ostacoli alla realizzazione tra permessi ambientali e incrocio con il Nord Stream

La realizzazione del Baltic Pipe ha richiesto la risoluzione di due questioni fondamentali emerse nel corso del tempo. In primo luogo, infatti, sotto al mar Baltico corre anche un altro gasdotto, il Nord Stream, ponendosi così il problema dell'incrocio tra i due gasdotti. Fondamentale, in tal senso, è stato il supporto della Danimarca che ha firmato un accordo tecnico con la compagnia russa Gazprom specificando le condizioni alle quali tale intersezione sarebbe dovuta avvenire. Un accordo, quest'ultimo, che la Danimarca ha posto quale condizione per l'approvazione da parte della Danish Energy Agency della realizzazione del Nord Stream 2 nella zona economica esclusiva danese.⁹

A rallentare la realizzazione del gasdotto sono intervenuti anche problemi relativi ai permessi ambientali necessari per il suo completamento. Nel giugno 2021, infatti, il Danish Environmental and Food Appeals Board ha revocato il permesso ambientale rilasciato a luglio 2019 dalla Danish Environmental Protection Agency sulla base del fatto che alcuni animali notturni che vivono sull'isola di Fyn non erano sufficientemente protetti.¹⁰ Tale revoca, in realtà, ha impedito la continuazione dei lavori solamente nella sezione danese del gasdotto, senza interferire sulle parti rimanenti, consentendo così un discreto avanzamento dei lavori. La nuova autorizzazione ambientale, giunta a marzo 2022, ha consentito di portare a compimento i lavori.

La Polonia: dal superamento della dipendenza dalla Russia al *phase out* dal carbone

Pur dipendendo, sino allo scoppio della recente crisi ucraina, dalla Russia per le forniture di gas, la Polonia è da tempo uno dei principali avversari di Mosca, accusata ripetutamente di utilizzare l'energia come arma geopolitica. In tale ottica va quindi letta l'opposizione intransigente da parte di Varsavia alla realizzazione del Nord Stream 2, emblema della eccessiva dipendenza dell'Europa dalle forniture di gas russo.

La fornitura di gas russo alla Polonia, oggi interrotta, era regolata da un contratto di lungo periodo firmato nel 1996, a condizioni successivamente ritenute sfavorevoli da Varsavia, in

⁷ [Launch of the Baltic Pipe](#), Directorate-General for Energy, European Commission, 27 settembre 2022.

⁸ M. Cavcic, “[Huge day for Europe as Baltic Pipe goes full throttle](#)”, *Offshore Energy*, 1 dicembre 2022.

⁹ O. Voytyuk, “[The Baltic Pipe and its impact on energy security in Central and Eastern Europe](#)”, cit.

¹⁰ V. Gera, “[Denmark suspends Baltic gas pipeline, in setback for Poland](#)”, *Associated Press*, 4 giugno 2021.

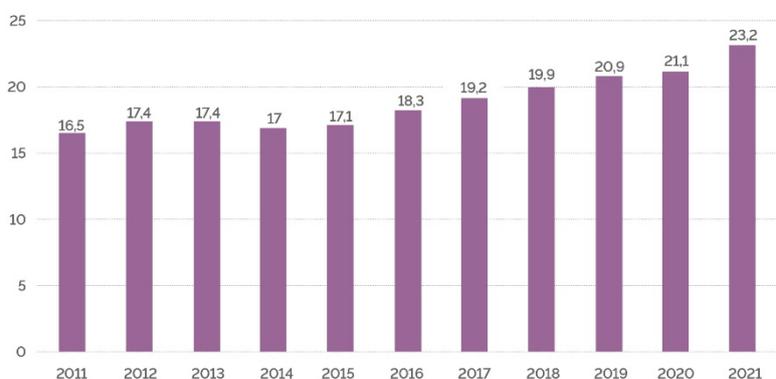
quanto prevedeva un prezzo di vendita divenuto nel tempo più elevato rispetto a quello di mercato e, al contempo, una tariffa di transito giudicata troppo bassa. Nel febbraio 2016, in seguito al fallimento delle trattative con Mosca per la rinegoziazione del contratto, la Polonia decise di rivolgersi al Tribunale arbitrale di Stoccolma aprendo così un contenzioso con Gazprom. Il Tribunale arbitrale riconobbe le ragioni di Varsavia obbligando Gazprom a rimborsare la Polonia per le somme pagate in eccesso nel corso degli anni, con un pagamento di circa sei miliardi di zloty, pari a circa 1,3 miliardi di euro.¹¹

Allo scoppio della crisi ucraina, la Polonia, insieme alla Bulgaria, è stato uno dei primi paesi a vedere interrotte le forniture di gas da parte di Mosca. Ad aprile 2022, infatti, Gazprom ha interrotto il flusso di gas verso la compagnia nazionale polacca PGNiG a causa del mancato pagamento delle forniture che avrebbero dovuto essere corrisposte, secondo quanto stabilito da Mosca nei confronti dei paesi ostili, in rubli.¹²

L'interruzione delle forniture di gas da parte di Gazprom, quindi, è avvenuta in anticipo rispetto alla scadenza del contratto, fissata comunque per la fine del 2022¹³ (la Polonia aveva già da tempo comunicato l'intenzione di non rinnovare l'accordo), il che non ha quindi trovato Varsavia del tutto impreparata.

La Polonia, quindi, è riuscita a sostituire completamente le importazioni di gas naturale dalla Russia, anche grazie alle importazioni di Gnl, ma il Baltic Pipe gioca un ruolo di importanza strategica per il paese soprattutto alla luce del fatto che le riserve nazionali di gas sono alquanto limitate mentre i consumi di gas, fatta eccezione per il 2022, un anno *sui generis*, tendono a crescere di anno in anno.

FIG. 6.2 – CONSUMI POLACCHI DI GAS NATURALE SU BASE ANNUA (GCM)



ISPI

Fonte: elaborazione autore su dati BP, Statistical Review of World Energy 2022

¹¹ O. Voytyuk, “The Baltic Pipe and its impact on energy security in Central and Eastern Europe”, cit.

¹² M. Strzelecki, T. Tsoleva e P. Polityuk, “Russia halts gas supplies to Poland and Bulgaria”, *Reuters*, 27 aprile 2022.

¹³ M. Strzelecki, “Poland ends deal to receive Russian gas after rouble dispute”, *Reuters*, 23 maggio 2022.

Se nel 2016 il consumo annuo di gas della Polonia ammontava a 16,5 Gcm, nel 2021 Varsavia ha consumato 23,2 Gcm di gas a fronte di una produzione nazionale che continua a decrescere di anno in anno (4,5 Gcm nel 2016 contro i 3,9 Gcm nel 2021).¹⁴ Negli ultimi anni, poi, i consumi di gas sono cresciuti in media di 1 Gcm all'anno, il che significa che la capacità del Baltic Pipe sarà sufficiente per far fronte al fabbisogno di gas nel breve periodo mentre, nel medio e lungo periodo, la Polonia dovrà necessariamente incrementare gli acquisti di Gnl proveniente, in particolare, dal Qatar e dagli USA, anche grazie al progetto di aumentare sino a oltre 8 Gcm la capacità annua del terminale di Swinoujscie, operativo dal 2016, e di costruire un nuovo terminale, nella zona di Gdansk, con una capacità potenziale annua di quasi 5 Gcm all'anno.

A ciò si aggiunga il fatto che il nuovo gasdotto potrà fornire un importante contributo al progetto polacco di graduale *phase out* dal carbone, una delle principali sfide che la Polonia dovrà affrontare nei prossimi anni sul fronte energetico, sostituendolo con il gas naturale. Secondo la strategia energetica polacca al 2040, Varsavia intende eliminare l'uso del carbone quale fonte di riscaldamento nelle città entro il 2030 e nelle aree rurali entro il 2040. Un progetto piuttosto ambizioso dal momento che è dal carbone che deriva il 36% della produzione di energia primaria nonché circa il 70% dell'elettricità nel paese. Una dipendenza, quella dal carbone, che nell'attesa del programmato *phase out* può creare problemi nel breve periodo dal momento che delle circa 7 milioni di tonnellate importate ogni anno, l'85% provenivano dalla Russia.¹⁵

Uno strumento di diversificazione degli approvvigionamenti per l'Europa centro-orientale

La Polonia è da tempo impegnata in diversi progetti di diversificazione per aumentare in maniera significativa la propria capacità di importazione. L'operatore nazionale di trasmissione energetica prevede di espandere in modo significativo la rete di trasmissione con circa 2000 km di nuovi gasdotti nelle parti occidentale, meridionale e orientale della Polonia entro il 2025.

La costruzione del Baltic Pipe e l'espansione del sistema di trasmissione polacco possono avere un impatto positivo sulla sicurezza energetica dell'Europa centro-orientale, dal momento che la strategia energetica polacca prevede la realizzazione, nei prossimi anni, di una serie di nuovi interconnettori, che vanno ad aggiungersi a quelli già da tempo operativi con la Germania e la Repubblica Ceca.

