

Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Agosto/Ottobre 2022

n. 5

Focus

Sicurezza energetica

n. 5 (n.s.) – agosto/ottobre 2022

Focus

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

AUTORI

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

Alberto Clò (Rivista Energia) – CAPITOLO 1

Agata Gugliotta (RIE) – CAPITOLO 2

Francesco Sassi (RIE) – CAPITOLO 3

Alessandro Gili (ISPI) – CAPITOLO 4

Michele Soldavini (FEDABO) – CAPITOLO 5

Antonio Sileo (Università Bocconi) – CAPITOLO 6

Fabrizio Anselmo (Geopolitica.info) – CAPITOLO 7

Filippo Costa Buranelli (St. Andrews University e ISPI) – CAPITOLO 8

Valeria Giannotta (CeSPI) – CAPITOLO 9

Gianmarco Donolato (Geopolitica.info) – CAPITOLO 10

Focus Sicurezza energetica

n. 5 (n.s.) – agosto/ottobre 2022

Sommario

1. Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica.....	4
2. Carbone: un alleato per sganciarsi dal gas russo?.....	8
3. Crisi energetica europea: limiti e opportunità del nucleare in Europa.....	17
4. Tra transizione e sicurezza: la risposta dell'UE alla crisi energetica.....	277
5. Il consumatore al centro della guerra energetica. Alcune vie per ridurre la dipendenza dell'Italia dall'estero	35
6. Le produzioni di gas italiane: un aiuto alla sicurezza.....	44
7. Da potenziale hub europeo del gas a principale vittima della crisi energetica? Germania tra nuove fonti e diplomazia energetica	52
8. Il Regno Unito di fronte alla crisi energetica	60
9. Crisi energetica: la Turchia tra opportunità e sfide	70
10. Polonia e Ungheria: un binomio diviso dal fattore energetico russo.....	75

1. Le possibili soluzioni strutturali per la sicurezza energetica

Alberto Clò

Nell'energia dopo quel maledetto 24 febbraio niente sarà più come prima. Ci sarà un prima e un dopo. Un *prima*: dove le convenienze di mercato dovevano conciliarsi con le politiche climatiche; le politiche europee aver la meglio sugli interessi nazionali; i commerci internazionali prevalere su logiche autarchiche. Un *dopo*: dove nell'agenda dei governi alla lotta ai cambiamenti climatici sono state affiancate se non anteposte quelle della "convenienza economica" e della "sicurezza energetica", con sostituzione del gas sia al carbone che al petrolio.

Del concetto di sicurezza energetica sono state date numerose definizioni: accomunate dal fondamentale criterio che l'offerta di energia debba sempre e comunque soddisfare la domanda corrente così che non vi siano interruzioni nel suo servizio. L'Agenzia di Parigi l'ha definita come "uninterrupted availability of energy sources at an affordable price", mentre il Dipartimento americano all'energia e ai cambiamenti climatici ne parla come "the risks of interruption to energy supply are low", mentre l'Unione europea la definisce come "stable and abundant supply of energy".

La sicurezza energetica è stata l'architrave delle passate politiche energetiche – l'istituzione della CECA (1951) e dell'Euratom (1957) ne sono state la più interessante testimonianza – prima che col nuovo Millennio prevalesse il mito dell'abbondanza dell'energia, grazie soprattutto alle straordinarie performance della *shale revolution* negli Stati Uniti che faceva ritenere che non vi fosse per gli stati più alcuna ragione di preoccuparsene. Un convincimento che si basava su un duplice illusorio convincimento: che il mercato vi avrebbe provveduto da sé e che gli idrocarburi avessero esaurito il loro ruolo. All'interventismo pubblico residuava comunque un compito che sarebbe divenuto sempre più dominante – sconfiggere il riscaldamento climatico cui i mercati non potevano dare adeguata risposta – con politiche spesso confliggenti con logiche di mercato.

La guerra ucraina ha spazzato via l'una e l'altra illusione, causando in modo rapido e strutturale l'ennesima oscillazione del pendolo verso l'interventismo pubblico. Verso quello che è stato definito in un recente articolo: "The New Energy Order"¹ mondiale che trasformerà i mercati energetici.

Il ritorno dei governi dovrà affrontare contestualmente due priorità politiche ed economiche: cambiamenti climatici e sicurezza energetica. Un ritorno che potrebbe avere effetti positivi se i governi non ripeteranno gli errori che commisero negli anni Settanta, quando il loro intervento (specie negli Stati Uniti) peggiorò le cose. Un'oscillazione opposta al convincimento di Lord Nigel Lawson – segretario di stato all'energia nel governo di Margaret

¹ Cfr. J. Bordoff e M. O' Sullivan, "The New Energy Order – How Government Will Transform Energy Markets", *Foreign Affairs*, luglio/agosto 2022.

Tatcher – che sostenne in un famoso discorso all’House of Commons nel novembre 1981: “the business of government is not the government of business”.

Da allora di acqua ne è passata sotto i ponti inglesi se è vero che la Gran Bretagna da simbolo e paladino del mercato lo è divenuta del neo-dirigismo: nelle decisioni delle tecnologie da sviluppare (nucleare e rinnovabili) con chi farlo e come.

Dal punto di vista economico, la sicurezza energetica è raffigurabile in una duplice prospettiva. Da un lato, come un *bene comune* di cui gli Stati devono farsi carico non potendo delegarlo interamente al mercato. Dall’altro lato, come “fallimento del mercato” (vero o presunto) con l’insorgere di esternalità negative di cui gli stessi operatori non tengono conto nei prezzi di produzione e consumo. Da qui, la necessità di accorte politiche pubbliche per garantirsi quella sicurezza messa in discussione nel petrolio negli scorsi anni Settanta dall’ostilità politica dei paesi produttori verso i paesi occidentali e nel gas dal suo utilizzo come arma di pressione politica, come stiamo drammaticamente vivendo col ricatto russo sulle sue dominanti forniture energetiche all’Europa.² Quel che ha posto l’intero antico Continente in una posizione di assoluta sudditanza politica dalla Russia, scarsamente affrontabile nel breve periodo data la mancanza di un’offerta alternativa nel mercato internazionale. Una sudditanza riconducibile per la sua maggior parte a specifiche scelte politiche degli stati europei, Germania *in primis*, più che a oggettive condizioni (pur esistenti) di convenienza e prossimità geografica. Quel che è dimostrato dalla sostenuta possibilità di potersi svincolare dal gas russo in tempi relativamente brevi.³

Morale: al di là delle sue implicazioni fisiche ed economiche – la piena accessibilità alle risorse energetiche – la sicurezza energetica è questione squisitamente politica che è massimamente rilevante per i condizionamenti che ne possono derivare sulla sovranità degli stati, sul loro grado di autonomia decisionale, sulla loro stessa libertà. Come sperimentato con la guerra Russia-Georgia del 2008 o con l’invasione della Crimea da parte della Russia del 2014, con la Germania e l’Italia che assunsero posizione defilate rispetto alla maggior parte dei paesi europei per la loro molto maggior soggezione alla Russia per le forniture di metano.

Per contestualizzare la questione della sicurezza energetica è necessario tener conto delle profonde modifiche che sono intervenute nella sua stessa natura rispetto alla semplice definizione del disporre di energia nella quantità e qualità necessarie a prezzi equi. Una natura divenuta molto più complessa per più motivi.

Primo: per la *globalizzazione* spaziale ed economica dei mercati con un esponenziale aumento degli scambi; un crescente numero di paesi coinvolti; modalità di fissazione dei prezzi riconducibili anche alla loro finanziarizzazione con un istantaneo allineamento dei prezzi in ogni angolo del mondo. Ridurre la dipendenza estera rimane obiettivo valido sul piano *politico*, ma effimero su quello *economico*: essendo i prezzi identici che si importi o meno. Sul piano politico in relazione alla quota degli scambi di ogni fonte sul complesso dei suoi consumi e alla vulnerabilità di ogni fonte nella sua intera *supply-chain*.

² Nel 2021 la Russia ha contribuito al 40% delle importazioni totali di gas dell’Europa, al 55% di quelle di carbone, al 25% di quelle di petrolio

³ Cfr. A. Clò, “Il ricatto del gas russo: ragioni e responsabilità”, *Il Sole 24 Ore*, 2022, 29 agosto 2022.

Secondo: una sempre più stretta *interdipendenza* delle decisioni assunte da ciascun paese tale da rendere ciascuno di essi più vulnerabile alle decisioni altrui. L'attuale bassa idraulicità nel sud Europa e le criticità che attraversano le centrali nucleari francesi stanno impattando sul prezzo del gas in tutti i paesi spesso vanificando gli sforzi per contenerli. Ciò rende ogni obiettivo di indipendenza energetica del tutto illusorio.

Terzo: trasversalità: se un tempo i rischi della sicurezza erano tipicamente riferiti al petrolio, oggi investono in modo ancor più critico il metano, che l'ha in larga parte sostituito sperando fosse *altro* dal petrolio.

Quarto: multidimensionalità della sicurezza energetica per tre ordini di rischi: *politici*, col moltiplicarsi delle situazioni di criticità geopolitica nell'intera *supply-chain* delle diverse fonti; *economici*, per la vulnerabilità delle economie agli shock di prezzo e gli effetti disincentivanti che ne derivano sugli investimenti; *fisici*, perché paradossalmente i più gravi contraccolpi alla sicurezza sono derivati da eventi *interni* più che *esterni* ai singoli paesi o aree. Si pensi ai devastanti uragani come Katrina e Rita nel Golfo del Messico o ai sempre più frequenti *black-out* elettrici.

La nuova natura della sicurezza energetica ha fortemente depotenziato le politiche nazionali, ciò di cui i governi non sembrano aver piena consapevolezza. Quel che richiederebbe semmai un'elevata cooperazione internazionale, specie sotto il tetto dell'Unione europea. Gli stati europei non hanno invece mai ritenuto che la costruzione di un mercato unico consentisse di rafforzare la sicurezza energetica ritenendo ciascun paese di poterla massimizzare agendo individualmente.

In buona sostanza, ed è questo è il punto dirimente, la sicurezza energetica non è stata mai considerata dagli stati europei come un "comune interesse" né tantomeno un "bene comune", che richiederebbe uno spirito di solidarietà estraneo alla loro volontà. Con l'amara conclusione che la sfida all'insicurezza energetica deve conseguirsi all'interno dei confini europei ancora prima che al loro esterno. È stata necessaria una guerra per comprenderlo col fiorire di proposte per sopperirvi, come l'adozione di meccanismi di solidarietà intra-europea per fronteggiare la scarsità del metano; accomunare gli acquisti di gas quasi fossero assimilabili ai vaccini; rafforzare la connessione metanifera tra Spagna e resto d'Europa. Se queste proposte si fossero concretizzate prima, oggi non ci troveremmo così ostaggi della Russia.

La sicurezza, questa è la conclusione, è più un problema interno che esterno all'Europa, risolvibile per quanto riguarda il più critico metano con quattro azioni: (a) messa in comune delle scorte e meccanismi di solidarietà come avviene nel petrolio attraverso l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie); (b) eliminare i colli di bottiglia nelle infrastrutture europee, come nei collegamenti tra Spagna e Francia che consentirebbe all'Europa di disporre di fonti aggiuntive di approvvigionamento di gas attraverso i poco utilizzati rigassificatori spagnoli; (c) aggregare i sistemi di trasporto del gas in un'unica società europea da 80.000 km di rete che consentirebbe di soddisfare la domanda anche se venissero a mancare le importazioni dalla Russia. L'integrazione equivarrebbe, quindi, per ogni paese a un aumento della capacità ricettiva oltre quella nazionale.

La dinamica dei mercati ha avuto spesso la meglio sui desideri della politica. Non è stata mai la politica di per sé a piegare *tout court* l'economia, ma piuttosto questa a consentirle di dispiegarsi in tutta la sua portata talora distruttiva. L'insostituibilità a breve di ogni barile di petrolio o metro cubo di metano, rafforza il potere dei paesi produttori mentre una loro abbondanza taglia le unghie alle prevaricazioni della politica. Quel che accadde nel 2014 quando all'annessione russa della Crimea si associò il crollo dei prezzi del petrolio.

Vi è infine un ultimo aspetto che assume un'importanza cruciale: quello degli investimenti che è necessario realizzare in tutte le fonti di energia e in tutte le loro filiere. Compito dei governi dovrebbe essere quello di assicurare agli operatori condizioni di certezza operativa così da incentivarne la propensione a investire. Il peggior nemico della sicurezza è l'incertezza politica e amministrativa che frena gli investimenti mentre abbondanza d'offerta è la sua miglior preconditione, come sperimentato nel 2014 quando a fronte di un groviglio di tensioni geopolitiche come mai accaduto (primavere arabe, crisi in Crimea) i prezzi sono crollati⁴. Rinnovabili, raffinerie, *pipelines*, stoccaggi, rigassificatori sono essenziali a garantire condizioni di minima sicurezza. Così come è essenziale riprendere gli investimenti minerari nel petrolio e gas. La crisi energetica esplosa prima della guerra è stata causata dal loro crollo. Se non riprenderanno, essa non potrà rientrare, mentre ci vorranno molti anni per raggiungere un nuovo equilibrio dei mercati: tra una domanda che si prevede rimarrà su livelli ancora elevati e un'offerta declinante per l'incapacità anche solo di compensare il declino naturale dei giacimenti. Si valuta che anche nello scenario più allineato all'obiettivo di neutralità carbonica è necessario comunque scoprire 10 mil bbl/g di nuova produzione di petrolio.

La pandemia di Covid-19 aveva solo mascherato le carenze strutturali rese evidenti non appena le restrizioni sanitarie sono state attenuate. Non riusciamo in sostanza a mettere in produzione nuovi barili convenzionali al ritmo necessario per compensarne la deplezione geologica.

Sostenere, come ha fatto l'Aie o la Commissione europea, che non vi fosse più necessità di investire nel petrolio e metano è stato un madornale errore. Rimediarvi non sarà facile. Questo porta alla conclusione che la sicurezza energetica non la si può affrontare con singoli, ma pur utili interventi a livello nazionale. Servirebbe invece una comune visione di quel che ci attende in futuro. Ciò su cui oggi le divergenze sono massime.

⁴ Le crisi esplose nel 2014 hanno sottratto al mercato un'offerta di petrolio sino a 3,5 mil.bbl/g a causa delle sanzioni all'Iran e alle crisi interne in Iraq, Libia, Siria, Sudan, Yemen, Egitto.