In particolare, alle interconnessioni Polonia-Lituania (1,9 Gcm)¹⁶ e Polonia-Slovacchia (5,7 Gcm),¹⁷ recentemente avviate, si aggiungeranno nei prossimi anni l'interconnessione Polonia-Ucraina (5-8 Gcm) nonché il raddoppio di quella con la Repubblica Ceca (6,5 Gcm).

¹⁴ BP, [Statistical Review of World Energy 2022](#).

¹⁵ M. Zaniewicz, [“Central Europe: turning the energy crisis into an opportunity”](#), Commentary, ISPI, 23 novembre 2022

¹⁶ B. Sieniawski, [“Poland opens new gas pipeline from Lithuania”](#), *Euractiv*, 2 maggio 2022.

¹⁷ [CEF Energy: the Gas Interconnector Poland-Slovakia \(GIPS\) celebrates its opening](#), European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency, 26 agosto 2022.

FIG. 6.3 – IL CORRIDOIO NORD-SUD



Fonte: Energy Policy Journal

Un sistema di gasdotti e interconnessioni, quindi, che potrebbe trasformare la Polonia in un'importante via di transito del gas verso i paesi dell'Europa centro-orientale, rafforzando la cooperazione energetica regionale.

Baltic Pipe e l'Iniziativa dei Tre Mari

Il nuovo gasdotto è parte integrante della cosiddetta Three Seas Initiative (Tsi), lanciata nel 2015, che rappresenta un forum di dialogo politico ed economico tra dodici paesi¹⁸ dell'Europa centrale e orientale che si trovano tra il mar Baltico, il mar Nero e il mar Adriatico. Obiettivo principale dell'iniziativa è quello di aumentare la connettività della regione con un focus su infrastrutture ed energia, anche grazie al forte sostegno (politico ed economico) degli Stati Uniti che spingono per ridurre la storica dipendenza di queste regioni dal peso economico, politico e strategico della Russia nonché per limitare i tentativi cinesi di espandere la propria influenza nell'area.

¹⁸ Accanto ai partecipanti iniziali, tutti membri dell'Unione Europea, 15 altri paesi hanno deciso di partecipare di volta in volta a singoli programmi.

Tra i progetti multilaterali del gas definiti strategici dalla Tsi in occasione del vertice di Budapest del 2018, nel corso del quale è stata istituzionalizzata la presenza della Commissione europea, vi sono, oltre a quelli già contemplati dalla strategia energetica polacca (i gasdotti Polonia-Lituania, Polonia-Slovacchia e Polonia-Ucraina) e il Baltic Pipe, la connessione tra Bulgaria, Romania, Ungheria e Austria (Brea), il gasdotto Eastring (Slovacchia, Ungheria, Romania e Bulgaria), l'interconnettore Romania-Ungheria, il gasdotto Iap tra Croazia, Montenegro e Albania nonché il terminale Gnl sull'isola di Krk in Croazia, avviato nel 2021.¹⁹

Si tratta di progetti che hanno ricevuto il sostegno finanziario dell'Unione Europea attraverso il Connecting Europe Facility e che, una volta realizzati, dovrebbero permettere la piena integrazione non solo dei paesi orientali del vecchio continente ma anche con i mercati del gas dei paesi dell'Europa occidentale. Progetti, però, che potrebbero creare non solo importanti sinergie ma anche un certo livello di competizione: oggetto della disputa, infatti, potrebbe essere il ruolo di paese di transito, che garantisce numerosi benefici, soprattutto in termini economici, con alcuni Stati (Polonia inclusa) che potrebbero ambire a tale posizione.²⁰

L'incognita norvegese

Con l'interruzione delle forniture di gas russo in seguito alla crisi ucraina, la Norvegia nel 2022 è diventato il principale fornitore di gas per il vecchio continente. Ma sino a quando il paese scandinavo sarà in grado di mantenere questo ritmo? Un problema, quest'ultimo, di non scarso rilievo dal momento che è proprio il gas norvegese ad alimentare il Baltic Pipe.

Le riserve documentate di gas in Norvegia, infatti, si sono gradualmente ridotte negli ultimi 15 anni, passando da 2,4 a 1,5 trilioni di metri cubi, a fronte di un graduale aumento della produzione (una crescita dell'1,3% tra il 2011 e il 2021),²¹ fatta eccezione per gli ultimi anni che hanno registrato una controtendenza dovuta, in particolare, all'innalzamento delle temperature e alla pandemia da Covid-19, due elementi che hanno contribuito alla riduzione della domanda di gas naturale.

¹⁹ A. Gili, "Infrastrutture: la partita dei Tre Mari", *Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (Ispi)*, 28 aprile 2022.

²⁰ P. Musialek, "The Three Seas Initiative: Natural Gas in Central European Foreign Policy", *Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (Ispi)*, 20 febbraio 2020.

²¹ BP, *Statistical Review of World Energy 2022*.

FIG. 6.4 – PRODUZIONE NORVEGESE DI GAS NATURALE SU BASE ANNUA (GCM)

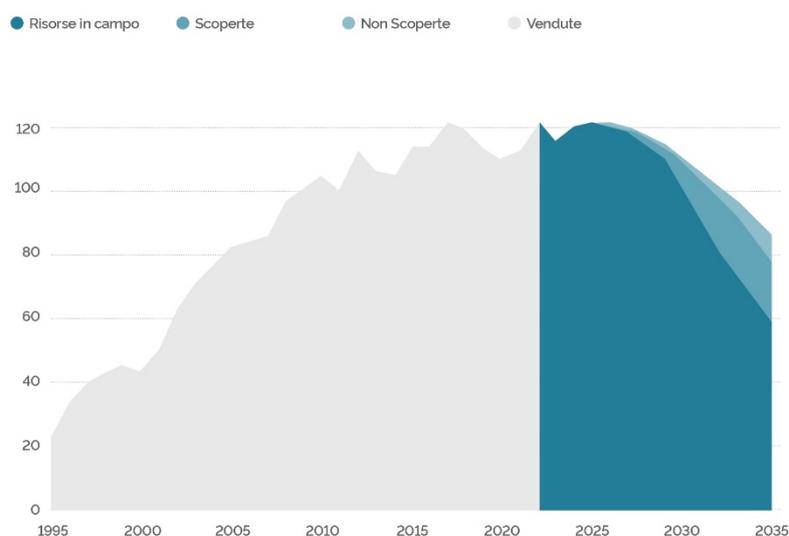


ISPI

Fonte: elaborazione autore su dati BP, Statistical Review of World Energy 2022

Il gas norvegese proviene da tre regioni: il mare del Nord, il mare di Norvegia e il mare di Barents. La regione del mare del Nord presenta il maggiore potenziale, ma i depositi di gas naturale si stanno gradualmente esaurendo, mentre le altre due regioni presentano un potenziale minore, sebbene si ritenga che esistano ancora delle risorse potenziali da scoprire. Secondo alcune previsioni, la produzione di gas rimarrà ancora elevata almeno per i prossimi dieci anni, ma le risorse attuali si esauriranno gradualmente mentre le risorse potenziali sono nettamente inferiori a quelle scoperte sino a oggi.

FIG. 6.5 – VOLUMI ATTESI DI VENDITA DI GAS NATURALE DAI GIACIMENTI NORVEGESI (1995-2035)



ISPI

Fonte: The Norwegian Petroleum Directorate

Ciò significa che, in assenza di nuove significative scoperte, nel lungo periodo le (sole) risorse di gas norvegese non saranno sufficienti per soddisfare il fabbisogno di gas della Polonia e, in particolare, la sua ambizione a diventare paese di transito del gas verso l'Europa centro-orientale.

Conclusione

A causa della mancanza di un corridoio Nord-Sud, la maggior parte dei paesi dell'Europa centro-orientale ha sviluppato una forte dipendenza dalle forniture di gas provenienti dalla Russia, la cui posizione di quasi monopolista ha limitato fortemente la competizione nel mercato del gas naturale.

La costruzione del Baltic Pipe, grazie all'afflusso del gas proveniente dalla Norvegia, ha consentito quindi di incrementare la concorrenza nel mercato del gas, in un contesto penalizzato dalla rottura delle relazioni energetiche con la Russia. Secondo James Henderson, Direttore del Gas Research Programme presso l'Oxford Institute for Energy Studies “la nuova rotta garantisce una diversificazione delle fonti che si rivelerà utile sul piano economico in occasione di future negoziazioni per nuove forniture di gas” dal momento che “creerà un certo livello di competizione evitando di basarsi eccessivamente su di un'unica fonte”.²²

²² F. Derewenda, “The significance of Baltic Pipe: a new economic, environmental and security landscape”, *Ceenergynews*, 1 ottobre 2022.

Il gasdotto, inoltre, contribuirà al rafforzamento della sicurezza energetica della Polonia ponendola al contempo in prima fila nel progetto di diventare paese di transito del gas verso i paesi dell'Europa centro-orientale. Un'ambizione che, come visto sopra, non potrà basarsi, nel medio-lungo periodo, sul solo gas proveniente dalla Norvegia, dove, tra l'altro, la compagnia italiana Eni gioca un ruolo di primo piano nella produzione di idrocarburi (attraverso Var Energy),²³ rendendo sempre più strategico il ruolo del gas naturale liquefatto proveniente dal Qatar e dagli Usa.

Ma, soprattutto, un progetto che, unitamente a quanto sta avvenendo nelle altre parti d'Europa, giocherà un ruolo fondamentale nel rendere il vecchio continente in grado di rendersi definitivamente indipendente dalle forniture di Mosca.

²³ [“Eni annuncia la nascita di Vår Energi”](#), *Eni*, 12 dicembre 2018.

7. Indonesia, tra transizione energetica e il ruolo tradizionale del gas naturale

Fabio Indeo

Nonostante le ingenti riserve di gas naturale (le terze maggiori nella regione indo-pacifico) e il suo ruolo tradizionale di esportatore verso i proficui mercati asiatici, l'Indonesia appare fermamente impegnata nella transizione energetica, ovvero nel crescente utilizzo di energie rinnovabili (geotermico, idroelettrico, solare e *biofuel* in particolare) in modo da raggiungere sia l'obiettivo strategico del 23% di fonti rinnovabili nel consumo totale di energia entro il 2025 (target definito all'interno del blocco regionale Asean)¹ sia la neutralità carbonica entro il 2060. Questo impegno risulta largamente motivato dalla necessità di ridurre le emissioni inquinanti di un sistema energetico nazionale fortemente imperniato sull'utilizzo del carbone (risorsa abbondante ed economica) e degli altri combustibili fossili.

Parallelamente, le autorità indonesiane vorrebbero tuttavia incrementare la produzione nazionale di gas naturale per soddisfare il prospettato aumento della domanda interna, ma anche per alimentare le esportazioni verso il mercato regionale delle nazioni Asean (e non solo verso Cina, Giappone e Corea del Sud) destinate a diventare entro il 2025 importatrici nette di gas naturale. L'attività della compagnia energetica italiana Eni nell'ambito dell'esplorazione e produzione nell'arcipelago indonesiano sembra funzionale al raggiungimento di questa finalità strategica: a ottobre 2023, l'Eni ha scoperto un importante giacimento *offshore* di gas, destinato in futuro a incrementare la produzione nazionale e il volume delle esportazioni.

La carta delle rinnovabili: transizione energetica e progetti d'integrazione elettrica regionale

L'Indonesia si configura come uno Stato che presenta elevati consumi di energia – i maggiori all'interno dell'Asean, pari al 36% dell'intera regione – destinati tuttavia a crescere ulteriormente per supportare lo sviluppo dell'economia nazionale (Giacarta detiene il maggior prodotto interno lordo nell'area Asean) e i bisogni di una popolazione in continua crescita, che dovrebbe raggiungere i 335 milioni di persone: dal 2009 la domanda energetica cresce annualmente del 3,5% ma è destinata a triplicare entro il 2050, ponendo una serie di sfide strategiche da affrontare.²

Se analizziamo la composizione del consumo totale di energia primaria, il carbone rappresenta la fonte principale (37%, in crescita se consideriamo che dieci anni fa era al 21%), seguita da petrolio (32%, in calo rispetto al 43% del 2010), gas naturale (17%), e rinnovabili

¹ L'Associazione degli Stati del sud est asiatico (Asean) comprende dieci nazioni: Brunei, Cambogia, Filippine, Indonesia, Laos, Malesia, Myanmar, Singapore, Thailandia, Vietnam.

² International Renewable Energy Agency (Irena), *Indonesia Energy Transition Outlook*, 2022.

al 14,4% (all'interno delle quali le biomasse rappresentano il 7%, 3% idroelettrico, 4% geotermico e altre rinnovabili non idroelettriche).³

Per soddisfare la prospettata crescita della domanda e dei consumi ed evitare un incremento dalle importazioni – destinate a impattare economicamente sul bilancio nazionale in termini di costi – il governo indonesiano intende puntare sulla valorizzazione della produzione endogena di energia.

In termini di risorse nazionali, in aggiunta alle cospicue riserve di gas naturale e di carbone (il cui consumo dovrà essere progressivamente ridotto nel medio termine per mantenere l'impegno di azzerare le emissioni inquinanti) l'Indonesia dispone di un'interessante varietà di fonti di energia rinnovabile da valorizzare (idroelettrico, geotermico, solare) che le potranno consentire di sviluppare un sistema energetico sostenibile basato sulla produzione di energia pulita e di raggiungere entro il 2060 l'ambizioso obiettivo della neutralità climatica.

Secondo il governo indonesiano,⁴ in termini di capacità produttiva l'energia solare possiede il potenziale maggiore (208 GW) – assieme all'idroelettrico (94 GW) – ma il geotermico (23,9%) rappresenta un'opzione allettante per raggiungere gli obiettivi climatici: infatti il 25% della capacità di produzione mondiale di energia geotermica è concentrato tra Indonesia e Filippine, rendendo particolarmente allettante lo sviluppo di questa risorsa endogena per diversificare il mix energetico.⁵ L'obiettivo nazionale è quello di raggiungere una capacità di produzione pari a 7,8 GW nel 2030 e 9,3 GW nel 2035, anche se la produzione attuale è pari a 2 GW, il 7% del potenziale totale.⁶

Questa volontà politica di aumentare il ricorso alle rinnovabili e promuovere un processo di decarbonizzazione riflette non soltanto la necessità di garantirsi la sicurezza energetica in un contesto di crescenti consumi domestici, ma anche la preoccupazione di fronte agli effetti del cambiamento climatico: l'Indonesia è infatti responsabile del 35% delle emissioni di CO₂ della regione Asean, e decima maggiore nazione al mondo per emissioni di gas serra. L'arcipelago indonesiano è estremamente vulnerabile e pericolosamente esposto ai cambiamenti climatici, in quanto l'innalzamento del livello delle acque minaccia di sommergere la capitale Giacarta e le popolazioni delle aree costiere.

Ne consegue anche un impegno sul piano internazionale, per esempio nel corso del G20 svoltosi a Bali a novembre 2022 il presidente Widodo ha posto l'accento sul tema della transizione energetica sostenibile e inclusiva, anche se nella *Bali Energy Transition Roadmap* si sottolineava la necessità di tenere in considerazione le peculiarità dei differenti scenari energetici nazionali nel raggiungimento dell'obiettivo della transizione energetica *green*. Per rendere maggiormente incisive le politiche nazionali, l'Indonesia alla fine del 2022 ha deciso di rivedere al rialzo i propri impegni climatici nazionali (Ndc, Nationally Determined Contribution) per allinearli ai target degli Accordi di Parigi, impegnandosi cioè a ridurre entro il 2030 le emissioni di carbone tra il 29% (senza condizioni) e il 41% (“*conditional*”, cioè da

³ US Energy Information Administration, *Indonesia, Country Analysis Executive Summary*, 24 September 2021.

⁴ Government of Indonesia, *MEMR. 2020. Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*, 2020.

⁵ Tra le altre rinnovabili, le biomasse hanno un potenziale del 32,6%, l'eolico un potenziale del 60%, mentre per lo sfruttamento dell'energia degli oceani e delle maree si prevede un potenziale del 17,9%.

⁶ Asian Development Bank (Adb), *Indonesia Energy Sector Assessment, Strategy and Road Map Update*, 2020.

raggiungere potenzialmente con il supporto degli attori internazionali), oltre alla neutralità climatica.⁷

A questo si aggiungano gli sforzi per raggiungere gli obiettivi energetici ufficiali assunti in ambito Asean: copertura totale dell'arcipelago con una rete di distribuzione elettrica nazionale entro il 2022 (obiettivo raggiunto con lieve ritardo agli inizi del 2023); 23% di fonti di energia rinnovabili all'interno della domanda energetica nazionale entro il 2025, 31% entro il 2050; entro il 2030 19,6% di rinnovabili all'interno del mix energetico necessario per produrre elettricità.⁸

Secondo l'Agencia Internazionale dell'Energia (Iea), l'Indonesia potrebbe sviluppare una produzione di energia rinnovabile pari a 788 GW, permettendole agevolmente di raggiungere sia gli obiettivi Ndc, sia quelli assunti in ambito Asean.⁹ Per il momento, la nazione produce 11 GW da fonti rinnovabili, anche se secondo il *business plan* sulla produzione di energia elettrica Ruptl 2021-2030 la nazione sarà in grado di produrre ulteriori 20,9 GW di energia da fonti rinnovabili, 50% di queste da idroelettrico (10,4 GW), seguito da solare e geotermico.¹⁰

In quest'ottica, assume una rilevanza indiscutibile il ruolo dell'Indonesia all'interno del progetto Apg (Asean Power Grid), volto a creare una rete elettrica regionale integrata attraverso la realizzazione di una serie di interconnessioni regionali per la distribuzione di energia pulita prodotta da fonti rinnovabili. Alla base dell'Apg vi è una dimensione fortemente inclusiva, che parte da una cooperazione energetica bilaterale (interconnessioni tra due Stati confinanti), per poi espandersi su un piano subregionale sino all'obiettivo finale di un sistema energetico regionale totalmente integrato. Nel progetto le nazioni Asean sono suddivise in tre sub-sistemi o gruppi, all'interno dei quali l'Indonesia è compresa sia nel Lower West System (la connessione elettrica tra le isole indonesiane di Sumatra e Batam con gli Stati peninsulari come Singapore, Malesia e Thailandia) e nell'East System (Kalimantan occidentale connesso con Brunei, parti della Malesia e Filippine).¹¹

Il punto di forza di questa iniziativa è rappresentato dalla possibilità di combinare il variegato potenziale delle fonti rinnovabili prodotte dalle nazioni del Sudest asiatico, garantendo un sistema di approvvigionamenti energetici flessibile e integrato grazie alle interconnessioni regionali: per esempio il Laos contribuirà sviluppando il suo enorme potenziale di energia idroelettrica, l'Indonesia con l'incremento della produzione di energia geotermica e solare, e poi le Filippine (geotermico), Vietnam, Singapore, Malesia (solare).¹²

Attualmente sono stati implementati solo alcuni progetti di interconnessione elettrica nella parte continentale della regione: sicuramente, la connessione elettrica intestatale Laos-Thailandia-

⁷ Irena (2022), p. 43; H. Batih, "Indonesia's Energy Transition Opportunities for ASEAN's 2023 Chair", *NBC Commentary*, The National Bureau of Asian Research, 2 March 2023.