2. Carbone: un alleato per sganciarsi dal gas russo?

Agata Gugliotta

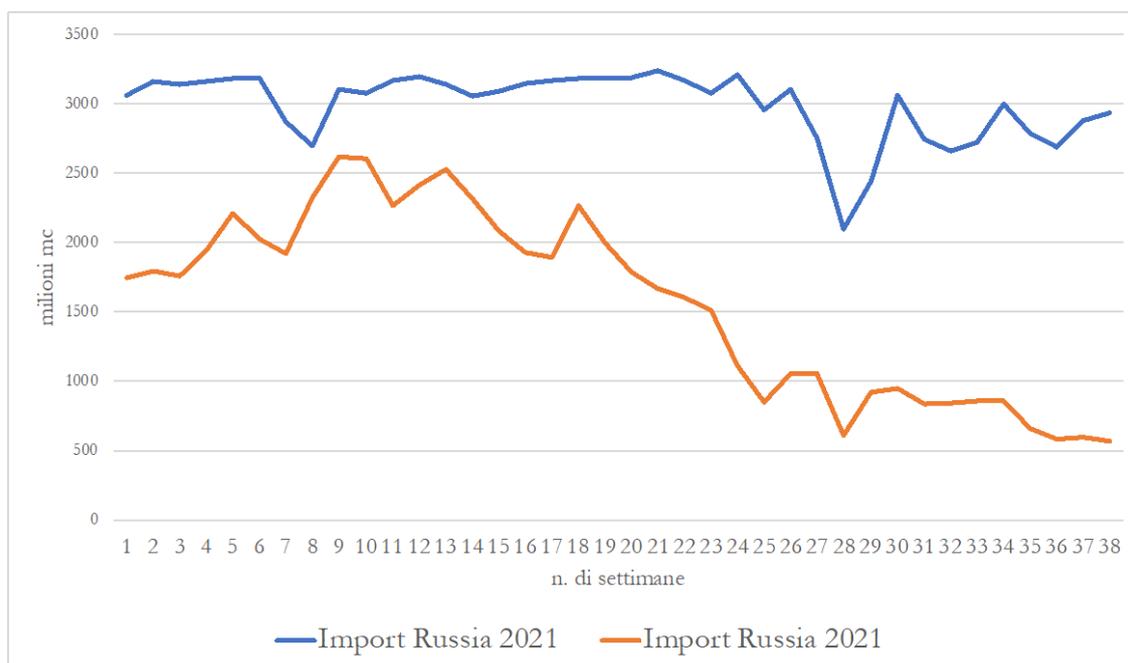
La guerra russo-ucraina, o meglio il ricatto energetico di Vladimir Putin che in questi mesi ha ridotto notevolmente i flussi di gas all'Europa, ha lasciato al Vecchio Continente poche opzioni per poter, almeno nel brevissimo periodo, affrontare l'inverno. Contravvenendo alle politiche climatiche – faticosamente approvate nel corso degli anni per adeguarsi agli impegni di riduzione delle emissioni – diversi stati europei sono stati costretti a massimizzare (e in alcuni casi riprendere dopo anni di stop) la produzione termoelettrica a carbone per ridurre la dipendenza da Mosca. Ne è conseguito un maggior impiego di questa fonte, soprattutto nella generazione elettrica (nell'UE a 27 si è registrato un +12% fra gen-lug), dove questa commodity ha sostituito il metano, dirottato alla ricostituzione degli stoccaggi, al fine di centrare l'obiettivo di riempimento dell'80% entro il 1° novembre, concordato all'intero della stessa UE. Il presente articolo si propone di capire le ragioni dell'aumento della domanda di carbone in Europa e in Italia nel 2022 (dati preliminari) contestualizzando tale rialzo nell'ambito di una dinamica che dopo anni di calo ha visto negli ultimi due una crescita generalizzata, la quale ha interessato i principali bacini di consumo a livello mondiale.

Il taglio del gas russo e il disperato bisogno di trovare alternative

Nei primi nove mesi del 2022, la Russia ha esportato quasi il 50% di gas in meno verso l'Europa (intesa in questo caso come EU27+Regno Unito) rispetto al pari periodo 2021¹. I flussi sono progressivamente diminuiti nel corso dei mesi, pur alternando settimane di lieve ripresa a settimane di crollo, fino a toccare nella seconda metà di settembre mediamente gli 85 mil. mc/g, l'80% in meno rispetto al pari periodo del 2021. A risentirne sono stati soprattutto i volumi da Nord Stream 1 azzeratisi del tutto (ufficialmente) “per ragioni tecniche”, ma non troppo celatamente per ritorsione politica, prima dall'11 al 21 luglio e poi dal 31 agosto al 2 settembre (da allora e fino al momento in cui si scrive, 4 ottobre, di fatto i flussi non sono ripresi).

¹ [Dataset Brugel](#) aggiornato al 4 ottobre 2022.

FIG 2.1 - ANDAMENTO DELLE IMPORTAZIONI DI GAS DALLA RUSSIA VERSO L'UE

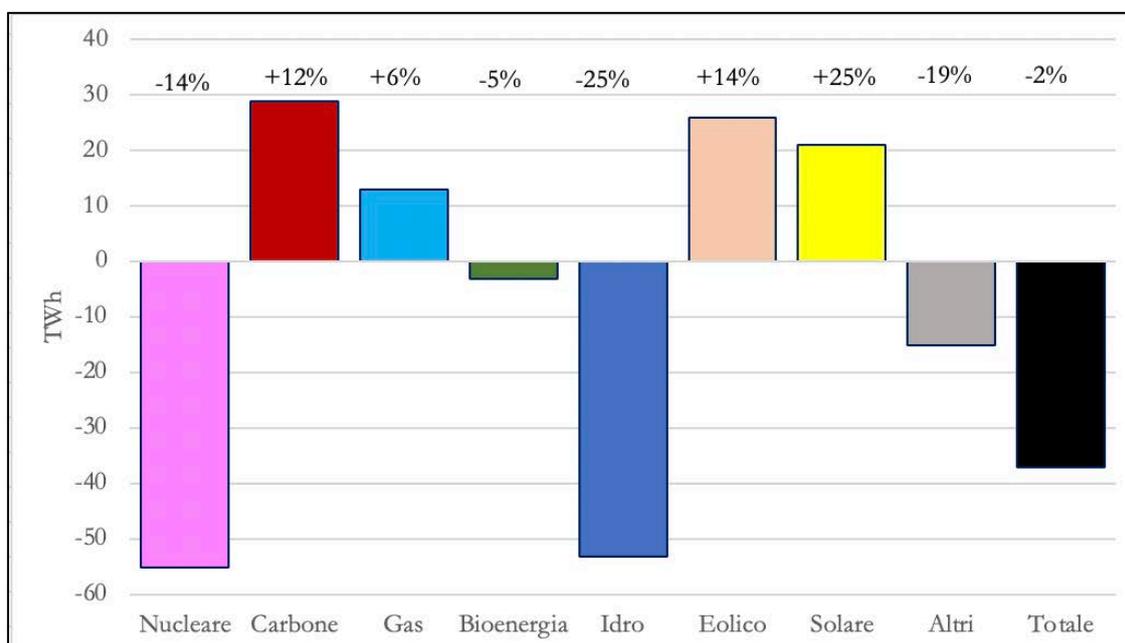


Fonte: [Bruegel](#)

Un ammanco che ha costretto i paesi europei da un lato, a reperire a prezzi elevatissimi gas alternativo a quello russo sia sotto forma di Gnl sia di gas piped e dall'altro, a ricorrere a fonti diverse per risparmiare, per quanto possibile, l'utilizzo del metano nel termoelettrico e dirottarlo al riempimento degli stoccaggi. Nonostante ciò, da gennaio a luglio 2022, i 27 paesi dell'Unione hanno consumato +6% di metano per la generazione di elettricità rispetto al pari periodo 2021, in ragione del crollo della produzione idroelettrica (-25%) che ha risentito del caldo intenso e della siccità e del minor apporto del nucleare (-14%), con la Francia che da sola ha segnato un -20%, non disponendo di 32 dei suoi 56 reattori, fermi per manutenzione o altre ragioni. Nemmeno un maggior contributo delle rinnovabili, che, da gennaio a luglio 2022, conoscono un aumento del 14% per l'eolico e del 25% per il fotovoltaico e del carbone che, nello stesso periodo, segna un balzo del 12%, serviranno a compensare la riduzione di idro e nucleare².

² Rystad Energy, *Winter is coming: Russian gas supply cuts cause price volatility and potentially power cuts*, 5 settembre 2022.

FIG. 2.2 - VARIAZIONE DELLE DIVERSE FONTI NEL MIX ELETTRICO DELL'UE 27
GEN.- LUG. 2022 VS PARI PERIODO 2021



Fonte: [Rystad Energy](#)

Relativamente al carbone a giustificare una maggiore domanda, concorrono oltre alle ragioni politiche e di sicurezza degli approvvigionamenti energetici di cui sopra, anche considerazioni economiche. Prezzi spot del gas naturale su livelli record (da gen-ago in media oltre tre volte rispetto al 2021) hanno reso più competitiva la generazione a carbone, nonostante, e il dato assume ancora più rilevanza, quest'ultima fosse svantaggiata da prezzi dei permessi di emissione di CO₂ in aumento di quasi 80% sul 2021 (da 46,5 a 83,5 euro/tonn). Un trend che conferma quanto accaduto nel 2021, quando su base annua, l'utilizzo del carbone nel comparto della generazione elettrica dell'UE conosce un vero e proprio rebound: quasi un +20% sul 2020, per una quota sul mix elettrico del 15%, in aumento di due punti percentuali sull'anno precedente. Si tratta di un'inversione del trend di decrescita che la generazione a carbone aveva intrapreso senza soluzione di continuità dal 2014, ascrivibile da un lato, a una ripresa dei consumi elettrici cresciuti di quasi il 4%, trainati soprattutto dalla ripartenza economica e da un fine inverno e inizio primavera particolarmente freddi (il mese di aprile 2021 è stato il più freddo dal 2003) e dall'altro, ai prezzi spot del gas naturale via via più elevati e fuori controllo.

A una richiesta di carbone in crescita, però, ha fatto da contraltare la difficoltà a reperire forniture alternative a quelle russe, che a partire dal 10 agosto diventano oggetto dell'embargo imposto lo scorso 5 aprile dalle istituzioni europee. La Russia, infatti, oltre a essere il principale esportatore di gas verso l'Europa, ha rifornito nel 2021 il Vecchio Continente di circa il 70% del carbone termico utilizzato per produrre energia elettrica e calore. Un carbone che per la sua alta qualità, la scarsa quantità di zolfo contenuta e il suo elevato potere calorico

non è facile da sostituire con qualsiasi altra tipologia, a meno di avere prestazioni meno efficienti delle centrali e rischio di problemi tecnici alle stesse³.

Fondamentali bullish del mercato, unitamente all'imposizione dell'embargo, hanno sortito un effetto rialzista sui prezzi del carbone, che, per quanto mantenutisi nel corso dei mesi sempre più bassi di quelli del gas, hanno comunque seguito un trend di crescita, con il CIF ARA che ha superato a luglio i 400 doll/tonn (tre volte più elevati rispetto al pari mese 2021)⁴.

Quali stati europei hanno fatto ricorso al carbone e perché

Al centro per anni delle più serrate e stringenti politiche climatiche, il destino del carbone, almeno in Europa, sembrava segnato. La riduzione e via via il progressivo azzeramento del suo peso nel mix energetico dei paesi era ormai solo questione di tempo. Vincoli comunitari (raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE), l'adesione al Powering Past Coal Alliance⁵, e ragioni di opportunità economica, hanno spinto, già a partire dal 2015, una parte degli Stati membri a intraprendere o annunciare politiche di *phase out*.

In alcuni casi, specie in quei paesi in cui il ruolo del carbone nel mix energetico era marginale, il processo di uscita è stato frutto delle decisioni degli operatori di settore che, per opportunità economica, hanno spontaneamente deciso di spegnere le centrali esistenti (vedi Austria e Belgio). In altri, invece, la scelta è stata politica e voluta dai governi che, in maniera più o meno formale, si sono impegnati a percorrere questa strada.

Fino allo scorso 24 febbraio, nessuno si sarebbe aspettato di dover tornare indietro, né che gli eventi precipitassero in questo modo: ovvero che una guerra scoppiasse nel cuore dell'Europa e che la più volte paventata minaccia di una chiusura dei rubinetti del gas da parte di Mosca potesse essere concreta e reale. Un *game changer* che ha costretto gli stati europei ad anteporre le ragioni di sicurezza energetica a quelle ambientali e fare dell'aumento dell'utilizzo del carbone, o più precisamente di un suo riutilizzo dopo anni di progressivo calo o azzeramento, una delle opzioni percorribili per ridurre la dipendenza da Mosca. La propensione, d'altronde non stupisce, visto che è la stessa Commissione europea, promotrice di target sempre più ambiziosi e stringenti in materia ambientale, ad annoverare un maggior utilizzo di questa fonte nel suo REPowerEU⁶, l'ambizioso programma, messo a punto dopo lo scoppio della guerra, per tagliare il cordone ombelicale che lega il continente al metano russo. In particolare, nella seconda Comunicazione del 18 maggio 2022, si cita testualmente “in parallelo parte della capacità attuale riservata al carbone potrebbe essere usata più a lungo

³ “Europe’s ban on Russian coal is a double-edged sword that will keep power prices high”, *Rystad Energy*, 6 aprile 2022.

⁴ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), *Coal Market Update – July 2022*, luglio 2022.

⁵ Nel novembre 2017 a valle della Cop 23 di Bonn, viene lanciata la Powering Past Coal Alliance, un'alleanza, guidata da Regno Unito e Canada, a cui poi si sono aggiunti altri paesi, governi regionali, organizzazioni, enti economici intenzionati ad accelerare il progressivo abbandono della generazione elettrica a carbone. Al 29/09/2022, i membri erano 168: 48 governi nazionali, 49 governi regionali e 71 fra organizzazioni e enti economici.

⁶ Commissione Europea, *Piano REPowerEU*, COM(2022) 230 final, 18 maggio 2022.

di quanto inizialmente previsto e potrebbero svolgere un ruolo anche l'energia nucleare e le risorse interne di gas"⁷.

Se a ragioni puramente politiche, si aggiungono poi, come detto, considerazioni economiche, è facile capire la scelta di numerosi governi di procrastinare nel tempo le date ultime per il *phase out* dal carbone, allentare le restrizioni imposte in termini di ore di funzionamento per un suo maggiore utilizzo nella generazione e addirittura riaprire centrali ormai chiuse da anni (come in Austria ad esempio.)

Ma vediamo nel dettaglio quali Stati membri si sono mossi in tal senso, a partire dal motore economico dell'Europa: la **Germania**. Maggiore mercato del metano europeo con oltre 90 mld mc utilizzati nel 2021 e dipendente dal gas russo per oltre il 50% dei suoi consumi, Berlino ha consolidato negli anni un legame strettissimo con Mosca, tanto da costringere il paese, con più celerità e urgenza di altri, a rispondere alla crisi. In materia di carbone, la Germania a luglio ha approvato the Substitute Power Plant Act ("Ersatzkraftwerkegesetz", EnWG n.v.)⁸, che consentirà di avere 8,2 GW di centrali a carbone come riserva: sia a carbon fossile (6,3 GW) che a lignite (1,9 GW). I cinque impianti a lignite verranno riattivati solo come ultima risorsa, qualora le unità di carbon fossile non saranno sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica e verranno incentivati con una dotazione finanziaria stimata di 450 milioni di euro, che servirà a compensare i gestori delle centrali per i costi di mantenimento in riserva, dal primo ottobre 2022 al 31 marzo 2024.

Nei **Paesi Bassi** si parla di allentamento delle restrizioni al carbone già dal 20 giugno, data in cui il paese dichiara la prima fase della crisi energetica. In particolare, viene modificata la normativa esistente che, da gennaio 2022, impediva alle centrali a carbon fossile (4,5 GW) di funzionare oltre il 35% della loro capacità massima. Secondo le nuove disposizioni, almeno fino alla fine del 2023, le centrali potranno lavorare a pieno regime e consentire, secondo le parole del Ministro del Clima e dell'Energia Rob Jetten⁹, un risparmio di circa 2-3 mld mc di gas all'anno.

Si torna a parlare di carbone, anche nella patria del nucleare. La **Francia**, che dipende da Mosca solo per il 20% del gas consumato, sta pagando il costo salato dell'indisponibilità di parte del suo parco centrali nucleari (32 dei 56 reattori sono fermi per diverse problematiche). Un'indisponibilità che l'ha costretta a fare marcia indietro sulla scelta di chiudere definitivamente, entro a fine marzo 2022, l'unità 6 della centrale elettrica a carbone Emile Huchet di Saint-Avold (Moselle) da 600 MW. La centrale, ultima ancora attiva nel paese, a partire dal 1° ottobre dovrebbe operare a 2.500 ore (almeno fino a marzo 2023)¹⁰, rispetto alle 700 attuali stabilite nel 2017, in seguito alla promessa del presidente Macron di dismettere tutte le centrali del paese.