⁸ Asean Center for Energy, *Asean Plan of Action for Energy Cooperation (Apaec) 2016-2025 Phase II*, 23 November 2020.

⁹ International Energy Agency (Iea), *Southeast Asia Energy Outlook*, 2022.

¹⁰ Perusahaan Listrik Negara, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030", P2021, 2021.

¹¹ Asean Centre for Energy (Ace), *The 7th ASEAN Energy Outlook (AEO7)*, Jakarta, 2022, pp. 89-90.

¹² F. Indeo, "ASEAN-EU energy cooperation: sharing best practices to implement renewable energy sources in regional energy grids", *Global Energy Interconnections*, vol. 2, n. 5, 2019, pp. 396-98.

Malesia-Singapore appare il progetto “bandiera” dell’Asean, basato sulla commercializzazione di energia idroelettrica prodotta dal Laos. Nell’ambito dell’Asean Interconnection Masterplan Study, il governo di Giacarta è impegnato per promuovere i due progetti di interconnessione elettrica con la Malesia (Sumatra-penisola malese e Kalimantan-Sabah), di prioritaria rilevanza in quanto costituirebbe la prima interconnessione elettrica sottomarina nella regione. Le compagnie elettriche nazionali (l’indonesiana Pln e la malese Tnb) stanno lavorando sullo studio di fattibilità assieme all’*Asean Centre for Energy*. Un altro progetto di connettività regionale per garantire una sicurezza energetica sostenibile riguarda la cooperazione tra Brunei Darussalam, Indonesia, Malesia e Filippine (area Bimp).¹³

Gas, chokepoints e mercati regionali: il ruolo dell’Eni

Nella regione Asia-Pacifico, l’Indonesia detiene le terze maggiori riserve di gas naturale, dietro a Cina e Australia, e rappresenta il quindicesimo produttore mondiale (quarto posto in ambito regionale dietro Cina, Australia e Malesia). Tuttavia, nel corso degli ultimi anni una ridotta attività di esplorazione e il crollo della produzione nei giacimenti maturi esistenti ha determinato una significativa contrazione dell’entità delle riserve, passate dai 3000 miliardi di metri cubi (Gmc) del 2010 agli attuali 1300 Gmc, ovvero un crollo di quasi il 60%.¹⁴ Secondo il ministro indonesiano per l’energia Tasrif, ci sarebbero 68 bacini contenenti idrocarburi non ancora esplorati, potenzialmente utili per incrementare la produzione nazionale da destinare sia alla domanda interna sia alle esportazioni. Occorrono tuttavia condizioni favorevoli per attirare le compagnie internazionali e proteggere i loro investimenti.¹⁵ Nel 2022 il governo di Giacarta ha approvato un piano di sviluppo – per un valore di 3 miliardi di dollari – del sito East Natuna (in particolare il giacimento D-Alpha), scoperto dall’Agip negli anni Settanta ma con un potenziale intatto (teoricamente enorme, ovvero oltre 6000 Gmc, ma per l’elevata concentrazione di ossigeno, il potenziale sfruttabile è pari a 1.300).¹⁶ A rendere problematico lo sviluppo, la posizione delle isole Natuna in un’area geopoliticamente sensibile come il Mar Cinese Meridionale, dove la Cina avanza frequentemente le proprie rivendicazioni e potrebbe costituire un elemento di tensione.

Nel 2022 la produzione di gas si è attestata a 57,7 Gmc, in costante riduzione poiché nel 2018 era pari a 72 Gmc e dieci anni fa era di 78 Gmc: anche il consumo di gas appare in calo (da 44 Gmc del 2019-2020 ai 37 Gmc del 2022) per un maggiore ricorso al carbone.

Per quanto concerne le esportazioni, la posizione geografica della nazione (arcipelago composto da isole) facilita lo sviluppo dell’opzione rappresentata dal gas naturale liquefatto (Gnl), anche se da oltre un ventennio l’Indonesia esporta gas naturale nei mercati di Singapore attraverso il gasdotto Grissik-Batam-Singapore (dall’isola di Sumatra) e con un

¹³ “ASEAN Centre for Energy strengthens regional partnerships through multiple MoUs”, *The Jakarta Post*, 4 settembre 2023.

¹⁴ British Petroleum, *Statistical Review of World Energy 2021*, 2021, p. 34.

¹⁵ J.N. Shofa, “Indonesia Still Has 68 Unexplored Oil and Gas Basins”, *Jakarta Globe*, 22 febbraio 2023.

¹⁶ “Indonesian government auctions gas field in East Natuna”, *Indonesia Business Post*, 14 giugno 2023.

gasdotto sottomarino West Natuna-Singapore. Nel 2022 i volumi trasportati ammontavano a 6 Gmc, e le due parti hanno rinnovato il contratto in scadenza nel 2023.¹⁷

Nonostante i volumi siano in calo – 15,5 Gmc esportati nel 2022, a fronte dei 24,5 Gmc del 2012 – l’Indonesia rappresenta un importante *supplier* di Gnl (anche se questo ruolo si è notevolmente ridimensionato, passando dal maggior esportatore al mondo di Gnl alla settima posizione), esportato essenzialmente verso i mercati regionali (Asean e Asia orientale): la Cina è il maggior acquirente con 5,1 Gmc di Gnl acquistato nel 2022, seguito da Singapore (4,4 Gmc), Giappone (3,5 Gmc) e Corea del Sud (1,5 Gmc).¹⁸ A corredo di questi dati, vanno necessariamente aggiunte delle considerazioni di natura geopolitica che sostanzialmente rafforzano l’importanza geografico-strategica dell’Indonesia come *supplier* regionale: Giacarta controlla infatti – assieme a Singapore – lo stretto di Malacca, *chokepoint* energetico globale attraversato quotidianamente da oltre 16 milioni di barili di petrolio provenienti dai produttori medio-orientali e africani e diretti verso le maggiori economie dell’Asia orientale. Per spiegare meglio la centralità di Malacca, si consideri che il 62% delle importazioni petrolifere cinesi attraversa questo *chokepoint*, mentre la dipendenza di Giappone e Corea del Sud è addirittura maggiore, rispettivamente 89% e 69%. Nell’ipotesi di un eventuale blocco del transito attraverso Malacca, legato alle tensioni geopolitiche tra Cina e Stati Uniti sull’Oceano Indiano (a partire dallo status di Taiwan), il traffico energetico marittimo verrebbe dirottato sull’arcipelago indonesiano, attraverso gli stretti di Lombok e Sunda (con maggiori tempi di trasporto e costi ma garantendo il regolare flusso sui mercati).¹⁹

Il previsto incremento della domanda energetica nella regione Asean e gli elevati livelli di consumo di gas dei mercati asiatici schiudono prospettive di sviluppo enormi per il settore gassifero indonesiano, un’opportunità per rafforzare la propria posizione sui mercati internazionali.

In generale, la regione Asia-Pacifico assorbe il 65% della domanda globale di Gnl, mentre nel 2022 il Giappone è ridiventato il maggior importatore mondiale di Gnl (assorbendo il 60% della crescita della domanda globale dell’anno di riferimento) soppiantando la Cina.²⁰

Secondo gli scenari prospettati dalla Iea, il consumo di gas nella regione Asean è destinato a crescere del 40% entro il 2030 (190-201 Gmc entro 2030) ma con una produzione sostanzialmente stagnante – con lievi incrementi insufficienti a soddisfare la prevista crescente domanda – mentre entro il 2050 è previsto un ulteriore incremento di 50 Gmc, in larga parte coperto da Indonesia e Malesia.²¹

Parallelamente, il blocco Asean diventerà importatore netto di gas naturale entro il 2025 (cinque anni prima del previsto), essenzialmente in forma liquefatta data la difficoltà di

¹⁷ “Indonesia to continue supplying natural gas to S’pore after contract expires in 2023: Minister”, *The Straits Times*, 25 ottobre 2022.