⁷ *Idem*.

⁸ M. Lang, "Coal exit on hold: Statutory update Germany to prepare for potential gas shortage", *Bird&Bird*, 8 luglio 2022

⁹ B.H. Meijer e A. Deutsch, "Netherlands activates energy crisis plan, removes cap on coal plants", *Reuters*, 20 giugno 2022,

¹⁰ "In Saint-Avold, the coal-fired power plant is being turned back on to avoid power cuts this winter", *News in France*, 14 settembre 2022.

In **Spagna**, lo scarso apporto delle altre fonti energetiche, con idroelettrico ai minimi a causa della siccità, ha costretto il paese, nel mese di agosto, ad aumentare del 300% il consumo di carbone nel termoelettrico e non si esclude tale evenienza possa ripetersi di nuovo. Il carbone, destinato quasi a scomparire (dal 2010 le centrali elettriche alimentate a carbone da 21 sono state ridotte a 5), a causa della crisi, potrebbe aumentare il suo peso sul mix energetico e si potrebbe considerare l'allungamento della vita utile degli impianti in esercizio¹¹.

Nel **Regno Unito**, la necessità di garantire la sicurezza energetica delle forniture durante quest'inverno, potrebbe costringere il governo a rivedere il suo impegno di *phase out* dal carbone entro ottobre 2024, così come deciso un anno fa. Già sono stati raggiunti accordi con le compagnie DRAX e EDF per estendere la vita delle loro centrali da ottobre a fine marzo 2023 e altri ne seguiranno con Uniper per mantenere operativo il sito di Ratcliffe-on-Soar¹².

Secondo fra i paesi europei, l'**Austria** nell'aprile 2020 aveva centrato l'obiettivo di *phase out* dal carbone, ignara della necessità di dover, a distanza di due anni, pensare di far tornare a operare la sua centrale a Mellach, in Stiria. L'impianto che ha una capacità di 832 MW dovrebbe essere utilizzato solo come riserva in caso di emergenza¹³.

Spostandoci più a Est, anche la **Grecia** potrebbe slittare in avanti la data di chiusura delle sue sette centrali prevista per il prossimo anno. Tra l'altro, non si esclude la possibilità di incrementare del 50% l'utilizzo di lignite nei prossimi due anni per ridurre la dipendenza dal gas¹⁴.

Ancora più complicata la situazione dei paesi dell'Europa Orientale (Ungheria e Repubblica Ceca), su cui grava una duplice dipendenza: quella dal gas russo e quella dal carbone, utilizzato non solo nel termoelettrico ma anche per il riscaldamento. L'**Ungheria**, che dipende dalle importazioni di metano dalla Russia per il 100% del suo consumo, rischia di non centrare l'obiettivo di riduzione delle fonti fossili entro il 2030. Il governo, nella morsa della crisi energetica, ha emanato ad agosto un piano di emergenza, fra le cui varie priorità vi è quella di aumentare la produzione domestica di lignite, anche se per tempo limitato, e di ripristinare l'operatività di tutte e tre le unità della centrale elettrica di Mátra¹⁵.

La **Repubblica Ceca**, invece, ha deciso di revocare i piani di stop all'estrazione di carbone nelle aree produttive del paese prevista per quest'anno e di estendere l'attività delle vecchie e inquinanti centrali a carbone. L'estrema dipendenza dal gas russo (l'85% del suo consumo di

¹¹ C.C. Cozar, "España vuelve a recurrir al carbón y quema un 300% más tras el subsidón del gas y la falta de agua", *El Independiente*, 7 settembre 2022.

¹² A. Lawson, "UK close to deal with EDF to keep coal-fired power station open", *The Guardian*, 13 giugno 2022.

¹³ N.J. Kurmayer e O. Noyan, "Austria reverts 2020 coal power phaseout following Gazprom gas cuts", *Euractiv*, 20 giugno 2022.

¹⁴ "Greece will keep coal-fired plants running for longer amid gas crisis", *Reuters*, 5 settembre 2022.

¹⁵ A. Botar, *The Hungarian energy emergency action plan: delaying the national fossil fuel phase-out, undermining EU energy solidarity*, CEE Bankwatch Network, 1 agosto 2022.

gas) non consente margini di manovra a un paese che rischia di vedere prodotta quasi la metà della sua elettricità da carbone¹⁶.

Ultima in ordine di tempo a prevedere un ritorno al carbone è la **Danimarca**. Dei primissimi giorni di ottobre è la decisione del governo di incaricare Orsted di produrre elettricità da tre centrali a carbone e da una a olio combustibile per una capacità complessiva di 1 GW. Ad essere interessati dalla nuova misura sono gli impianti a carbone di Esbjerg – 3 da 370 MW e quello di Studstrup da 370 MW e quello a olio combustibile da 260 MW sito Kyndby. Alcune delle unità di questi impianti erano già state dismesse, mentre per la altre il decommissioning era previsto a marzo 2023. Con le nuove disposizioni, carbone e olio combustibile possono essere bruciati fino al 30 giugno 2024.

Le dinamiche del settore in Italia

Così come altri paesi europei, anche in Italia, la produzione di elettricità a carbone aveva intrapreso una parabola discendente e negli anni il peso di questa *commodity* nel mix elettrico si è andato progressivamente assottigliando, tanto che da circa il 16% del 2013 si è arrivati a meno del 5% nel 2020¹⁷.

L'Italia, così come delineato nella Strategia energetica nazionale (SEN) del 2017 e nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) del 2019, si era data il 2025 come data per la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone, con un primo significativo step al 2023, compensata, oltre che dalla forte crescita dell'energia rinnovabile, da un piano di interventi infrastrutturali. E di fatto, negli ultimi due anni è stata dismessa quasi 1 GW di capacità termoelettrica a carbone, di cui 605 MW nel 2020 e 300 MW nel 2021¹⁸. I restanti 6 GW si sarebbero dovuti dismettere in maniera progressiva negli anni seguenti¹⁹.

Tuttavia, quel che sembrava ormai nel corso naturale delle cose, non si concretizza e già a partire dallo scorso anno, il trend di decrescita del carbone si inverte. Complici una ripresa dell'economia, dopo il periodo buio della pandemia, e il caro gas, la produzione lorda a carbone, torna in risalita: + 1,2 GWh e +9% sul 2020. Erano nove anni che non si registrava una performance di crescita.

Una dinamica rialzista amplificatosi ancora di più nel 2022 a causa dello scoppio della guerra e della ricerca disperata della sicurezza energetica per l'Italia. Secondo le stime del Gestore dei mercati energetici (GME)²⁰, infatti, nei primi sette mesi del 2022, le principali centrali termoelettriche a carbone hanno più che raddoppiato la produzione di elettricità rispetto al corrispondente periodo 2021, con punte che a luglio superano i 2 GWh, non registrabili

¹⁶ “Czech Republic to extend coal mining amid high demand”, *ABC News*, 30 giugno 2022.

¹⁷ MiTE, *La situazione energetica nazionale nel 2018*, giugno 2019 e *La situazione energetica nazionale nel 2021*, luglio 2022.

¹⁸ *La situazione energetica nazionale nel 2021*..., cit.

¹⁹ A gennaio 2022 è stata chiusa la centrale Enel da 520 MW a La Spezia.

²⁰ Sulla borsa elettrica gestita dal GME, e precisamente sul mercato del giorno prima MGP, transita circa l'80% dell'elettricità consumata. Il dato quindi è parziale, ma nell'indisponibilità di un dato a consuntivo che verrà rilasciato da Terna solo nei prossimi anni, è comunque una valida indicazione del trend in atto.

ormai dal 2015, per un utilizzo in media di circa 2.388 MW di potenza complessiva sui 5.500 disponibili (43,4% della capacità)²¹.

I dati sono inequivocabili e danno contezza della scelta del nostro paese, sofferta ed emergenziale, di ricorrere anche al carbone per far fronte all'ammancio del gas russo. E non c'è da stupirsi: per quanto l'Italia possa contare su un numero elevato di paesi da cui importa gas, di fatto la dipendenza dalla Russia rimane forte. Negli ultimi dieci anni, infatti, abbiamo aumentato di quasi 10 mld i volumi di metano importati da Mosca (da 20 mld mc a 29 mld mc) pari al rispettivamente 25% e 29% del gas consumato e arrivando a coprire il 16% dei consumi complessivi di energia.

Pertanto, sin dai primissimi giorni successivi allo scoppio della guerra, un maggior ricorso al carbone è stato contemplato dal governo come opzione percorribile, fino a prevederne nel Piano di Contenimento dei consumi, presentato a inizio settembre dal Mite, il massimo utilizzo possibile delle centrali. Secondo il Piano, 1,8 mld (su 8,2) dovrebbero essere i mc di gas risparmiati grazie all'utilizzo dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 degli impianti a carbone e olio combustibile, a cui vanno sommati altri 290 mln mc ottenibili dall'utilizzo degli impianti a bioliquidi, che però verrebbero fatti funzionare a gasolio²².

Alla presentazione del piano ha fatto seguito a metà settembre la pubblicazione da parte di Terna dell'elenco delle centrali per cui è prevista la massimizzazione (cioè l'operatività a pieno ritmo) e che passeranno nel regime di remunerazione amministrata delle cosiddette unità essenziali ordinarie, vale a dire quelle dalle quali la rete non può prescindere, come previsto da una delibera di ARERA²³.

Gli impianti a carbone attualmente operativi e per i quali scatta la massimizzazione e il nuovo assetto regolamentare (vedi mappa) sono le centrali a carbone Enel di Brindisi Sud, Fusina (2 gruppi su 4), Sulcis e Torrealvaliga Nord, Fiume Santo di EP Produzione e Monfalcone di A2A per una potenza complessiva a carbone, immediatamente utilizzabile di 5.501 MW, più la centrale a olio combustibile di S. Filippo del Mela (A2A)²⁴.

²¹ “Crisi gas, come sta andando la generazione a carbone e a olio”, *Staffetta Quotidiana*, 28 luglio 2022.

²² “Mite, ecco il piano di contenimento consumi”, *Staffetta Quotidiana*, 6 settembre 2022.

²³ ARERA, *Deliberazione 13 settembre 2022 430/2022/R/EEL*, 13 settembre 2022.

²⁴ “Carbone: massimizzazione da oggi, l'elenco delle centrali”, *Staffetta Quotidiana*, 19 settembre 2022.

MAPPA DELLE CENTRALI A CARBONE ANCORA ATTIVE IN ITALIA



Fonte: Elaborazioni su dati *Staffetta Quotidiana*

Conclusioni

A chi vede nella guerra e nella crisi energetica che ne è scaturita un'opportunità per calcare il piede sull'acceleratore della transizione energetica si contrappone chi, con una visione più pragmatica delle cose, constata il cambio di priorità nelle agende politiche degli stati europei. In poche settimane sicurezza energetica e convenienza economica sono subentrate alle esigenze ambientali. Se è vero, infatti, che i consumi di carbone aumentano in maniera marcata perché le centrali tornano a bruciare questa materia prima, è altrettanto vero che, in tutto il mondo, si stanno decidendo investimenti nel carbone che, per essere convenienti, dovranno avere una durata media di venti anni. Siamo di fronte a un ritorno al passato? Ancora troppo presto per fare ipotesi. Nel frattempo, però, guardando al brevissimo periodo, sembra verosimile pensare che dato il contesto molto delicato e incerto – con non pochi dubbi sullo stop totale delle forniture di gas dalla Russia, un embargo ancora in corso, altre fonti energetiche come rinnovabili e nucleare che arrancano, misure di risparmio energetico ancora su base volontaria – i consumi di carbone nell'UE continuino ad aumentare. Per l'Agenzia di Parigi, già nel 2022 dovrebbero crescere di circa il 7% rispetto al 2021.

3. Crisi energetica europea: limiti e opportunità del nucleare in Europa

Francesco Sassi

All'inizio della stagione invernale una nuova consapevolezza sembra attraversare i vari paesi dell'Unione europea. La Commissione europea ha esortato a fare i conti con una nuova realtà, ovvero quella di un equilibrio sul mercato artificialmente "sabotato" che non rivedrà il ritorno a uno status antecedente il conflitto, caratterizzato da abbondante disponibilità di fonti fossili e a prezzi convenienti²⁵. Uno stato quindi alterato, che si riflette immediatamente su cittadini e imprese. Attori chiamati a fronteggiare la possibilità di gelide sferzate invernali e il conseguente peggioramento dell'attuale crisi energetica. Per la Commissione, questo non è che il diretto effetto della cosiddetta *weaponisation of energy* per mano della Russia. All'interno dello stesso quadro, complesso e sfaccettato come mai prima d'ora, il ripristino della sicurezza energetica è la priorità politica assoluta dei governi europei. Il rischio sistemico è che questa sostituisca in larga parte il tema della transizione, producendo potenziali conseguenze paradigmatiche nel medio e lungo termine e incidendo sul raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

Fra i vari temi che nuovamente saltano alla ribalta per le ricadute politiche, sociali ed economiche, vi è quello del futuro del settore nucleare nel mondo e in Europa, ovvero le opportunità e i limiti per questa fonte di approvvigionamento energetico, tanto contestata quanto centrale in questa fase. Lo stesso settore è oggi ritornato all'attenzione anche in conseguenza dei pericoli che il conflitto tra Ucraina e Russia sta generando per la sicurezza degli impianti stessi²⁶.

La seguente analisi si pone l'obiettivo di delineare quali siano le principali opportunità e criticità per il settore nucleare in Europa, in perseveranza degli obiettivi climatici europei e dell'agenda internazionale sul clima. Similmente, la ricerca valuta l'impatto delle principali decisioni degli stati europei in tema di produzione energetica attraverso il nucleare. Ciò sia come rafforzamento di sistemi energetici che già ospitano queste infrastrutture o che invece, anche in conseguenza della crisi energetica in corso, hanno intenzione di accelerare lo sviluppo di un programma nucleare civile.

²⁵ EU Commission, "Opening Remarks by Executive Vice-President Franz Timmermans and Commissioner Simson at the Press Conference on an Emergency Intervention to Address High Energy Prices", Speech, 14 settembre 2022.

²⁶ Per la prima volta, infatti, questi sono parte integrante di operazioni belliche e il loro potenziale danneggiamento, secondo quanto valutato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica (Iaea), costituisce una minaccia non solo per l'Ucraina ma per l'intero continente europeo. Iaea, "Nuclear Safety, Security and Safeguards in Ukraine – 2nd Summary Report by the Director General", settembre 2022.

La crisi in Ucraina e un completo ripensamento del mix energetico in Europa

Nel contesto attuale, l'Europa si trova in quella che è stata descritta da Ursula von der Leyen come “una guerra alla nostra energia, una guerra alle nostre economie, una guerra ai nostri valori e una guerra al nostro futuro”²⁷. Una situazione senza precedenti e che richiede proposte sinora mai vagliate dai governi. Dal risultato di queste iniziative dipende la compattezza del fronte europeo davanti a forze impetuose che ne potrebbero provocare la frammentazione. Secondo la stessa Commissione, la centralità della transizione energetica non è in discussione e questa rimane il punto cardine alla base di una vera e propria “sovranità energetica europea”²⁸. Il programma REPowerEU, designato proprio per far fronte alla sfida incombente dettata dalla volontà di rompere l'interdipendenza energetica tra UE e Russia, suggerisce la diversificazione delle fonti come uno dei cardini essenziali per ridurre la dipendenza da Mosca, incluso un ritorno all'utilizzo di olio combustibile e carbone, altamente inquinanti. Proposte di per sé dirompenti rispetto i propositi iniziali del Green Deal. Secondo REPowerEU, anche il nucleare rientra tra le misure per garantire la tenuta dei sistemi energetici europei²⁹.