¹⁸ Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2023*.

¹⁹ F. Indeo, “The Growing Role of East Asia for the Middle East: Geopolitical Implications of a Strategic Cooperation”, in R. Kowner e Y. Evron (a cura di), *East-West Asian Complex Relations*, Routledge, 2023 (in corso di pubblicazione).

²⁰ Energy Institute (2023).

²¹ Iea (2022).

realizzare gasdotti. La Iea stima che le importazioni cresceranno da 13 Gmc del 2020 a 128 Gmc nel 2050, volumi che Indonesia e i principali produttori di gas regionali (Malesia e Brunei) non saranno capaci di coprire.²²

Ricalcando la stessa ratio alla base dell'Apq, il progetto del gasdotto Trans-Asean e lo sviluppo di una rete integrata regionale di terminal Gnl mirano a rafforzare la condizione di sicurezza energetica, garantendo approvvigionamenti alle nazioni maggiormente esposte per i consumi elevati. Al momento sono stati commissionati tredici progetti di gasdotti e interconnessioni tra nazioni tra loro confinanti.²³

Si rilevano numerose analogie con le priorità contenute nel documento di sicurezza energetica europea del 2014, dove oltre alla diversificazione geografica dei fornitori si puntava sullo sviluppo di terminal Gnl collegati a una rete di interconnessioni regionali capaci di garantire il *reverse flow* degli approvvigionamenti energetici.²⁴

In questo scenario futuro, con un incremento della produzione l'Indonesia potrebbe garantire un contributo notevole, utilizzando i tre terminal Gnl già operativi (con quello di Bontang che rappresenta uno dei maggiori al mondo per capacità) e il quarto in fase di realizzazione (Progetto Abadi Lng) che dovrebbe diventare operativo dal 2027: la compagnia energetica giapponese INPEX e la Shell sono impegnate nello sviluppo dei giacimenti nel blocco *offshore* di Masela – con una potenziale produzione di 9,5 milioni di tonnellate di Gnl all'anno, che equivalgono al 10% del totale delle importazioni nipponiche – destinati ad alimentare il terminal in costruzione.²⁵

La compagnia energetica italiana Eni è presente nell'arcipelago indonesiano dalla fine degli anni Sessanta, ma negli ultimi anni ha decisamente rafforzato le proprie attività nel settore dell'esplorazione e della produzione, ottenendo significativi risultati. In quest'ottica, la cooperazione con l'Eni appare funzionale alla strategia energetica indonesiana, indirizzata a incrementare la propria produzione domestica di gas naturale e accrescere così il ruolo di *supplier* regionale.

Nel corso del 2023, l'Eni ha compiuto diverse mosse rilevanti, che rientrano in una strategia di ampio respiro finalizzata alla creazione di un sistema integrato di esplorazione-produzione-lavorazione-commercializzazione nell'arcipelago indonesiano.

A giugno 2023 l'Eni ha acquisito la Neptune Energy, partner della compagnia italiana nei progetti sul bacino del Kutei, mentre a luglio ha acquisito le partecipazioni (inclusa l'*Operatorship*) di Chevron nei blocchi Ganai Psc (Chevron 62%), Rapak Psc (Chevron 62%) e Makassar Straits Psc (Chevron 72%), nel bacino di Kutei, East Kalimantan, nell'*offshore* dell'Indonesia.

L'acquisizione delle attività di Chevron in Indonesia consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo del progetto Idd – Indonesia Deepwater Development – che prevede l'avvio della produzione dei giacimenti di gas di Bangka, Gendalo e Gehem (riserve stimate in 84 Gmc) situati nello stretto di Makassar, nei pressi dell'isola del Borneo. L'azienda energetica statale

²² *Ibidem*.

²³ Asean, Trans-ASEAN Gas Pipeline; M. A.C. Putriastuti, N. Asrifa, "Pipe dreams: turning an interconnected ASEAN gas market into a reality", *The Interpreter*, Lowy Institute, 15 agosto 2023.

²⁴ Indeo (2019).

²⁵ "Japan's Inpx submits revised development plan for Abadi LNG project", *Reuters*, 4 aprile 2023.

indonesiana Pertamina e la cinese Sinopec sono gli altri *stakeholders* coinvolti con Eni nello sviluppo del progetto Idd.²⁶

Ai primi di ottobre, le attività di esplorazione condotte nella licenza di North Galal (circa 85 km di distanza dalla costa orientale del Kalimantan) hanno determinato la scoperta di un importante giacimento di gas naturale (Geng North-1) con riserve stimate preliminarmente in 140 Gmc. Questa scoperta risulta particolarmente significativa nella strategia Eni, in quanto consentirà la creazione di un centro di produzione gassifera aggiuntiva nella parte settentrionale del bacino del Kutei, da dove verranno inviati volumi di gas al terminal di liquefazione di Bontang, sulla costa del Kalimantan orientale.²⁷ Inoltre, la prossimità geografica delle aree di esplorazione e produzione permetterà di massimizzare gli sforzi e di contenere costi e investimenti sfruttando le infrastrutture esistenti.

In attesa che questi progetti vengano realizzati, attualmente Eni produce gas dai giacimenti di Jangkrik (appartenente al blocco *offshore* Muara Bakau, dove Eni detiene quote per il 55%) e Merakes – rispettivamente dal 2017 e da aprile 2021 – che si trovano anch’essi nel bacino del Kutei e in prossimità dell’area offshore di pertinenza Idd: una volta estratto, il gas viene processato nell’Unità di Produzione Galleggiante (Fpu) di Jangkrik e successivamente inviato all’impianto di liquefazione di Bontang, che provvede poi alla commercializzazione volta a soddisfare prevalentemente la domanda del mercato indonesiano.²⁸ Nel 2022 Eni ha prodotto in Indonesia 3,3 Gmc. Nei prossimi anni verrà portato a compimento il piano di sviluppo per avviare la produzione dal pozzo di gas di Maha, la cui produzione verrà convogliata sulla Fpu di Jangkrik.

Conclusioni

Il potenziale esistente in termini di rinnovabili e gas naturale sembra legittimare l’ambizione indonesiana di ergersi nel ruolo di *supplier* regionale. L’auspicata realizzazione della rete elettrica regionale integrata – all’interno della quale Indonesia e i paesi Asean immettono energia pulita prodotta da diverse fonti rinnovabili – rappresenterebbe un modello di cooperazione energetica e politica da seguire, nonostante la necessità di risolvere alcune distorsioni, come per esempio la natura geografica della nazione costituita da un arcipelago composto da diverse isole, condizione che rende necessaria la creazione di un capillare sistema di distribuzione realmente efficiente e integrato.

Per quanto concerne il gas naturale, vista la domanda esistente in ambito regionale e asiatico il governo di Giacarta dovrebbe realmente intervenire creando condizioni di business ancora più favorevoli per attirare le compagnie internazionali e gli investitori stranieri.

Nonostante gli sforzi, l’obiettivo della neutralità climatica entro il 2060 appare di difficile realizzazione, analogamente alla maggior parte delle nazioni che hanno assunto questo impegno nonostante si connotino per un sistema energetico domestico fortemente improntato sui combustibili fossili.

²⁶ “Ecco come l’Eni si sta rafforzando in Indonesia”, *Energia Oltre*, 25 luglio 2023.

²⁷ G. Ferraino, “Eni scopre un giacimento record in Indonesia: 140 miliardi di metri cubi di gas”, *Corriere della Sera*, 3 ottobre 2023.

²⁸ Eni, “Le nostre attività in Indonesia”.

Un discorso a parte meriterebbe il ruolo che Giacarta potrebbe ritagliarsi nella *supply chain* globale per quanto concerne la transizione energetica, in quanto Indonesia e Filippine sono i due maggiori produttori mondiali di nickel, minerale critico che riveste un'importanza cruciale nella tecnologia verde per la produzione delle batterie agli ioni di litio necessarie per le auto elettriche. Se consideriamo che la domanda mondiale di nickel dovrebbe aumentare di venti volte entro il 2040, si possono comprendere la decisione del presidente Widodo di bandire le esportazioni del minerale grezzo, con l'obiettivo di sviluppare un'industria di raffinazione e lavorazione locale, attualmente seconda al mondo dietro il semi-monopolio della capacità di lavorazione detenuto dalla Cina e con immense prospettive di espansione.

TAB. 7.1 – ASEAN POWER GRID: PROGETTI DI INTERCONNESSIONE

	Progetti di interconnessione energetica	Status di operatività commerciale	Status
1	Malesia peninsulare-Singapore	Esistente dal 2020	
2	Thailandia - Malesia peninsulare		
	Sadao - Bukit Keteri	Esistente	
	Khlong Ngae - Gurun	Esistente	
	Su Ngai Kolok - Rantau Panjang	Da confermare	
	Khlong Ngae - Gurun (2nd Phase, 300MW)	Da confermare	
3	Sarawak - Malesia peninsulare	Da confermare	
4	Malesia peninsulare - Sumatra	2020	Progetto prioritario
5	Batam - Singapore	Da confermare	
6	Sarawak - West Kalimantan	Da confermare	
7	Filippine- Sabah	Da confermare	
8	Sarawak - Sabah - Brunei		
	Sarawak - Sabah	2022	
	Sabah - Brunei	Escluso	
	Sarawak - Brunei	2021	Progetto prioritario
9	Thailandia - Laos		
	Roi Et 2 - Nam Theun 2	Esistente	
	Sakon Nakhon 2 - Thakhek - Then Hinboun (Exp.)	Esistente	
	Mae Moh 3 - Nan - Hong Sa	Esistente	
	Udon Thani 3- Nabong (converted to 500KV)	Esistente	
	Ubon Ratchathani 3 - Pakse - Xe Pian Xe Namnoy	Esistente	
	Khon Kaen 4 - Loei 2 - Xayaburi	Esistente	
	Nakhon Phanom - Thakhek	Esistente	
	Thailand - Lao PDR (New)	Da confermare	
10	Laos- Vietnam		
	Xekaman 3-Thanh My	Esistente	
	Xekaman 1-Pleiku 2	Esistente	
	Nam mo-Ban Ye	Da confermare	
	Luang Pragang-Nho Quan	Da confermare	
11	Thailandia - Myanmar	Da confermare	
12	Vietnam - Cambogia		
	Chau Doc-Takeo-Phnom Penh	Esistente	
	Tay Ninh-Stung Treng	Da confermare	
13	Lao PDR - Cambogia	2017	Progetto prioritario
	Ban Hat-Kampong Sralao	Esistente	
	Ban Hat-Stung Treng	Esistente	
14	Thailandia - Cambogia		
	Watthana Nakhon-Aranyaprathet-Nateay Maenchey	Esistente	
	Thailandia - Cambogia	Post 2020	
15	East Sabah - East Kalimantan	Da confermare	
16	Singapore - Sumatra	Da confermare	

Fonte: [Acc](#)

8. La crisi energetica come limite strutturale all'azione politica delle repubbliche dell'Asia centrale

Frank Maracchione

Il 7 ottobre 2023 il gas russo ha iniziato a scorrere in direzione sud verso l'Uzbekistan attraverso i gasdotti "Asia centrale-Centro", tipicamente utilizzati nella direzione opposta per il trasporto di gas verso la Russia. Il Presidente dell'Uzbekistan Shavkat Mirziyoyev, nel corso della conferenza stampa che ha annunciato l'accordo per la fornitura di gas russo verso l'Uzbekistan attraverso il Kazakistan, ha sottolineato che l'importazione di gas permetterà "la fornitura ininterrotta di idrocarburi per l'economia e per le abitazioni"¹ del paese, facendo riferimento alla carenza di forniture elettriche legate ai picchi di domanda stagionali. La decisione giunge dopo mesi in cui la Russia ha corteggiato Uzbekistan e Kazakistan, entrambi paesi sottoposti a forti pressioni collegate alla scarsità di energia, con l'idea di una tripla unione per il commercio di gas naturale che avrebbe collegato l'estrazione, la produzione e la distribuzione di energia dei tre paesi².

Il dossier energetico è oggi oggetto di una crescente attenzione internazionale, principalmente a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio del 2022. In alcune regioni del mondo, invece, la questione energetica era al centro del dibattito pubblico già prima dell'invasione. Per esempio, i paesi dell'Asia centrale soffrivano di ricorrenti deficit energetici e relativi blackout di energia elettrica e riscaldamento. Le popolazioni di almeno quattro delle cinque repubbliche dell'Asia centrale – Kazakistan, Kirghizistan, Tagikistan e Uzbekistan – sono spesso vittime di carenza di risorse, nonostante la regione sia famosa per la sua ricchezza energetica. Il Kazakistan, per esempio, è uno dei maggiori produttori mondiali di gas naturale e petrolio, ma tra dicembre 2022 e febbraio 2023 ha sofferto di carenza di energia, interruzioni del riscaldamento e relativo razionamento di gas. Una simile situazione si osserva in Uzbekistan, altro paese esportatore di energia – e in particolare gas naturale – che si è trovato in circostanze analoghe³. Per di più, il Central Asia Regional Economic Cooperation Program (Carec) per la Asian international bank stima che entro il 2030 lo sviluppo economico delle repubbliche centroasiatiche si tradurrà in un incremento della domanda di energia pari al 30% rispetto a quella attuale (vedi figura 8.1).⁴

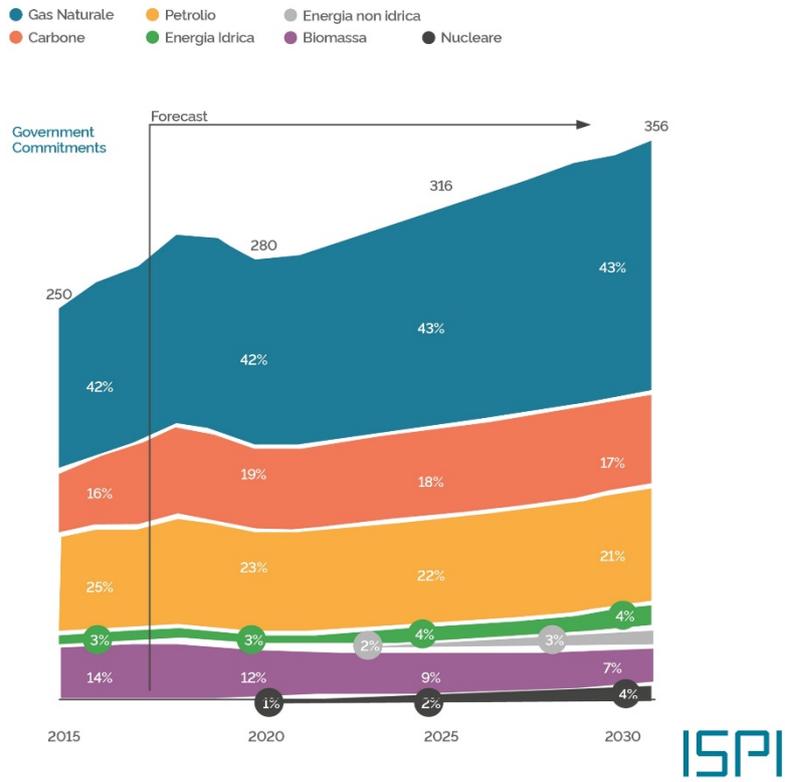
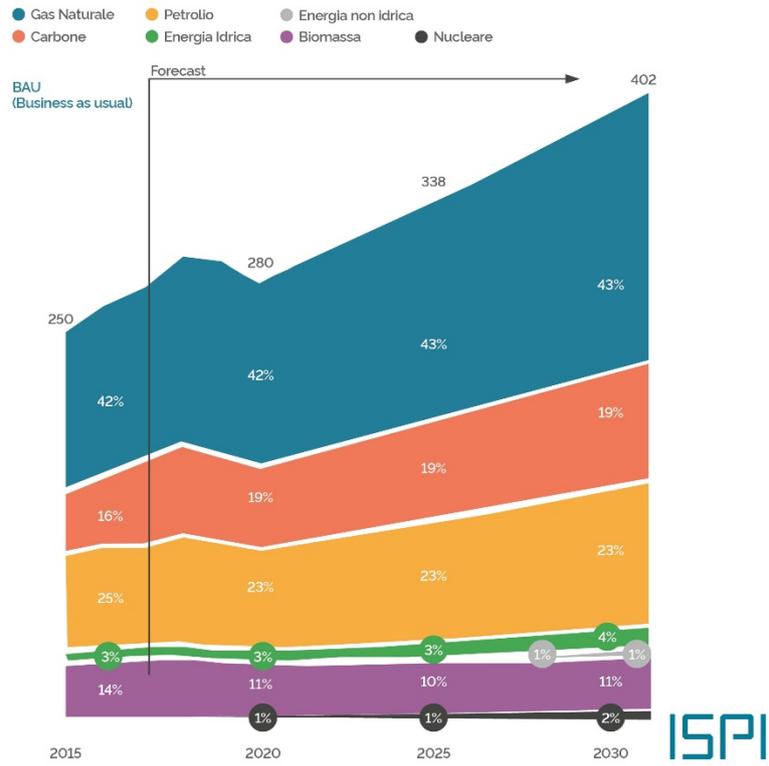
FIG. 8.1 – INCREMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA NELLE REPUBBLICHE CENTROASIATICHE