Eppure, a fronte di questi obiettivi ambiziosi e che dovrebbero imprimere al processo della transizione energetica un'accelerazione senza precedenti, in un contesto internazionale magmatico e smosso da eventi di portata epocale, alcuni segnali poco incoraggianti appaiono all'orizzonte. Da una parte, vi è il calo della domanda di elettricità, certamente dovuto al rallentamento dell'economia globale e che dovrebbe rendere altresì più gestibile un percorso ragionato e ordinato verso la transizione³⁰. Si assiste però all'influenza diretta e nociva dei prezzi del gas su altri mercati strettamente correlati, come elettricità e carbone. In particolare, il pericolo è che agli alti prezzi del gas avvii un lento e inesorabile passaggio al carbone, innescato proprio dal tentativo europeo di liberarsi dalla dipendenza del gas russo.

Questa tendenza è visibile globalmente. Nel corso del 2022 infatti, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie) stima il ritorno dei consumi di carbone ai massimi nel corso dell'ultima decade, anche a dispetto del rallentamento dell'economia cinese. Anche nel 2023 il consumo è destinato ad aumentare, toccando un nuovo record storico³¹. Da sottolineare è che mentre la domanda di carbone in Cina sia calata del 3% nel corso dei primi sei mesi dell'anno, India e UE abbiano aumentato il consumo del 7%³². Se infine si considera che molti di questi

²⁷ Ursula von der Leyen, “2022 State of the Union Address by President von der Leyen”, Speech, 14 settembre 2022.

²⁸ EU Commission, “Opening Remarks by Executive Vice-President Franz Timmermans...”, cit.

²⁹ European Commission, “REPowerEU: un piano per ridurre rapidamente la dipendenza dai combustibili fossili russi e accelerare la transizione verde”, 18 maggio 2022.

³⁰ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), *Electricity Market Report*, luglio 2022. Per l'Agenzia Internazionale per l'Energia la crescita è stimata al 2,4% nel 2022, dopo il 6% registrato lo scorso anno, e in linea con il quinquennio precedente la pandemia.

³¹ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), “Global Coal Demand is Set to Return to All-Time High in 2022”, Press Release, 28 luglio 2022. Il consumo era cresciuto del 6% nel 2021 e l'Aie prevede un +0,7% nel 2022, per un totale di 8 miliardi di tonnellate.

³² Ibid. Ancor più significativo è che il dato europeo va ad aggiungersi al +14% del 2021, al cui interno diversi paesi stanno estendendo il periodo di attività di molti impianti e/o riaprendo quelli già in chiusura

investimenti necessitano di circa 20 anni per recuperare i costi iniziali³³, la transizione rischia di incontrare un ostacolo insormontabile nell'infatuazione europea per la convenienza del carbone e il suo strutturarsi nei sistemi energetici nel lungo tempo nel settore della generazione elettrica.

Prospettive mondiali del settore nucleare

Nello scenario di crisi del settore del gas naturale, esteso dall'Europa a tutto il mondo, e di perenni tensioni internazionali scaturite dal conflitto tra Ucraina e Russia, con ovvi impatti rialzisti sulle *commodities* a livello globale, il nucleare tende ad assumere una nuova centralità nelle politiche nazionali. Al nucleare spetta infatti il molteplice ruolo di garantire la sicurezza elettrica, offrendo un supporto all'intermittenza nell'approvvigionamento delle rinnovabili, provvedendo alla stabilità della rete elettrica durante i picchi di consumo e riducendo quanto possibile la dipendenza da fonti fossili in mercati che rimarranno per anni instabili³⁴. Dall'altro lato, l'impatto del confronto ai confini orientali dell'Europa ha riacceso anche negli investitori internazionali l'interesse per l'intero settore, con una serie di annunci eclatanti rispetto al contesto di crisi in cui il nucleare per uso civile ha vissuto dai tragici eventi di Fukushima in poi³⁵.

Globalmente, sono disponibili circa 413 gigawatts (GW) di capacità da nucleare, operanti in 32 paesi, contribuendo dunque al doppio obiettivo di evitare oltre 1,5 gigatonnellate (Gt) di emissioni di CO₂ e fungendo da alternativa all'importazione di circa 180 miliardi di metri cubi di gas all'anno (Gmc/a), un quantitativo maggiore alle importazioni europee di gas naturale dalla Federazione Russa nel corso del 2021³⁶.

Nel lungo percorso verso la sperata neutralità carbonica, l'obiettivo dell'elettrificazione dei consumi finali si accompagna a quello dell'abbattimento dell'utilizzo di fonti fossili nei settori *hard to abate*, a dimostrazione di come il rinnovato switch dal gas al carbone metta in discussione l'intero processo. Mentre le rinnovabili crescono del 7% nel corso del 2022, mantenendo un ritmo più veloce della crescita della domanda elettrica e contribuendo a sostituire in larga parte i combustibili fossili, l'apporto calante della generazione da nucleare limita il risultato dei settori a basso impatto carbonico. Un andamento che l'Aie vede prolungarsi anche nel 2023, rafforzando le incertezze non solo riguardanti l'acceleramento della transizione, ma anche del mantenimento della ridotta velocità attuale³⁷.

Per la stessa Aie, il connubio tra fonti rinnovabili e nucleare costituisce il perno principale attraverso il quale sarà possibile raggiungere gli obiettivi di neutralità carbonica. Eppure, il

³³ A. Gugliotta, "Carbone: Un alleato per sganciarsi dal gas russo?", in questo Focus Sicurezza Energetica 5/2022 a p.

³⁴ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), "Nuclear Power and Secure Energy Transitions", giugno 2022.

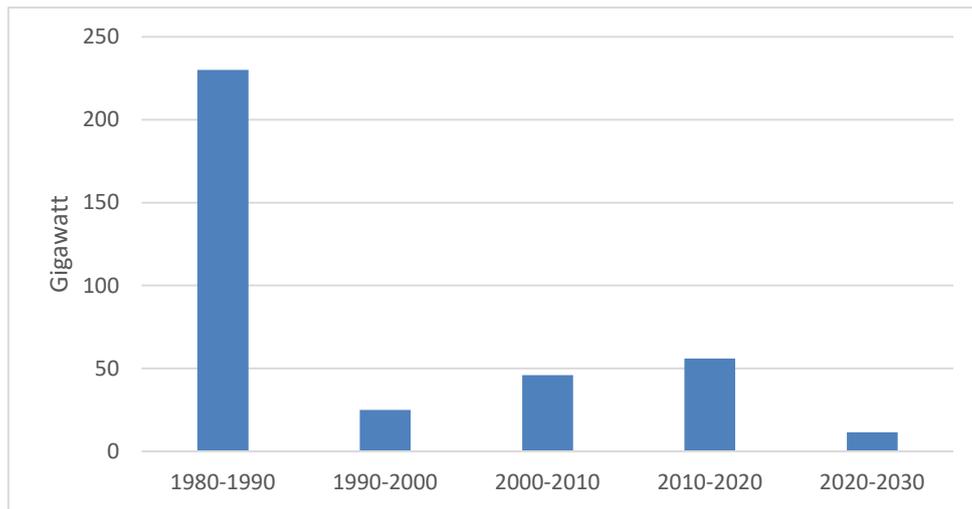
³⁵ A. Gara e M. McCormick, "Westinghouse to be sold for \$7.9bn in sign of nuclear power revival", *Financial Times*, 11 ottobre, 2022

³⁶ Aie, "Nuclear Power and Secure Energy Transitions"..., cit.

³⁷ Aie, *Electricity Market Report*..., cit. Secondo l'Aie, nonostante l'andamento positivo delle rinnovabili, l'apporto della generazione da nucleare, in calo del 3% nel 2022, fa sì che la crescita dei settori a basso impatto carbonico sia limitata e che, tenuto conto del declino del 2,6% del gas naturale e l'incremento del carbone, le emissioni di CO₂ siano destinate a calare del solo 1% entro la fine dell'anno.

declino costante a cui si assiste da molti anni della capacità del settore nucleare nelle economie avanzate, dove nel 2022 esso rappresenta circa il 18% del totale della domanda di generazione, evidenzia come si necessiti la rivalutazione del suo contributo, anche a fronte dell'invecchiamento di una flotta costruita in larga parte tra gli anni Settanta e Ottanta e reattori ormai prossimi alla chiusura (Figura 3.1)³⁸.

FIG. 3.1 - CAPACITÀ AGGIUNTIVA DA FONTE NUCLEARE IMMESA PER DECENNIO



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie)

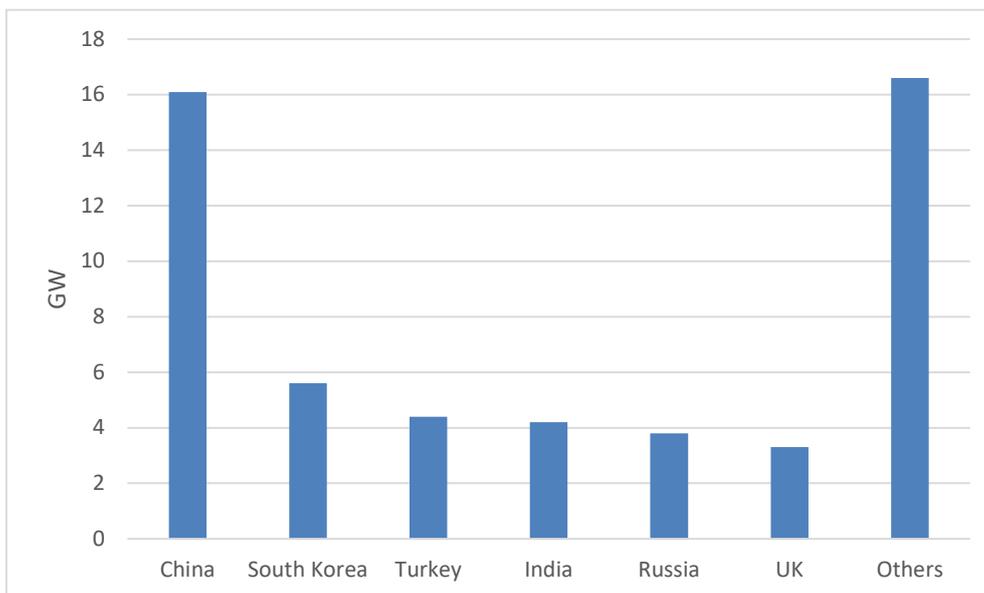
FIG. 3.2 - REATTORI IN COSTRUZIONE E NAZIONE DI ORIGINE DELLA TECNOLOGIA (2017-2022)



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie)

³⁸ Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), "Nuclear Power in a Clean Energy System", maggio 2019 Dopo il boom degli anni Ottanta, la capacità complessiva degli impianti costruiti è andata declinando repentinamente negli anni Novanta, stabilizzandosi attorno i 50 GW negli ultimi due decenni.

FIG. 3.3 - PAESI DI COSTRUZIONE DI NUOVA CAPACITÀ DA NUCLEARE NEL MONDO (GW)



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie)

La crisi della leadership tecnologica e finanziaria da parte delle economie avanzate, le quali oggi detengono circa il 70% della capacità globale nel settore, ha fatto sì che l'Occidente globalizzato perdesse il suo primato. In totale, 52 reattori per un totale di 54GW sono al momento in fase di realizzazione (Figura 3.2). A trainare l'intero settore sono però i progetti basati principalmente sui design di Russia e Cina. Dei 31 reattori la cui costruzione è iniziata dal 2017 in poi, soltanto 4 non appartengano a progetti basati su design di proprietà di questi due paesi. Di questi, 17 sono progetti russi e 10 cinesi, con i primi a dominare il mercato dell'export (Figura 3.3). Oltre alle quattro unità in costruzione in Cina, le quali costituiscono una parte integrante della partnership energetica bilaterale sino-russa, tre sono in costruzione in Turchia, quattro in India, due in Bangladesh e una in Iran³⁹. Un dato che evidenzia ulteriormente la strategicità del settore e le implicazioni di carattere geopolitico che la costruzione di nuovi reattori ricopre, soprattutto nelle economie in via di sviluppo di Africa e Asia.

Secondo lo scenario Aie "the IEA's Net Zero Emissions by 2050", è attesa una riduzione considerevole delle emissioni nel triennio 2021-2024. La stessa rimane però invalidata dall'andamento impresso dal ritorno del carbone⁴⁰. In tale ottica si pone anche lo studio del gruppo tecnico d'esperti (Gte) europeo, chiamato dalle istituzioni comunitarie a giudicare la compatibilità del settore nucleare con le delibere in tema ambientale della Commissione e l'impatto eventuale dello smaltimento delle scorie⁴¹. Lo studio prodotto evidenzia come il

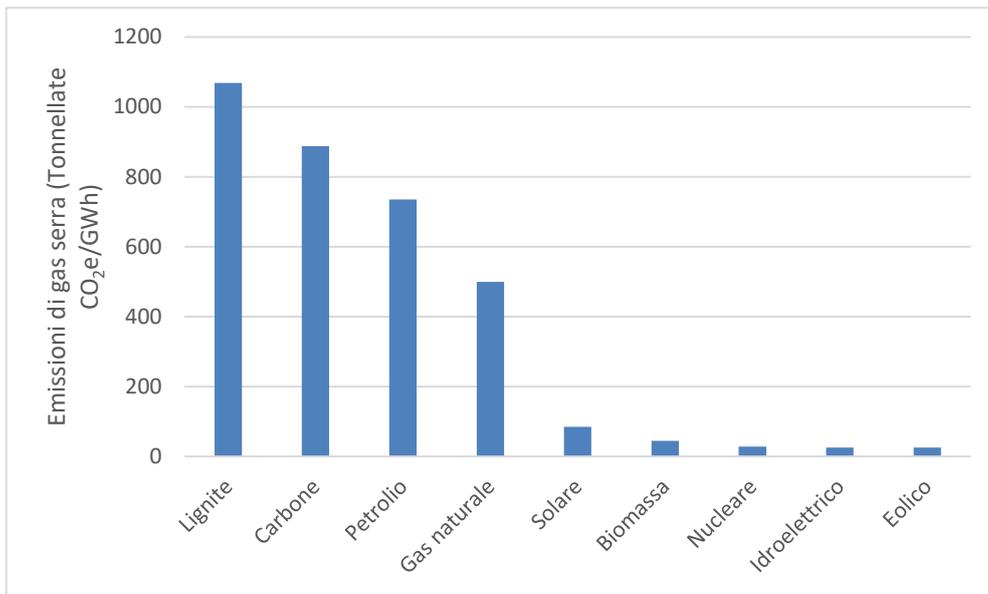
³⁹ (Aie), "Global Coal Demand is Set to Return to All-Time High in 2022" ..., cit., p. 17.

⁴⁰ United nations Climate Change, "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector- A report by International Energy Agency", giugno 2021.

⁴¹ EU Commission, "Technical Assessment of Nuclear Energy With Respect to the 'Do No Significant Harm' Criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')", Joint Research Centre, European Atomic Energy Community, 2022

settore sia compatibile con i dettami europei, paragonando lo stesso a idroelettrico ed eolico in termini di emissioni di gas terra nel ciclo di vita (Figura 3.4). In quest’ottica, non sorprende neppure l’inclusione del nucleare nella *Tassonomia Europea* e l’interesse dimostrato, a fasi alterne andrebbe sottolineato, da parte delle istituzioni comunitarie a incrementare gli investimenti nel nucleare civile⁴².