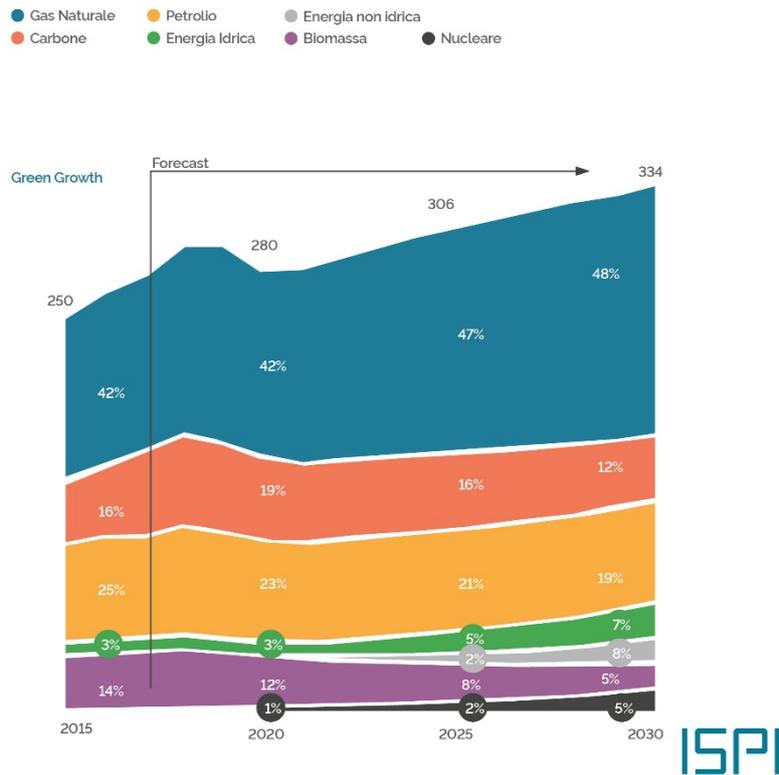
¹ Presidenza della Federazione Russa, *Launch of Russian gas supplies to Uzbekistan via Kazakhstan*, 7 ottobre 2023.

² T. Umarov, "Is Putin about to get his gas union with Kazakhstan and Uzbekistan?", *Carnegie*, 13 marzo 2023.

³ A. Losz e T. Mitrova, *Central Asia's Overlooked Energy Crisis: What It Means for the Global Gas Market*, Center on global energy policy, Columbia University, 28 marzo 2023.

⁴ La misura si riferisce all'intera regione Carec, esclusa la Repubblica Popolare Cinese. Per una lista degli Stati inclusi consultare il [report](#) (Adb, *Carec Energy Outlook 2030*).





Le crisi energetiche stagionali, oltre a rappresentare una minaccia per il benessere della popolazione e la tenuta economica dei paesi in oggetto, hanno una forte influenza sulla libertà d'azione delle repubbliche centroasiatiche innanzi alle tensioni tra l'Occidente e le potenze attive nella regione, quali la Cina e, soprattutto, la Russia. In questa prospettiva, l'articolo presenta come la mancanza di energia, causata da una cattiva gestione delle risorse o dal progressivo esaurimento delle risorse fossili e naturali (anche collegato al cambiamento climatico), possa trasformarsi nella recrudescenza di vecchie dipendenze e gerarchie economiche e politiche, in particolare nell'ambito del commercio di idrocarburi con la Federazione Russa, e in quello degli investimenti cinesi in energia verde.

Questo contributo cercherà di analizzare potenziali limiti strutturali nella libertà d'azione dei paesi dell'Asia centrale in ambito di politica estera a livello energetico, nonché di sottolineare lo spazio che le repubbliche centroasiatiche possono ritagliarsi in questi contesti gerarchici per promuovere i propri interessi e mantenere una parziale indipendenza. Questo anche nella prospettiva di enfatizzare il ruolo che potenziali partner alternativi – dai paesi del Golfo ai membri dell'Unione Europea – ancora possiedono nell'accrescere i margini di manovra degli attori locali e scongiurare processi di dipendenza energetica e politica.

Nel dicembre del 2022, *Radio free Europe* riportava che “la popolazione viene lasciata a tremare nelle proprie case a causa di un guasto a un impianto di produzione elettrica in Kazakistan”. E continuava raccontando che “un Villaggio in Tagikistan non può pompare l'acqua a causa di un blackout” e che “le luci stradali sono utilizzate in modalità limitata nella capitale

dell'Uzbekistan, Tashkent".⁵ Simili episodi venivano riportati in tutta la regione, con continui blackout nelle città, interruzioni di produzione industriale e taglio delle forniture di gas per il riscaldamento. Questo accadeva durante un inverno caratterizzato da freddo record che, oltre ad aver contribuito ad acuire la crisi a causa dei maggiori consumi della popolazione e delle attività commerciali, ha reso ancora più difficili le condizioni per la popolazione durante i guasti. La situazione nella capitale dell'Uzbekistan è stata talmente grave nell'inverno 2022-23 che il governo ha chiesto le dimissioni dello khokim (sindaco) di Tashkent Jahongir Artikkhodjayev, in ragione del fallimento nel preparare la città alla gestione del freddo invernale.⁶

Una crisi energetica sembra essere un ossimoro per un paese come il Kazakistan, ricco di risorse, nonché uno dei maggiori esportatori di risorse naturali al mondo. Data la grande disponibilità di risorse – che hanno consentito nel 2022 una produzione di 49,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) di carbone, di 74,9 milioni di tep di petrolio, e di 23,7 milioni di tep di gas naturale – il paese dovrebbe essere in grado di garantire costanti forniture energetiche a una popolazione di circa 19 milioni di persone e alla propria produzione industriale. I problemi alla base delle ricorrenti carenze di energia sono collegati per lo più alla qualità delle infrastrutture energetiche, all'inadeguato sistema di trattamento del gas naturale, e all'esportazione intensiva di risorse.⁷ I dati dell'Ufficio per le statistiche nazionali riportano che nel 2022 circa il 60% della produzione energetica (fino al 86,7% per petrolio e derivati) è stata esportata all'estero.⁸ L'export è generalmente più proficuo della vendita a livello nazionale e molte analisi evidenziano il serio problema dell'esportazione illegale di risorse naturali che causa carenze energetiche anche nel caso di divieti di esportazione imposti del governo.⁹

La situazione in Uzbekistan è analoga, ma la scala del problema è di gran lunga maggiore in quanto il paese non possiede la stessa ricchezza di risorse del vicino e ha una popolazione molto più numerosa, che raggiunge 36,6 milioni di abitanti¹⁰. Mentre la produzione di gas è tre volte superiore a quella del Kazakistan, con 60,1 milioni di tep nel 2022, la produzione di petrolio (0,7 tep) e carbone (0,3 tep) non sono paragonabili. Di conseguenza, la generazione elettrica si fonda in misura preponderante (85%) sul gas naturale.¹¹ Come riportato da *Voice of America*, le problematiche in Uzbekistan sono analoghe a quelle del Kazakistan: massiccia esportazione, in particolare verso la Repubblica popolare cinese (Rpc), e infrastrutture

⁵ C. Rickleton, "Winter Tests Central Asia's Decrepit Energy Systems, People's Patience", *Radio free eEurope*, 3 dicembre 2022.

⁶ Presidente della Repubblica dell'Uzbekistan, *Analisi critica dei problemi di fornimento energetico [Критически проанализированы проблемы в энергоснабжении]*, 16 gennaio 2023.

⁷ T. Mitrova, *The Geopolitics Behind Kazakhstan's Turbulent Energy Sector*, Center on global energy policy, Columbia University, 2 marzo 2023.

⁸ Ufficio di statistica nazionale del Kazakistan, *Fuel and energy balance of the Republic of Kazakhstan (2022)*, cit.

⁹ Agenzia internazionale dell'energia, *Kazakhstan 2022: energy sector review*, 2022; S. Smirnov, "Raffinerie in Kazakhstan: tre sono costose, due sono poche [НПЗ Казахстана: четыре дорого, три – недостаточно]", *Ritm Evrazii*, 18 settembre 2022.

¹⁰ Dati demografici (aggiornati al 1° ottobre 2023) e sulla produzione energetica (fino al dicembre 2022) tratti dall'*Agenzia Statistica dell'Uzbekistan*.

¹¹ *Gazeta.uz*, "Uzbekistan sees decline in gas production and record high increase in electricity production", 21 giugno 2023.

inadatte al trasporto e alla produzione di energia.¹² La crisi energetica dell'Uzbekistan presenta però un'aggravante in quanto le riserve di gas del paese sembrano essere in fase di esaurimento.¹³

Il Kirghizistan e il Tagikistan presentano analoghe crisi nelle forniture di energia, ma le cause sono sicuramente differenti. Quando si parla di energia nei due più piccoli paesi dell'Asia centrale, si parla per lo più di energie alternative agli idrocarburi, frutto di produzione idroelettrica nelle catene montuose che li attraversano e che includono parti del Tianshan e del Pamir.¹⁴ La dipendenza dei due paesi dall'energia idroelettrica e il relativo massiccio utilizzo di dighe a monte, oltre che i numerosi progetti di costruzione di nuove dighe (per esempio la diga Kambat-Ata-1 in Kirghizistan e la Rogun in Tagikistan), sono storicamente tra le più importanti cause di conflitti nella regione, particolarmente con i paesi a valle, Uzbekistan e Kazakistan, che necessitano delle acque montane per l'agricoltura.¹⁵ La crisi energetica in questo caso, oltre che essere determinata dalla decadenza delle vecchie infrastrutture sovietiche causata dalla mancanza di manutenzione e rinnovamento, è anche risultato della crescente scarsità di risorse idriche nelle montagne dell'Asia centrale generata dal cambiamento climatico.¹⁶ Nel corso degli ultimi sessanta anni, la superficie dei ghiacciai dell'Asia centrale è diminuita del 30%, causando non solo calamità naturali come inondazioni a valle in tutto il centro-sud asiatico, ma anche una carenza di acqua nei due grandi fiumi dell'Asia centrale, l'Amu Darya e il Sir Darya, e la riduzione della produzione energetica nelle dighe dei paesi a monte, sempre più dipendenti da importazione di energia dai paesi vicini.

Infrastrutture e tecnologia verde: il ruolo della Russia e della Cina

Radio free Europe in un exposé del febbraio 2023 ha denunciato il fondamentale ruolo di attori collegati alla Federazione russa nell'estrazione e produzione del gas dell'Uzbekistan.¹⁷ Il report individua la figura centrale nella gestione delle relazioni tra attori russi e dell'Uzbekistan, l'imprenditore uzbeko Bakhtiyor Fozilov attraverso le sue aziende Eriell ed Enter engineering, e racconta come la gestione del maggiore centro di stoccaggio di gas in Uzbekistan sia stato assegnato all'azienda russa Forus, il cui titolare sembra essere un prestanome di Gennady Timchenko, oligarca russo vicino al Presidente russo Vladimir Putin e soggetto a sanzioni internazionali.¹⁸ Il ruolo della Russia nella produzione, trasporto, e rifornimento di energia degli altri paesi della regione è paragonabile a quello dell'Uzbekistan. Per esempio, l'80% dell'esportazione di petrolio del Kazakistan passa attraverso la Russia per

¹² N. Imamova, "Reporter's Notebook: Energy Crisis Exposes Deep Grievances in Uzbekistan", *Voice of America*, 23 febbraio 2023.

¹³ *Gazeta.uz*, "Uzbekistan sees decline in gas production and record high increase in electricity production", cit.

¹⁴ C. Frappi e F. Maracchione. "Le risorse naturali in Asia Centrale", In M. Dian e E. Diodato (a cura di), *La Geopolitica dell'Asia Orientale*, Roma, Carocci. In fase di pubblicazione.

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ R. Looney, "Power Shortages in Central Asia's Lands of Abundant Energy", *Milken institute review*, 15 aprile 2022.

¹⁷ *Radio free Europe*, "Special Investigation: How Russia And Political Insiders Cash In On Uzbekistan's Lucrative Gas Sector", 9 febbraio 2023.

¹⁸ *Ibid.*

i condotti del Caspian pipeline consortium (Cpc).¹⁹ Nel 2021, il Tagikistan importava l'83,5% di petrolio dalla Russia, mentre il Kirghizistan importava dalla Russia il 94% del petrolio e il 58,8% del gas.²⁰ Le ripetute crisi energetiche dell'Asia centrale hanno dunque la potenzialità di accrescere il grado di dipendenza da Mosca e il nuovo accordo per la commercializzazione di gas russo in Uzbekistan va nella direzione di aumentare la cooperazione energetica, e potenzialmente la dipendenza, dalla Russia.

Vista la centralità della Russia nel mercato energetico dell'Asia centrale, anche causata dalle infrastrutture russocentriche ereditate dall'Unione sovietica, il tema della diversificazione di partner esteri è fondamentale nella regione. In questo ambito, il ruolo della Cina è stato spesso descritto come il più importante contrappeso alla presenza russa²¹. La Rpc è il secondo maggiore attore energetico nella regione fin dalla seconda parte degli anni 2000, quando investimenti cinesi hanno permesso la costruzione di gasdotti che collegassero il Turkmenistan direttamente alla Cina passando per Kazakistan e Uzbekistan e creando un'infrastruttura di trasporto di energia senza passare per la Russia. Questi gasdotti hanno fatto sì che la Cina diventasse la destinazione della quasi totalità del gas del Turkmenistan e della maggioranza del gas dell'Uzbekistan, anche se nel caso di quest'ultimo le esportazioni verso la Cina verranno probabilmente a diminuire o cessare, in quanto spesso citate come fonte di scarsità energetica nel paese. La Cina ha anche un ruolo sempre più centrale nella risposta regionale all'emergenza climatica. Yipeng Zhou dell'Università di Harvard scrive che lo stallo dell'economia cinese spingerà gli investitori del paese a focalizzarsi su progetti di minore entità in Asia Centrale.²² Questo significa che progetti di energia eolica e solare diventeranno la priorità sostituendo i tradizionali grandi progetti di investimento nell'ambito della produzione di energia (grandi dighe e fonti di energia fossili). Un esempio a sostegno di questa ipotesi sono gli accordi firmati durante il summit Cina e Asia Centrale di Xi'an nel maggio del 2023 tra l'azienda Universal energy di Shanghai con partner in Kirghizistan e Uzbekistan per la costruzione di centrali energetiche rinnovabili, per lo più eoliche.²³

Conclusioni e raccomandazioni: energia verde e diversificazione di partner energetici

Le ripetute crisi energetiche in Asia centrale hanno un importante risvolto di politica internazionale. L'attenzione della Russia al mercato energetico centroasiatico dopo le sanzioni internazionali derivanti dall'invasione dell'Ucraina ha creato numerose opportunità per paesi che necessitano di risorse per fare fronte alle sfide di carenza energetica e cambiamento climatico. Il tema dell'ambiente è centrale per comprendere lo sviluppo futuro della situazione politica ed economica dell'Asia centrale²⁴ e la produzione di energia verde

¹⁹ S&P global, *Interview: Kazakhstan diversifying oil export routes to mitigate impact of Ukraine conflict*, 24 maggio 2023.

²⁰ Dati dell'Observatory for economic complexity (Oec), <https://oec.world/>.

²¹ T. Dadabaev e N. Djalilova. "Connectivity, energy, and transportation in Uzbekistan's strategy vis-à-vis Russia, China, South Korea, and Japan", *Asia-Europe journal*, vol. 19, n. 1, 2021, pp. 105-127.

²² Y. Zhou, *Greener Pastures: China's Clean Energy Engagement in Central Asia*, Cambridge, MA: Davis Center for Russian and Eurasian Studies, Harvard University, 21 marzo 2023.

²³ M. Yang, "China and Central Asia develop economic relations with focus on green energy", *Shine*, 25 maggio 2023.

²⁴ R. Vakulchuk, A.S. Daloz, I. Overland, H.F. Sagbakken e K. Standal, "A void in Central Asia research: climate change", *Central Asian Survey*, vol. 42, n. 1, 2022, pp. 1-20.

può essere la più importante soluzione non solo per superare le crisi energetiche stagionali (grafico 1), ma anche per bilanciare il ruolo egemonico della Russia in ambito energetico e la crescente dipendenza dalla Cina. La Banca Mondiale, per esempio, si è occupata a lungo di progetti riguardanti l'ambiente e il cambiamento climatico, per esempio la promozione di resilienza climatica, l'economia circolare e la *green recovery* legato alla pandemia di Covid-19.²⁵ Altri attori attenti allo sviluppo di energie rinnovabili sono partner mediorientali quali per esempio l'Arabia Saudita. La compagnia saudita ACWA ha investito 2,4 miliardi di dollari in un parco eolico a Kungrad, Uzbekistan, che diventerà il maggiore *hub* di produzione e stoccaggio di energia eolica nella regione.²⁶

Anche l'Unione Europea ha sviluppato una serie di progetti per la lotta al cambiamento climatico e per la conversione del mercato energetico centroasiatico verso l'energia verde. Con il Secca (EU Support to Sustainable Energy Connectivity in Central Asia), per esempio, l'Unione Europea ha impegnato 6,8 milioni di euro per "lo sviluppo di un mix di energia più sostenibile in linea con le migliori pratiche europee".²⁷ L'entità dei progetti europei però si scontra con investimenti di gran lunga maggiori da parte di attori asiatici e dei paesi arabi. I paesi membri dell'UE possono contribuire a sostenere l'azione dell'Unione attraverso accordi bilaterali. Per esempio, l'Italia, che possiede imponenti interessi energetici in Kazakistan, ha firmato attraverso Eni un accordo per la produzione di una centrale energetica ibrida da 250 MW a gas, energia solare ed eolica. La riduzione della dipendenza da idrocarburi e il ridimensionamento dello sfruttamento eccessivo dell'acqua per motivazioni energetiche o dello spreco di risorse potrebbe influire sulla politica dell'energia nella regione e, al contempo, bilanciare il ruolo egemonico di Russia e Cina nella gestione, trasporto e commercio di fonti di energia fossili.

²⁵ Banca Mondiale, *Climate and Environment (CLIENT) Program in Central Asia*, 9 giugno 2021.

²⁶ T. Ferry, "Saudi Arabia's ACWA signs PPAs for 'Central Asia's largest wind & storage' complex", *Recharge*, 29 dicembre 2022.

²⁷ The European External Action Service (EEAS), *EU-Central Asia Relations*, maggio 2023.

Osservatorio di Politica internazionale

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

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei Deputati

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.