FIG. 3.4 - INTENSITÀ DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA
NEL CICLO DI VITA DELLE TECNOLOGIE PER LA GENERAZIONE ELETTRICA



Fonte: Elaborazione dell’Autore su dati Joint Research Centre

Pertanto, la comprensione di quale futuro attenda il settore nucleare diventa una *conditio sine qua non* per avere una visione nitida del percorso verso la decarbonizzazione nell’Unione europea, sia per quanto riguarda i paesi che oggi hanno già nella propria disponibilità centrali nucleari attive, sia per quella dei paesi che guardano al nucleare come una potenziale fonte. Se si guarda infatti all’esperienza nelle economie avanzate, il nucleare ha costituito la principale alternativa a basso impatto carbonico degli ultimi tre decenni, sopravanzando l’idroelettrico. Un fattore di ulteriore importanza strategica, se si valuta il peggioramento della crisi anche per via dell’impatto negativo dei cambiamenti climatici sull’idroelettrico⁴³. L’ennesima crisi nella crisi, in cui le variabili principali rimangono l’instabilità geopolitica dettata dal conflitto tra Russia e Ucraina e le difficoltà estese del mercato del gas a livello globale.

Opportunità e sfide nei principali mercati energetici europei

⁴² EU Commission, “Questions and Answers on the EU Taxonomy Complementary Climate Delegated Act Covering Certain Nuclear and Gas Activities”, Questions and Answers, 2 febbraio 2022.

⁴³ S&P Global Platts, “Droughts rattle Europe’s hydropower market, intensifying energy crisis”, 5 Agosto 2022. Nel primo semestre 2022, la generazione del settore idroelettrico retrocede di oltre un terzo in Italia e Spagna, e le basse riserve idriche francesi hanno un impatto diretto anche sulla generazione da nucleare, limitando i periodi di utilizzo di vari reattori.

In Francia il nucleare vive un momento di rinascita proprio grazie alla rielezione alla presidenza di Emmanuel Macron. Nelle intenzioni del neo-eletto presidente, il cosiddetto *Rinascimento Nucleare* garantirà “l’indipendenza energetica del paese”⁴⁴. Il settore vive però il momento più buio della sua storia, con decine di reattori al momento incapaci di produrre energia per via di manutenzioni ordinarie e straordinarie, in aggiunta a problemi di sicurezza riscontrati nella corrosione di alcune strutture. Dei circa 30 reattori al momento fuori uso, secondo Parigi saranno 24 quelli che torneranno a produrre entro la fine dell’anno, riportando la capacità totale a 50GW, dai meno di 30GW di produzione attuale. L’obiettivo diventa centrale per rispondere al picco della domanda che arriverà a gennaio ed evitare il *worst-case* scenario che vedrebbe sino a due ore di taglio ai rifornimenti elettrici al giorno⁴⁵. Un obiettivo che però deve scontrarsi con una dura realtà sul campo. Diversi rallentamenti si stanno infatti riscontrando nei lavori di ripristino di diversi reattori, con scioperi estesi a tutto il paese che allontanano il ritorno alla piena funzionalità del nucleare francese⁴⁶.

Il governo tedesco ha dimostrato forte indecisione nell’affrontare il tema del ritiro dei propri tre impianti attualmente funzionanti, rispettando una decisione presa anni fa e in un contesto totalmente mutato. Dopo innumerevoli annunci, talvolta assai contraddittori, l’esecutivo formato dalla coalizione tra Socialisti, Verdi e Liberali ha optato per mantenere due delle proprie tre unità in funzione al di là della deadline stabilita per il termine del 2022. In particolare, le unità Isar 2 e Neckarwestheim 2 garantiranno una riserva di 2,800 megawatt (MW) fino ad aprile 2023, utilizzabili in casi estremi e in aggiunta alla riattivazione già decisa di molte delle centrali a carbone⁴⁷. L’operazione presenta però problematiche tecniche e politiche di non poco conto. L’esecutivo tedesco è spaccato sul tema del prolungamento dell’attività dei reattori, con il partito liberale Fdp a supportare il funzionamento di lungo corso dell’intera flotta, un’opzione a cui però si oppongono categoricamente i Verdi, da sempre contrari a una permanenza del nucleare nel sistema energetico tedesco⁴⁸.

Il Belgio ha prolungato di dieci anni il funzionamento dei due reattori, Doel 4 e Tihange 3, sostanzialmente annullando la decisione presa anni fa di un completo phase-out del nucleare entro il 2025 davanti a un “contesto geopolitico caotico”⁴⁹. Al contempo, a fine settembre si è assistito alla prima chiusura nel paese di uno dei reattori, il Doel 3, dopo quarant’anni di attività e nel mezzo di proteste di attivisti interessati al mantenimento in funzione della centrale davanti ai crescenti prezzi energetici⁵⁰. Ancora una volta rimane evidente la complessità del percorso europeo e dei diversi Stati membri all’interno di questa crisi e il

⁴⁴ “Élysée, Reprendre en main notre destin énergétique!”, YouTube, 10 febbraio 2022. A febbraio è stata annunciata la costruzione di 6 nuovi reattori di tipo EPR2 entro il 2036 e fino a 14 entro il 2050.

⁴⁵ “France to restart all nuclear reactors by winter amid energy crunch”, *France 24*, 2 settembre, 2022.

⁴⁶ “Maintenance on eight French nuclear reactors delayed over strike”, *Reuters*, 12 ottobre, 2022.

⁴⁷ V. Eckert e S. Marsh, “Germany keeps two nuclear reactors in standby to weather gas crisis”, *Reuters*, 5 settembre, 2022,

⁴⁸ “Possible extension of Germany’s nuclear power at risk”, *Reuters*, 10 ottobre, 2022. A complicare le cose, il reattore Isar 2, operato dalla compagnia E.ON, ha riportato una perdita improvvisa a settembre e che necessiterebbe di controlli da effettuare nel mese di ottobre, proprio in previsione di un suo mantenimento in funzione oltre il termine del 2022.

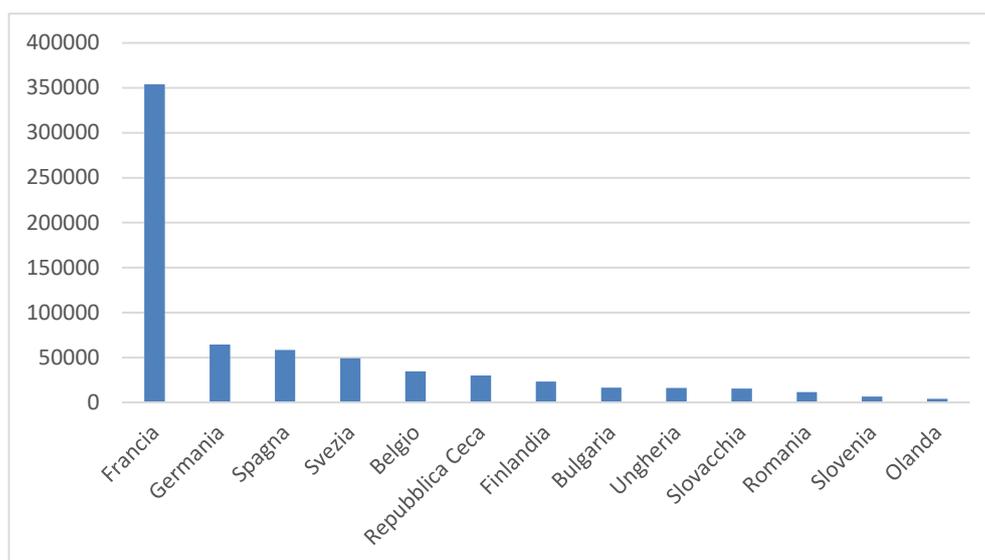
⁴⁹ Government of Belgium, *Prolongation de la durée de vie des centrales Doel 4 et Thiangé 3*, 18 marzo 2022

⁵⁰ “Belgium shuts down nuclear reactor for first time”, *AA*, 23 settembre, 2022.

paradosso nel quale il settore nucleare rischia di cadere. Mentre l'Aie ha sottolineato il ruolo importante del nucleare belga per supportare la transizione belga⁵¹ il governo vede lo status delle proprie finanze precarizzarsi proprio a causa dei costi energetici e delle misure introdotte per affrontare l'emergenza, rischiando però di scontentare una poco coesa maggioranza di sette partiti che reggono l'esecutivo in carica⁵².

Secondo il Piano Energetico e Climatico Nazionale 2021-2030 della Spagna, il decommissionamento completo dei sette reattori attivi avverrà nel periodo fra il 2027 e il 2035. In parallelo, anche carbone e petrolio sono destinati a terminare il proprio contributo entro rispettivamente il 2025 e il 2030⁵³. Per il governo guidato dai socialisti, in coalizione con altre forze, la strategia di uscita dal nucleare non è in discussione, neppure in questo momento. Il dibattito rispetto al prolungarsi del funzionamento delle centrali spagnole è ora però riacceso, visto che la Spagna può considerarsi come la seconda potenza in termini di nucleare civile in Europa (Figura 3.5). Da questo punto di vista, il Partito Popolare, ovvero la più grande forza di opposizione nel paese, rimane in supporto al mantenimento dell'intera flotta, anche nel futuro⁵⁴.

FIG. 3.5 - PRODUZIONE DI ENERGIA NUCLEARE NELL'UNIONE EUROPEA (2020) IN GWH



Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati Eurostat

N.B. i dati riferiti a Germania e Belgio non contano il recente spegnimento di diversi reattori.

N.B. I dati relativi alla Finlandia non tengono conto della messa in funzione del reattore Olkiluoto 3.

⁵¹ “Belgian nuclear exit would lead to more emissions, IEA says”, Bloomberg, 20 aprile, 2022.

⁵² B. Moens, “Devils in the red: Energy Rescues push Belgium toward the debt danger zone”, Politico, 9 ottobre, 2022.

⁵³ Government of Spain, Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030, 20 gennaio 2020. Entro il 2030, il contributo del nucleare nel mix energetico spagnolo dovrebbe declinare al 7,8% rispetto l'attuale 22,5%.

⁵⁴ M. Lema, “Gobierno y PP, màs xcerca de lo que parece en energìa: seàarados en discalidat y nucleares”, *El Confidencial*, 13 settembre 2022.

Polonia e Repubblica Ceca si prospettano come alcuni dei principali attori nel settore del nucleare civile nei decenni a venire in Europa. La prima, senza alcun impianto in funzione, può contare su un vasto consenso popolare a supporto del nucleare. La costruzione di un primo impianto nella provincia della Pomerania è prevista per il 2033, mentre Varsavia spinge l'acceleratore per disporre di sei reattori entro il 2040⁵⁵. Uno strumento di critica importanza per l'abbandono definitivo della Polonia al carbone, il quale ricopre tuttora la principale fonte nella generazione elettrica. Il paese si trova al centro di una fitta rete di diplomazia energetica, con l'esecutivo a fare la spola tra Stati Uniti, Francia e Corea del Sud, paesi le cui compagnie sono in competizione per la realizzazione del primo reattore nel paese⁵⁶. Nell'ottobre del 2021 il governo di Praga ha introdotto un provvedimento che avvantaggia la produzione di energia da nucleare e sostiene la costruzione di impianti, garantendo profitti stabili dalla vendita di energia prodotta⁵⁷. Anche per la Repubblica Ceca, che al momento può contare su sei reattori funzionanti, l'energia da nucleare garantirà una transizione più veloce dal carbone. Entro il 2024 il governo ceco intende siglare un contratto per una nuova unità all'impianto di Dukovany, la quale dovrebbe essere ultimata nel 2036. Come nel caso polacco, anche in Repubblica Ceca sono le compagnie americane, francesi e sudcoreane a essere in lizza per la costruzione dell'impianto, mentre le controparti cinesi e russe sono state escluse per ragioni riguardanti la sicurezza nazionale⁵⁸.

In Scandinavia, sia Svezia sia Finlandia sono importanti attori. Secondo la strategia energetica e climatica presentata da Stoccolma, il paese punterà alla completa decarbonizzazione del proprio sistema energetico entro il 2040. Davanti a tale importante e ambizioso obiettivo rimane però indefinito il ruolo del settore nucleare, che conta 6 reattori funzionanti, dopo la chiusura di due operati da Vattenfall nel 2019 e 2020⁵⁹. Il nuovo governo eletto dovrà affrontare due sfide. Da una parte dovrà fare i conti con l'indisponibilità del reattore Ringhals 4 per l'intero inverno, chiuso per manutenzione straordinaria e danni riscontrati durante i controlli. Il tutto rende plausibile la possibilità di blackout nella zona meridionale del paese, la più densamente abitata e industrializzata⁶⁰. Dall'altra, la nuova coalizione di destra ha annunciato che nuovi reattori verranno costruiti nel paese, senza però fornire ulteriori dettagli, mentre Vattenfall ha più volte indicato l'interesse a costruire unità di Small Modular Reactor (Smr)⁶¹. La Finlandia prevede la costruzione di un sesto impianto entro il decennio, con il nucleare a costituire parte della spina dorsale energetica nel prossimo futuro⁶². Dopo la messa in funzione a marzo del 2022 del reattore Olkiluoto-3, la cui costruzione è iniziata

⁵⁵ "Polish support for nuclear on a high", *World Nuclear News*, 15 dicembre 2021.

⁵⁶ "Memorandum of ZPP on the plans to build a nuclear power plant in Poland", *ZPP*, 19 settembre 2022.

⁵⁷ "Czech support for nuclear becomes law", *World Nuclear News*, 29 settembre 2021.

⁵⁸ K. Chamonikolas e L. Ponikelska, "Czechs start \$7 billion nuclear project as power prices surge", *Bloomberg*, 17 marzo, 2022.

⁵⁹ The Ministry of Infrastructure, "Sweden's Integrated National Energy and Climate Plan", 16 gennaio 2020.

⁶⁰ "Sweden's Ringhals 4 nuclear outage extends into winter months", *Reuters*, 13 settembre 2022.

⁶¹ J. Ekblom e L. Paulsson, "Sweden's Incoming Cabinet Say Reactors Will Be Built", *Bloomberg*, 14 ottobre 2022.

⁶² Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, "Finland's Integrated Energy and Climate Plan", 2019.

nel 2005, l'impianto ha raggiunto a fine settembre la massima capacità di 1,600MW⁶³. La sua produttività entrerà a pieno regime da dicembre, in un momento cruciale per il paese, recentemente tagliato fuori dall'approvvigionamento di gas russo.

Nel cuore dell'Europa orientale, Romania e Ungheria rimangono altri due paesi fortemente interessati a rafforzare sicurezza e transizione energetica grazie a nuovi investimenti nel settore nucleare. Bucarest prevede infatti l'ultimazione di almeno un nuovo reattore entro il 2030, seguito poi da uno l'anno seguente nell'impianto esistente di Cernavoda⁶⁴. Il paese potrebbe diventare il primo in Europa a ospitare un'unità Smr, dalla realizzazione più veloce e costi limitati. A tal riguardo, una missione della Iaea ha recentemente verificato il sito di costruzione di questa nuova centrale e un report dettagliato verrà consegnato al governo romeno entro il termine del 2022⁶⁵. Infine, l'Ungheria ritiene rinnovabili e nucleare come l'unico mix a garantire una sovranità e sicurezza energetica nel lungo tempo e due nuovi reattori sono previsti entro il 2030⁶⁶. Contrariamente agli altri partner europei, il governo di Budapest ha dato il via libera definitivo all'espansione dell'impianto di Paks, il quale ospiterà due nuovi reattori di fabbricazione russa⁶⁷. Gli stessi verranno realizzati grazie non solo a tecnologie ma anche a finanziamenti provenienti da Mosca, nell'ordine di circa 10 miliardi di dollari, resi disponibili tramite la compagnia di stato Rosatom.

Conclusioni

L'analisi del settore nucleare europeo presenta un ventaglio variopinto di opzioni vagliate dagli esecutivi europei che, di fronte alla difficile situazione generata dalla crisi del gas e dall'instabilità geopolitica, hanno prospettive piuttosto discordanti sulla possibilità di un ritorno del nucleare in Europa, anche in risposta all'esigenza di accelerare il processo di transizione energetica. Un ruolo di coordinamento sempre più necessario, ma divenuto oggi difficile da realizzare, andrà alla Commissione europea. A Bruxelles spetta l'ingrato compito di trovare un bilanciamento fra le spinte centrifughe degli Stati membri, le risposte dei singoli in tema di emergenza climatica e di sicurezza energetica e la necessità di far fronte alla diffusa fragilità economico-sociale che sta prendendo varie forme all'interno dei paesi europei. Investimenti congiunti a livello comunitario e un dialogo aperto con i partner internazionali paiono i primi passi necessari all'impiego proattivo delle capacità tecnologiche e finanziarie interne all'Unione europea. Da queste iniziative potrebbe derivarne una valorizzazione del know-how esistente, massimizzando altresì le ricadute positive sulla stabilità dei sistemi energetici europei, con un beneficio allargato sia ai paesi già dotati di impianti nucleari sia a quelli che se ne volessero dotare in futuro. Il tutto senza tralasciare gli effetti benefici per quei 14 paesi dell'UE che non hanno e non prevedono alcun investimento nel settore nucleare.

⁶³ K. Pohjanpalo, [“Europe’s biggest nuclear reactor reaches full capacity for first time”](#), Bloomberg, 30 settembre, 2022.

⁶⁴ Government of Romania, [“The 2021-2030 Integrated National Energy and Climate Plan”](#), aprile 2020.

⁶⁵ Iaea, [“IAEA team in Romania concludes first ever site and external events design \(SEED\) review for a small modular reactor”](#), 15 settembre 2022.

⁶⁶ Ministry of Innovation and Technology, [“National Energy and Climate Plan”](#), 2019.

⁶⁷ C. Gijs, [“Hungary moves ahead with construction of Russian-built nuclear reactors”](#), *Politico*, 27 agosto 2022.

4. Tra transizione e sicurezza: la risposta dell'UE alla crisi energetica

Alessandro Gili

L'Europa si trova oggi immersa in una tempesta perfetta. Fin dall'inizio della guerra in Ucraina sono emerse chiaramente le debolezze strutturali del mercato energetico europeo. Se il conflitto ha costituito l'elemento di esplosione di tali criticità, esse sono presenti da lungo tempo nello scenario energetico dell'Unione.

Il trilemma energetico ruota intorno a tre assi costitutivi: convenienza dell'energia, sicurezza energetica e sostenibilità. L'elemento centrale su cui è stata basata la politica energetica europea nel corso degli ultimi vent'anni ha avuto il fulcro nell'obiettivo di garantirsi energia, e in particolare gas, a prezzi estremamente convenienti. Il fornitore naturale che maggiormente ha assicurato tale obiettivo è stato per lungo tempo la Federazione russa, che nel 2021 garantiva il 45% del totale delle importazioni di gas europee, pari a 155 miliardi di metri cubi, e il 40% del totale dei consumi di gas in Europa¹. Il privilegiare l'elemento della convenienza dell'energia ha avuto come conseguenza principale quella di trascurare la questione fondamentale della sicurezza energetica. Tale ruolo preponderante della Russia si è inoltre accompagnato con una progressiva riduzione della produzione di gas all'interno dell'UE, che è passata dal 24% del 2015 al 9% del 2021 sul totale dei consumi. Inoltre, gli investimenti in energie rinnovabili per sostenere la transizione energetica non hanno tenuto il passo con l'aumento della domanda di energia dovuto anche alla ripresa post-pandemia e, soprattutto, non hanno adeguatamente compensato la riduzione degli investimenti programmati in fonti fossili, producendo un gap crescente tra domanda e offerta.

Come la Russia ha cambiato la sicurezza energetica europea

L'invasione russa dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022, ha rappresentato un momento di svolta sotto molti aspetti. Non solo ha riportato una guerra convenzionale su larga scala sul suolo europeo dopo decenni di pace, ma ha anche sconvolto un gran numero di tendenze su scala continentale e globale. Tra i settori più colpiti dal conflitto, l'energia – e la transizione energetica – occupa un posto di rilievo, con due effetti divergenti. Da un lato, la guerra e la sua minaccia alle forniture di gas e petrolio a livello globale mostrano ancora una volta l'importanza dei combustibili fossili nell'attuale mix energetico e i limiti della velocità della transizione verso le energie rinnovabili. L'embargo parziale sul petrolio russo, che costituiva circa il 29% del totale dell'import di petrolio europeo, e l'impegno a eliminare progressivamente il gas russo dal mix energetico dell'UE stanno avendo un impatto considerevole su famiglie e imprese nel breve e medio termine. D'altro canto, il conflitto ha

¹ “[How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year](#)”, Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie) Press Release, 3 marzo 2022.

evidenziato come i combustibili fossili siano influenzati dalle tensioni geopolitiche e ha sottolineato il ruolo centrale dei paesi dotati di ampie riserve di idrocarburi. La guerra ha quindi effettivamente creato un problema a breve termine, rafforzando al contempo la necessità di una soluzione a medio e lungo termine basata sulle energie rinnovabili e pulite, nonché su un possibile ruolo di primo piano per il nucleare di ultima generazione. La sicurezza energetica non è infatti disgiunta dalla transizione energetica: più veloce sarà quest'ultima, maggiore sarà l'autonomia dell'UE e dell'Italia rispetto a forniture estere, importante vantaggio ne trarrà certamente la sicurezza energetica.

Dall'inizio del conflitto in Ucraina la Russia ha progressivamente ridotto i flussi di gas verso l'Europa ma ha al tempo stesso aumentato i suoi profitti, con un rincaro di oltre 200 euro/Mwh, raggiungendo punte di ricavi pari a 800 milioni di euro al giorno nel marzo 2022. Tuttavia, da inizio ottobre l'importo dei ricavi si è abbassato, arrivando a circa 130 milioni di euro al giorno (nonostante gli alti prezzi), soprattutto a causa della riduzione marcata dei flussi, che costituiscono adesso solo il 7% sul totale dell'import europeo di gas². I flussi sono crollati in particolare dopo l'annuncio a inizio settembre di Gazprom del blocco per un tempo indefinito del gasdotto Nord Stream 1, a causa di presunti problemi di manutenzione³. La situazione si è aggravata ulteriormente dopo le esplosioni sottomarine che hanno determinato la rottura fisica del gasdotto Nord Stream 1 e 2 nel Bar Baltico e la fuoriuscita di consistenti quantitativi di metano in atmosfera⁴. Tuttavia, non è solo il Nord Stream a essere inattivo: anche il gasdotto Yamal che collega i giacimenti del nord-ovest dalla Siberia alla Germania, passando da Bielorussia e Polonia non è operativo. Attivi rimangono il gasdotto transitante per l'Ucraina e il Turkstream, che collega la Russia alla Turchia, e da lì l'Europa sud-orientale e centrale.

Le misure a breve termine

Per far fronte alla situazione di emergenza nel settore energetico il 30 settembre il Consiglio UE ha in primo luogo concordato un obiettivo di riduzione globale volontario del 10% del consumo di elettricità e un obiettivo di riduzione obbligatorio del 5% del consumo di elettricità nelle ore di punta. In secondo luogo, si è previsto un tetto ai ricavi in eccesso delle centrali elettriche che non utilizzano il gas per produrre elettricità, come quelle solari, eoliche, nucleari, idroelettriche e a lignite. Il tetto sarà uniforme e fissato a 180 euro per megawattora. Tutti i ricavi che superano la soglia saranno incamerati dai governi. Infine, è previsto un meccanismo di solidarietà per tassare parzialmente i profitti in eccesso realizzati dalle società di combustibili fossili (petrolio greggio, gas, carbone e raffinerie). Le autorità potranno imporre un prelievo del 33% sui profitti realizzati da queste società nell'anno fiscale 2022 – ma solo se i profitti rappresentano un aumento del 20% rispetto alla media dal 2018. I fondi supplementari ottenuti attraverso il secondo e il terzo strumento saranno reindirizzati alle famiglie e alle imprese in difficoltà finanziaria sotto forma di sussidi, tariffe ridotte o sostegno

² “Gas, crisi Russia-UE: la dashboard con tutti i numeri”, ISPI, consultato il 10 ottobre 2022.

³ A. Lawson, “Nord Stream 1: Gazprom announces indefinite shutdown of pipeline”, *The Guardian*, 2 settembre 2022.

⁴ J. Plucinksa, “Nord Stream gas ‘sabotage’: who’s being blamed and why?”, *Reuters*, 6 ottobre 2022.

al reddito. In questo quadro generale, i paesi che hanno già adottato soluzioni simili a livello nazionale potranno continuare i loro programmi se perseguono gli stessi obiettivi del pacchetto dell'UE⁵.

Tale previsione sembra essere un'implicita autorizzazione all'annuncio del piano tedesco da 200 miliardi di euro per limitare i prezzi di elettricità e gas attraverso sussidi a famiglie e imprese, al fine anche di contenere la spirale inflazionistica. Tuttavia, risulta fondamentale che le azioni dei singoli paesi, soprattutto quelli con maggiore spazio fiscale come la Germania, non vadano a creare situazioni di svantaggio per altri paesi, determinando una frammentazione del mercato unico europeo⁶. Infatti, sostegni fiscali a famiglie e imprese attraverso una riduzione dei prezzi dell'energia si traducono inevitabilmente in incentivi al consumo dell'energia stessa, producendo esternalità negative sia all'interno del paese, sia nei confronti di altri paesi europei che non adottino le medesime misure fiscali. La conseguenza della maggior domanda di energia è infatti un circolo vizioso di aumento dei prezzi nell'intero mercato unico, maggiore spesa pubblica e debito, unito a maggiori rischi di razionamento. Fondamentale ed economicamente più razionale risulterebbe invece l'erogazione di sussidi a famiglie a più basso reddito, nonché incentivi a famiglie e imprese perché riducano i consumi rispetto all'anno precedente.

Non è stato ancora raggiunto l'accordo, invece, per un tetto al prezzo del gas importato, indipendentemente dalla fonte di origine oppure solo per quello proveniente dalla Russia. L'ipotesi di un *cap* su tutto il gas importato, sostenuta da quindici paesi tra cui Francia, Italia e Spagna, è ancora allo studio della Commissione; tuttavia, si teme che il tetto massimo possa determinare un motivo di scontro con i fornitori (che potrebbero decidere di interrompere le forniture), metta in pericolo la sicurezza dell'approvvigionamento dell'UE e incentivi il consumo di gas in un momento in cui il risparmio è diventato fondamentale. In particolare, nel caso di un tetto sul gas sulla generazione elettrica potrebbero essere ingenti i fondi pubblici necessari a sostenere la misura che, inoltre, determinerebbe un incentivo per aumentare la domanda di elettricità, con un conseguente maggiore consumo di gas. Infine, un *cap* sul solo gas russo avrebbe ormai un impatto modesto: vista la ridotta quantità di gas fornito da Mosca, un *cap* sul gas russo teoricamente ridurrebbe solo marginalmente il prezzo complessivo. Ed è molto probabile che in caso di *cap* la Russia interrompa definitivamente le forniture⁷.

Sempre al fine di contenere i consumi a luglio 2022 è stato adottato il piano *Save Gas for a safe winter* da parte della Commissione, approvato dal Consiglio il 5 agosto. Esso prevede una riduzione volontaria della domanda di gas naturale tra il 1° agosto 2022 e il 31 marzo 2023 del 15% rispetto al consumo medio degli ultimi cinque anni. Il regolamento prevede inoltre la possibilità che il Consiglio attivi uno "stato di allarme dell'Unione" per la sicurezza

⁵ Council of the European Union, "[Council agrees on emergency measures to reduce energy prices](#)", Press Release, 30 settembre 2022.

⁶ M. Nienaber, "[Germany Set to Borrow €200 Billion to Tackle Gas-Price Surge](#)", Bloomberg, 29 settembre 2022.

⁷ Si veda anche C. Heussaff, S. Tagliapietra, G. Zachmann, J. Zettermeyer, "[An Assessment of Europe's Options for Addressing the Crisis in Energy Markets](#)", Bruegel Policy Contribution Issue no. 17/22, settembre 2022.

dell'approvvigionamento, nel qual caso la riduzione della domanda di gas diventerebbe obbligatoria. Il Consiglio ha specificato alcune esenzioni e possibilità di applicare una deroga, parziale o in alcuni casi totale, all'obiettivo di riduzione obbligatoria, al fine di tenere conto di situazioni particolari degli Stati membri e garantire che le riduzioni di gas siano efficaci per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento nell'UE. La Commissione ha anche adottato un Piano europeo di riduzione della domanda di gas che stabilisce misure, principi e criteri per una riduzione coordinata della domanda. Il piano si concentra sulla sostituzione del gas con altri combustibili e sul risparmio energetico complessivo in tutti i settori. L'Unione ha inoltre adottato una nuova legislazione che impone di riempire gli stoccaggi sotterranei di gas fino all'80% della capacità entro il 1° novembre 2022 per garantire l'approvvigionamento per il prossimo inverno. A oggi, l'Italia e l'UE hanno raggiunto il 90%. Infine, la Commissione ha istituito la Piattaforma energetica dell'UE per aggregare la domanda di energia a livello regionale e facilitare il futuro acquisto congiunto di gas e idrogeno verde, per garantire l'uso ottimale delle infrastrutture in modo che il gas arrivi dove è più necessario⁸.

Infine, nella notte tra il 20 e il 21 ottobre il Consiglio europeo ha adottato alcune misure che potranno portare a una razionalizzazione del mercato europeo del gas. Per la prima volta, i paesi UE saranno obbligati dal prossimo anno ad acquistare congiuntamente il 15% degli stoccaggi di gas (stoccaggi che però riescono a coprire solo il 30% della domanda invernale di gas). In secondo luogo, dovrà essere studiato e sviluppato un nuovo parametro di riferimento complementare per il prezzo del gas, che tenga conto del ruolo sempre più crescente del Gnl. Inoltre, per quanto riguarda la questione del *price cap*, sono previsti approfondimenti per la creazione di un *dynamic price corridor*, onde evitare fiammate improvvise dei prezzi, così come è stata prevista la possibilità di considerare l'uso temporaneo di un *price cap* sul gas utilizzato per la generazione elettrica. Infine, dovranno essere rafforzate le misure di solidarietà tra paesi europei, nel caso in cui un singolo paese si trovi in una situazione di emergenza energetica⁹.

Le misure europee e il taglio delle forniture di Mosca stanno iniziando ad avere effetti considerevoli: a inizio ottobre il 40% delle importazioni di gas dell'UE proviene dal Gnl, il 38,3% dalla Norvegia, il 10,2% dall'Algeria e solo il 7% dalla Russia¹⁰. Un ostacolo a una maggiore diversificazione proviene inoltre dal veto francese alla realizzazione del gasdotto MidCat, che aumenterebbe l'interconnessione tra Spagna e Francia, aumentando potenzialmente i flussi di gas nella direttrice ovest-est. Tuttavia, i flussi delle due interconnessioni esistenti sono stati potenziati a fine settembre, con un aumento di 1,5 miliardi di metri cubi, pari a un incremento del 18% dell'esportazioni di gas via gasdotto della Spagna, che equivalgono anche al 6% del consumo di gas naturale francese. La capacità di rigassificazione della penisola iberica non è trascurabile in questo momento di crisi: Spagna e Portogallo posseggono sette rigassificatori e vi è ancora una consistente capacità inutilizzata che, con maggiori interconnessioni, potrebbe garantire forniture importanti di gas anche ai

⁸ European Commission, "Save Gas for a Safe Winter", COM (2022) 360 final, Brussels, 20 luglio 2022.

⁹ Consiglio europeo, "Conclusioni del Consiglio europeo su energia ed ambiente", 21 ottobre 2022.

¹⁰ "European Natural Gas Imports", Bruegel, Dataset, visualizzato il 10 ottobre 2022.

paesi dell'Europa centrale¹¹. Il 20 ottobre, nel corso di un vertice trilaterale Francia-Portogallo-Spagna, si è deciso di abbandonare definitivamente il progetto MidCat, in favore di una nuova interconnessione sottomarina verde tra Barcellona e Marsiglia. Il BarMed sarà destinato al trasporto di idrogeno verde e solo temporaneamente e in minima parte potrà trasportare gas naturale. È un passo importante nel medio periodo per aumentare l'integrazione del mercato europeo dell'energia, coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione. È anche una vittoria della Francia, che potrà vedere confermato il suo ruolo di potenza energetica europea. Attraverso l'idrogeno prodotto dalle sue centrali nucleari (chiamato idrogeno rosa) potrà rifornire anche il mercato iberico; nel caso del MidCat, invece, il flusso del gas sarebbe stato quasi esclusivamente in direzione ovest-est¹².

Per l'Italia le cifre ovviamente sono diverse rispetto al dato generale europeo, grazie alla diversificazione in chiave mediterranea perseguita dal governo Draghi con gli accordi per aumentare le forniture da Algeria e Azerbaijan via gasdotto, ma anche attraverso maggiori contratti Gnl con paesi quali Qatar, Egitto, Angola, Congo e Mozambico. A inizio ottobre l'Italia ha importato il 43,2% del proprio gas dall'Algeria, il 25,1% di gas Gnl (Qatar, Stati Uniti, Nigeria e altri paesi africani), il 18,5% dall'Azerbaijan attraverso il Tap, il 5% dalla Libia e solo lo 0,5% dalla Russia, con un flusso ormai azzerato¹³. La quota del Gnl, invece, è destinata ad aumentare ulteriormente non appena entrerà in funzione la nave rigassificatrice a Piombino nel 2023¹⁴. Tuttavia, nel breve periodo, sarà molto difficile sostituire integralmente i flussi di gas dalla Russia e soddisfare al tempo stesso la domanda di gas: per questo motivo, la riduzione dei consumi appare un elemento cardine della strategia europea e italiana per superare l'inverno senza interruzioni improvvise delle forniture a famiglie e imprese. Nel mese di settembre 2022 si sono registrate forti riduzioni dei consumi di gas nei maggiori paesi europei: -17% in Italia (-21% nell'industria), -17% anche in Germania; in controtendenza la Francia, con un +2%, a causa del maggiore consumo di gas per la generazione elettrica (+36% rispetto a settembre 2021) dovuto soprattutto alla chiusura per manutenzione di numerose centrali nucleari del paese¹⁵.

Inoltre, gli effetti del prolungato aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità stanno determinando un aumento sensibile della bolletta energetica per tutti i paesi europei. La spesa energetica su Pil è prevista toccare il 13% nel 2022, rispetto al 5% della media 2019-21. Per la Germania si è passati dal 3,7% del periodo 2019-21 al 9,5% del 2022. Simile la situazione della Francia: la spesa energetica nel paese transalpino è prevista raggiungere il 9,5% nel 2022, contro il 3,5% della media 2019-21.

È utile infine ricordare che a giugno 2022 il Consiglio ha adottato il sesto pacchetto di sanzioni contro la Russia che contiene, tra le varie misure, il blocco alle importazioni del 90% del petrolio russo a partire da dicembre 2022. Prima del conflitto, l'UE importava dalla Russia

¹¹ V. West, "Spain-France gas pipeline capacity increased and available, Spain says", *Reuters*, 22 settembre 2022.

¹² E. Pinedo, B. Carreño, "France, Spain and Portugal agree to build Barcelona-Marseille gas pipeline", *Reuters*, 20 ottobre 2022

¹³ "Gas, crisi Russia-UE: la dashboard con tutti i numeri"..., cit.

¹⁴ S. Pieraccini, "Rigassificatore Piombino, è ancora stallo sulla nave Snam", *IlSole24Ore*, 19 settembre 2022.

¹⁵ B. McWilliams e G. Zachmann, "European natural gas demand tracker", Bruegel, 5 ottobre 2022.

il 29% del proprio petrolio¹⁶. Oggi la situazione potrebbe essere ulteriormente aggravata dalla decisione del 5 ottobre da parte dell'Opec Plus di tagliare la produzione del greggio di 2 milioni di barili al giorno. Una mossa che produrrà un aumento dei prezzi del petrolio e avvicinerà i paesi produttori alla Russia, ponendoli in rotta di collisione con i paesi occidentali¹⁷.

RePower EU, la transizione e il decoupling dal gas russo

Una rapida riduzione delle importazioni dalla Russia, come indicato nei piani della Commissione (REPowerEU mira a ridurre la domanda di gas russo di due terzi nel 2022) presenta due sfide principali: un aumento a breve termine dell'uso dei combustibili fossili e una più rapida diffusione delle energie rinnovabili nel medio-lungo termine. Contrariamente alla proposta dell'Agenzia Internazionale dell'Energia di ridurre la dipendenza dalla Russia, la Commissione europea non intende aumentare il consumo di carbone (o di altre fonti fossili), anche se alcuni paesi potrebbero decidere di posticipare l'eliminazione già prevista. Il contributo principale previsto dal Piano – circa due terzi – deriverebbe da un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili, nonché dall'aumento dell'efficienza energetica. Nel piano REPowerEU presentato nel maggio 2022, la Commissione mira a raggiungere 1236 GW di generazione di energia rinnovabile entro il 2030, aumentando il precedente obiettivo del 40% della Direttiva sulle energie rinnovabili al 45%. L'aumento del ruolo delle rinnovabili, tuttavia, richiede importanti aggiornamenti alla rete energetica dell'UE, migliorando le interconnessioni e adattando una rete concepita in gran parte per una generazione continua e centralizzata per accogliere un ampio uso di fonti intermittenti e diffuse. Inoltre, per raggiungere l'obiettivo del 45% di energie rinnovabili fissato dalla Commissione, è necessario creare una notevole capacità di stoccaggio: secondo l'Associazione europea per lo stoccaggio dell'energia (Ease), entro il 2030 l'UE avrà bisogno di 108 GW di stoccaggio dell'elettricità, rispetto ai 40 GW di capacità disponibili nel 2020¹⁸.

Non tutti i settori economici, però, possono essere elettrificati con la stessa facilità. Nei cosiddetti settori *hard to abate* e nelle industrie a più alta intensità energetica, centrale risulterà il ruolo dell'idrogeno, come strumento per assicurarne la decarbonizzazione. La già ambiziosa “Strategia per l'idrogeno” del 2020 è stata ulteriormente rafforzata da REPowerEU, che quadruplica l'obiettivo di fornitura di idrogeno verde e prevede di utilizzare gran parte del potenziale energetico fornito dalle fonti rinnovabili per produrlo. Il piano REPowerEU mira a raggiungere 20 milioni di tonnellate di idrogeno verde nell'UE (metà prodotto internamente e metà importato), un obiettivo che richiede massicci investimenti in infrastrutture. Tuttavia, obiettivi così elevati per la produzione di idrogeno verde implicano che una parte significativa della nuova capacità di energia rinnovabile dovrà essere dedicata a questo compito, richiedendo ai responsabili politici e alle parti interessate

¹⁶ European Commission, “Russia’s war on Ukraine: EU adopts sixth package of sanctions against Russia”, Press Release, 3 giugno 2022.

¹⁷ D. Sheppard, D. Brower, T. Wilson, J. Politi, “Opec+ unleashes shockwaves with big cut to oil production”, *Financial Times*, 6 ottobre 2022.

¹⁸ European Commission, “REPowerEU Plan”, COM(2022) 230 final, 18 maggio 2022.

di pianificare accuratamente i nuovi impianti energetici all'interno dell'UE. I tre assi principali di investimento per l'idrogeno saranno: i) il corridoio mediterraneo, che sfrutta il grande potenziale dei paesi nordafricani per la produzione di idrogeno verde; ii) l'area del Mare del Nord e l'Ucraina, anche se quest'ultima opzione dipenderà fortemente dall'evoluzione del conflitto. Tuttavia, la creazione di gasdotti capaci di trasportare idrogeno richiederebbe una revisione significativa delle infrastrutture esistenti, con costi previsti in media tra i 28 e i 38 miliardi di euro per i gasdotti dell'UE e altri 6-11 miliardi per i sistemi di stoccaggio¹⁹.

Le risorse necessarie per la transizione

La trasformazione dell'UE in un'economia a zero emissioni, così come previsto dalla EU Climate Law, richiederà investimenti massicci, sia da parte del settore pubblico che di quello privato. Secondo le stime più recenti della Commissione, il divario di investimenti ammonta a circa 520 miliardi di euro all'anno, mentre altre analisi indicano un costo totale di 855 miliardi all'anno²⁰. Un'inflazione più alta del previsto e la necessità di interventi governativi per proteggere i cittadini e le imprese dall'impennata dei prezzi dell'energia stanno ulteriormente erodendo lo spazio fiscale delle istituzioni pubbliche per investire massicciamente nella decarbonizzazione. Per aiutare a incanalare gli investimenti privati verso progetti verdi e sostenibili, la Commissione europea ha elaborato una tassonomia che fornisce un quadro più chiaro di ciò che può essere considerato conforme agli standard Esg (Environmental, Social and Governance). La più recente integrazione, adottata nel marzo 2022, include – a condizioni rigorose – l'energia nucleare e il gas come fonti di transizione che potrebbero contribuire a ridurre l'uso di combustibili fossili più inquinanti come il petrolio e il carbone. Al fine di mobilitare capitali privati a sostegno degli investimenti pubblici la Commissione ha inoltre previsto la possibilità per Stati membri e altre Istituzioni di emettere obbligazioni verdi per investimenti che sono identificabili come sostenibili secondo la tassonomia²¹. Tali fondi privati saranno centrali in un contesto di accelerazione per gli investimenti verdi – la stessa Commissione stima nel piano RePowerEU che, a seguito della guerra in Ucraina, l'UE dovrà spendere ulteriori 210 miliardi di euro per diversificare le fonti energetiche e abbandonare il petrolio e il gas russo – e di ridotti spazi di manovra per i bilanci pubblici.

La transizione energetica, infatti, non è solo una questione ambientale, ma anche – come dimostra drammaticamente il conflitto in Ucraina – una questione di sicurezza e di autonomia strategica. L'UE è stata duramente colpita dal conflitto: il forte aumento dei prezzi dell'energia, unito alla riduzione delle importazioni dalla Russia, sta costringendo l'Unione a trovare fornitori alternativi e potrà portare a un temporaneo aumento del consumo di combustibili fossili. Nel breve termine quindi, uno dei tre elementi del trilemma energetico

¹⁹ Ibidem.

²⁰ European Union, “Regulation (Eu) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 (“European Climate Law””, Official Journal of the European Union, giugno 2021.

²¹ European Union, “Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088”, Official Journal of the European Union, giugno 2020

– la sostenibilità – sembra dover lasciare il passo a considerazioni di diversificazione e sicurezza energetica. Ma in realtà già da ora è necessario accelerare sugli investimenti in energie rinnovabili e spingere la ricerca sul nucleare del futuro, poiché è da essi che passa la vera sicurezza energetica dell'Unione e la riduzione dei prezzi dell'energia.

5. Il consumatore al centro della guerra energetica.

Alcune vie per ridurre la dipendenza dell'Italia dall'estero

Michele Soldavini

“Senza precedenti” è un'espressione abusata ma è l'unica utilizzabile per descrivere quanto sta accadendo nel settore energetico. Le imprese italiane ed europee sono state travolte da aumenti sconsiderati delle *commodities* fondamentali per la gran maggioranza dei processi industriali: l'energia elettrica e il gas naturale. I primi tre trimestri del 2022 hanno visto un aumento del +558% del prezzo del gas di riferimento sulla media dello stesso periodo nei dieci anni precedenti. Analogamente il prezzo unico nazionale (Pun) elettrico è cresciuto del +470%. La correlazione tra i due è pressoché perfetta: semplificando brutalmente un meccanismo complesso e contestato, in ogni data ora del giorno la “risorsa marginale”, ovvero l'ultima centrale in termini di maggiori costi operativi necessaria a coprire la domanda, detta il prezzo generale di quell'ora – e quella centrale è quasi sempre una che acquista e brucia gas naturale.

TAB. 5.1 - MEDIA TRIMESTRALE IN C€ PER M³ STANDARD DI GAS NATURALE DELL'INDICE TTF HEREN DAY AHEAD, PREZZO DI RIFERIMENTO DEI CONTRATTI INDUSTRIALI AL NETTO DI ONERI E TASSE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Q1	25,43	29,75	25,73	22,59	13,61	19,62	22,27	19,48	10,31	19,55	101,19
Q2	25,60	28,71	20,04	22,26	13,92	16,53	22,27	13,81	5,65	26,24	101,20
Q3	26,11	27,55	19,24	21,03	13,53	17,03	25,93	10,83	8,13	50,22	207,66
Q4	28,68	28,43	23,46	18,07	18,15	20,20	26,12	13,24	15,42	97,40	

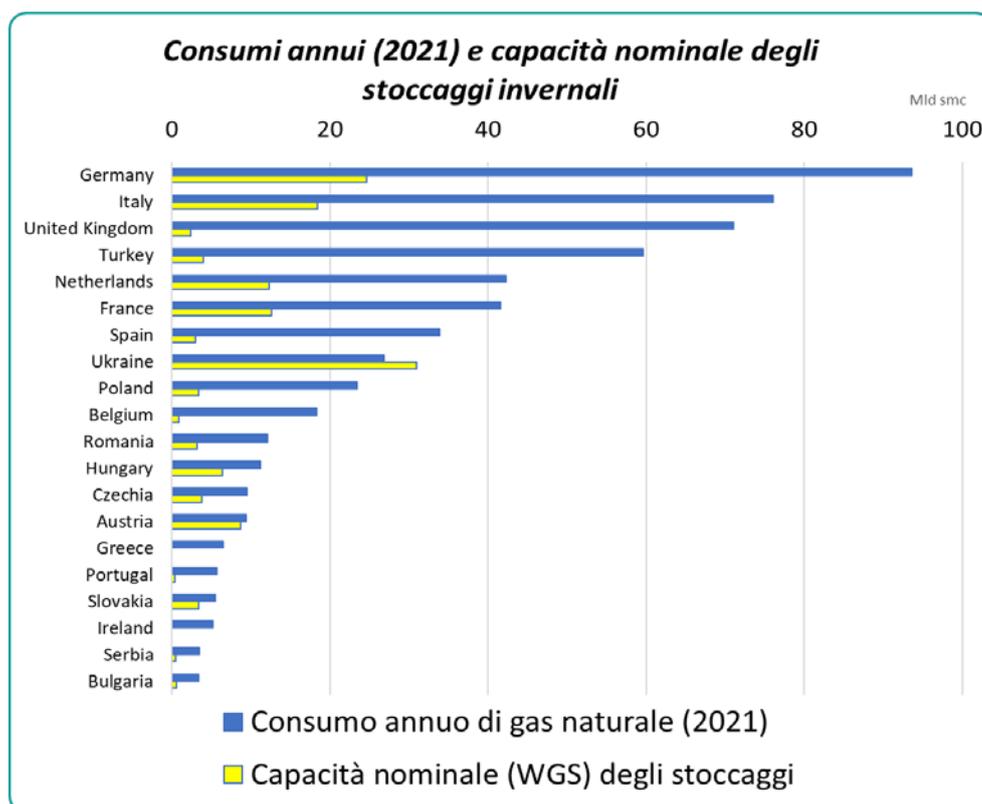
Si tratta con ogni evidenza di numeri disastrosi, che minano nelle fondamenta la sopravvivenza delle aziende. La fermata (se va bene, a turnazione) e la cassa integrazione sono conseguenze quasi inevitabili. Anche quelle hanno adottato una strategia cautelativa, andando a “fissare” parte dei prezzi che pagano oggi nei semestri precedenti (quando ancora le quotazioni non avevano imboccato questa spirale), si stanno trovando a volte nelle medesime circostanze a causa non degli aumenti delle bollette ma dell'inceppamento delle *supply chains*. Che sia la controparte a valle a non farcela, che sia la domanda finale a tirare gli ultimi strattoni prima di cedere sotto i colpi dell'inflazione e dei venti recessivi, l'esito è lo stesso: il crollo degli ordinativi.

Indagare le cause internazionali di questo stato delle cose non è l'obiettivo di questo contributo ed è già stato fatto innumerevoli volte. Quel che ci si propone qui è di evidenziare alcuni correttivi che il legislatore può costruire, o meglio le storture che può raddrizzare e le potenzialità che può cogliere.

Il rischio-prezzo incorpora e nasce dal rischio-volume, prima che quest'ultimo si verifichi. Il "volume" è a rischio nella misura in cui si debba ricorrere a razionamenti a rotazione (*rolling blackouts*) nel corso delle ore invernali a maggior consumo di gas per riscaldamento e nelle relative ore di picco nel consumo elettrico. Entrambi i rischi erodono la ricchezza disponibile nel paese, ma nessuno dei due può essere affrontato strutturalmente (cioè seriamente) a livello nazionale. Le profonde interconnessioni su scala continentale e i delicati rapporti con i partner extra-UE rendono collettivi i problemi e distorsive le soluzioni, se non coordinate.

I due grafici seguenti mostrano la miopia di alcuni paesi (che risalta *ex post*, naturalmente) nei riguardi dei mancati investimenti negli stoccaggi sotterranei – da svuotare durante i picchi di domanda invernali – e nei terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto, che vanno a supplire "elasticamente"¹ alle insufficienze dell'import via gasdotto, soprattutto dopo il fallimento clamoroso e sostanzialmente impreveduto dello strettissimo "matrimonio" del gas russo-tedesco che era durato per decenni.

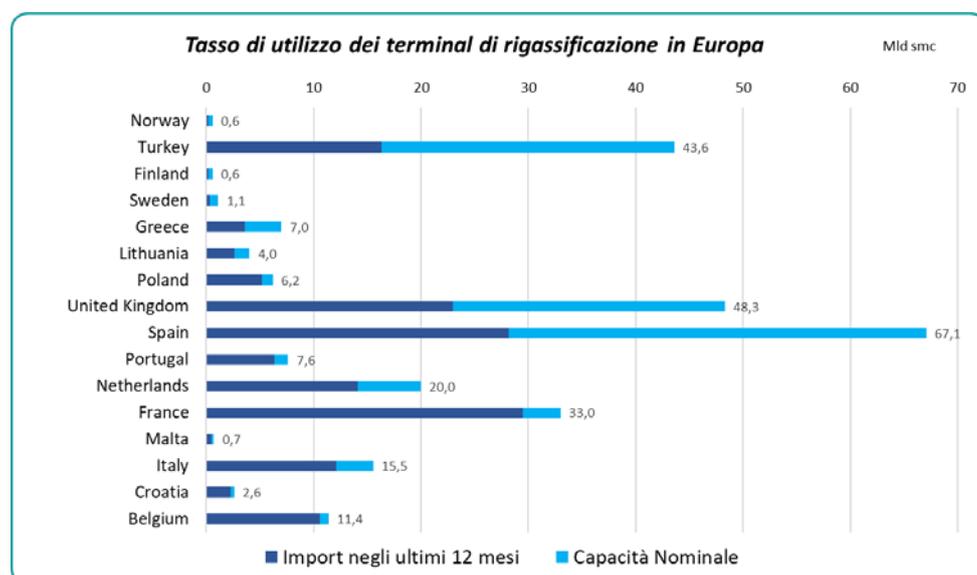
FIG. 5.1 - CONFRONTO TRA CONSUMI ANNUI E CAPACITÀ DI STOCCAGGIO PAESE PER PAESE.



Fonte: Refinitiv, Eurostat, IEA, GIE-AGSI+

¹ Per quanto non al riparo da rischi di prevaricazione della domanda asiatica (cinese, giapponese, sudcoreana) su quella europea, complice negli ultimi anni l'aggiunta stagnante di nuova capacità di liquefazione dai principali esportatori (Australia, Qatar, USA, Nigeria, Algeria).

FIG.5.2 - DISTRIBUZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORT DI GNL IN EUROPA E SUO UTILIZZO.
SI NOTI L'ASSENZA TOTALE DELLA GERMANIA



Fonte: Refinitiv, Eurostat.

La vulnerabilità assume molte forme e prende strade diverse. Anche la produzione interna di gas naturale è andata decrescendo a un ritmo incontrastato, che non si può semplicemente spiegare facendo appello alla senescenza dei giacimenti. Né è rilevante l'obiettivo *net-zero*: certo, il gas va e andrà emarginato a causa del suo potere emissivo, integrato con il biometano e in via futuribile con il *blending* di idrogeno (verde, se possibile), ma non è un mistero che continuerà a servirci per almeno altre due decadi come ci è servito fino a oggi, cioè in grandi quantità. Senza un vero e proprio motivo ambientale (estrarre gas in un lontano deserto e trasportarlo per migliaia di chilometri emette più che non estrarlo al largo di Rimini) Italia ed Europa hanno dato il benservito anzitempo a buona parte della produzione domestica, che dal 2005 al 2021 è scesa dal coprire il 53% al 38% del fabbisogno. Ma se escludiamo la Norvegia, in controtendenza e ormai depositaria di un vero e proprio strapotere sui suoi mercati di sbocco, il passaggio è dal 40% al 18%. Quel *gap* è stato colmato essenzialmente dai nuovi gasdotti dalla Russia (e in seconda battuta dal Gnl), forse a costi unitari minori ma con le conseguenze che abbiamo sott'occhio ogni giorno.

TAB. 2 - PRODUZIONE INTERNA NEI VARI PAESI EUROPEI NEL 2005 E NEL 2021

Mld smc		2005	2021	Delta
Norvegia		87	118	+36%
Regno Unito		93	32	-65%
Paesi Bassi		78	22	-72%
altri paesi		92	49	-47%
<i>di cui</i>	Ucraina	20	19	-7%
	Germania	20	5	-75%
	Italia	12	3	-72%
	Romania	12	9	-26%
	Danimarca	10	1	-87%
	Polonia	6	6	-8%
TOT. Produzione europea		350	221	-37%
TOT. Consumo europeo		662	587	-11%

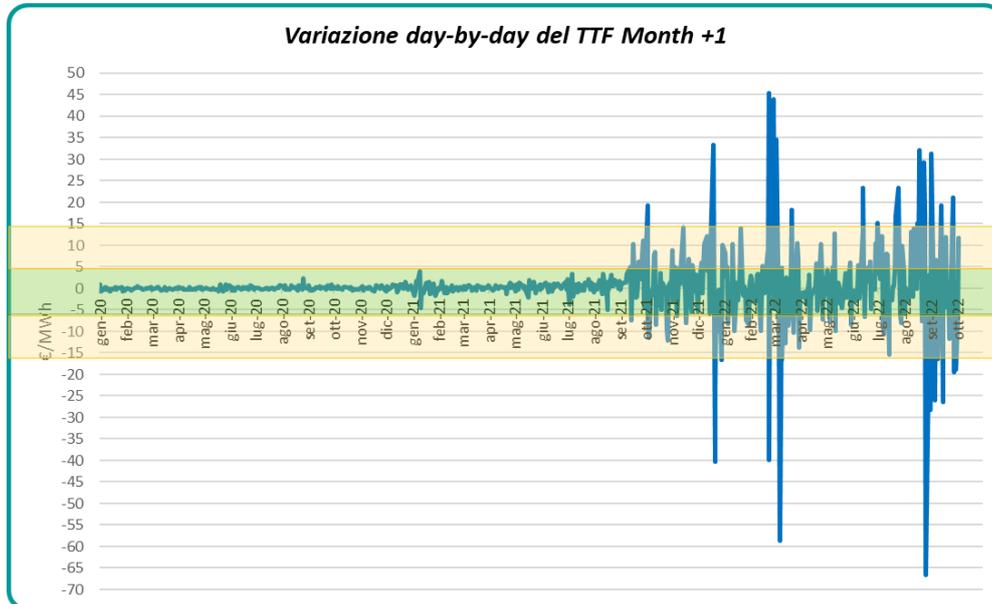
Fonte: Eurostat e IEA. La rilevazione comprende UE, Regno Unito, Norvegia, Svizzera, Nord Macedonia, Albania, Serbia, Turchia, Moldova e Ucraina.

La dipendenza dall'import ha permesso ai prezzi di andare fuori controllo (sia in quanto a livelli raggiunti, come detto, sia per la volatilità giornaliera) e all'inflazione di galoppare senza che fossero stati studiati correttivi pronti all'uso in termini di gestione congiunta di scorte, Gnl e produzione. È stata improvvisazione, trattativa difficile e a tratti feroce, fino agli ultimi e recentissimi capitoli sul *price cap* generale sul gas e sulla riforma del sistema "del prezzo marginale" che lega gas ed energia, ancora da scrivere. Sicuramente le fluttuazioni più emotive dei prezzi non sono state scoraggiate.

Non si dimentichi poi che volatilità e inflazione hanno moltiplicato l'esposizione finanziaria sia per i fornitori che per le imprese su moltissimi versanti e sui molteplici scalini di una *supply chain*.

Per quanto in alcuni settori lo scarico dei costi a valle non sia un problema insormontabile e i conti economici tra i flussi in entrata e in uscita restino accettabili, l'esplosione dei costi operativi pone all'ordine del giorno il tema del rischio-controparte. La proliferazione delle fidejussioni bancarie richieste a partire dallo stesso settore energetico – dove senza è ormai quasi impossibile trovare un fornitore per le annualità successive – non può reggere a lungo. La stessa gestione dei flussi di cassa dei fornitori diventa insostenibile, praticamente raddoppiando sull'anno e decuplicando rispetto a due anni fa: niente garantisce che tantissime società (soprattutto le più piccole) riescano a procurarsi il gas o l'energia che devono consegnare ai propri clienti finali, che verranno scaricati in regime di salvaguardia. Parimenti decuplicano le garanzie da prestare agli *shippers* e alle reti di distribuzione per rimanere attivi sul mercato, che fino a due anni fa erano di lieve entità.

FIG. 5.3 - VARIAZIONE GIORNO SU GIORNO DEL PREZZO DI BORSA DEL GAS SUL PRODOTTO TTF M+1 (OVVERO IL COSTO DELL'ACQUISTO A TERMINE DI GAS PER IL MESE SUCCESSIVO).
SI NOTI IL CAMBIAMENTO TOTALE DI PARADIGMA RISPETTO AL PASSATO



Fonte: Refinitiv.

Da sciogliere anche il nodo *margin calls*, ovvero le garanzie (i margini) richieste ai fornitori per tenere aperta una posizione sulle borse dell'energia: per capirsi, è quel che succede quando un'industria chiede di fissare parte del proprio prezzo futuro per contenere i rischi. L'aumento dei margini è stato più che proporzionale alla decuplicazione dei prezzi proprio a causa della loro volatilità fuori controllo: il margine iniziale richiesto come collaterale è passato da una media del 10-20% del nozionale della posizione al 60-80%. Di qui la crisi di liquidità che ha travolto i principali gruppi europei del settore e le iniezioni di emergenza garantite dai governi, che fanno parlare di «*rischio Lehman Brothers*» dell'energia.

Cosa fare di fronte a questi rischi e in attesa che il Consiglio e la Commissione deliberino modifiche concertate per uscire dai torbidi e la BCE dia loro corda? I vincoli descritti non implicano che l'Italia debba attendere nell'inazione. L'indipendenza energetica non può essere uno slogan vuoto per mettere in discussione i vincoli di solidarietà e lo stato di fatto dell'import-export.

Per quanto riguarda la riforma dei mercati non è all'orizzonte una messa in discussione diretta del "prezzo marginale". L'UE si è accordata sul tetto ai ricavi (*windfall profits*) dei generatori di energia rinnovabile² ma i prezzi di energia e gas possono essere disaccoppiati *de facto* anche tramite misure come l'italiana *Electricity Release*, che va in aiuto alle aziende tramite un rilascio "virtuale" (cioè via compensazione finanziaria dal GSE) di energia rinnovabile a prezzi calmierati.

² Posto a 180 €/MWh, soglia oltre a cui la *revenue* viene avocata e redistribuita a livello nazionale.

Riguardo a domanda e offerta, del gas domestico segnato da anni di disinvestimento s'è detto: anche i piani più ottimisti non prevedono un suo ritorno in auge³. A volte non ci si sofferma sul fatto che sono il vento sulle nostre coste e sulle nostre colline, l'acqua delle nostre vallate e il Sole che irradia il nostro territorio a essere sotto-sfruttati. Una recente pubblicazione⁴ pone il nostro paese al secondo posto nell'UE in termini di disponibilità di energie rinnovabili, in misura coerente con gli obiettivi ambiziosi dell'ultimo Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)⁵. Allo stato dell'arte, tale buonissima disponibilità dovrebbe essere in primo luogo sfruttata appieno per aumentare le ore *full renewable*, liberare parte della domanda di gas dall'uso termoelettrico⁶ e lasciarne di più a imprese e famiglie a parità di import. Non si dimentichi poi l'immeritata "cenerentola" delle fonti, ovvero la valorizzazione dei rifiuti, che seguirebbe come conseguenza logica i già alti tassi di differenziazione italiani e che ancora attende invano un dispositivo legislativo capace di far decollare la sua (termo-)valorizzazione o la sua trasformazione in biogas e biometano⁷.

Servono più rinnovabili ma non solo per abbandonare il gas: la quota di elettricità necessaria al nostro fabbisogno che dobbiamo procurarci via import fa sudare freddo esperti e operatori, sia in termini percentuali (attorno al 13% dei prelievi nel 2021) sia in termini assoluti, dove siamo primatisti assoluti in Europa (quasi 43 TWh nel 2021)⁸. Un tale deficit strutturale, andato consolidandosi a partire dai tardi anni '80 dopo la chiusura dei reattori nucleari italiani per via referendaria, non è stato colmato nemmeno dalla prima forte iniezione di capacità rinnovabile grazie agli onerosi (per l'erario) Conti Energia. L'Italia sta rimanendo trimestre per trimestre (e largamente) importatrice netta di energia elettrica dalla Francia anche nel bel mezzo della peggiore crisi vissuta dal parco nucleare transalpino⁹. Parigi stessa ha smesso di essere esportatrice netta e ormai importa più elettricità di quanta ne esporti (da Spagna, Belgio, Germania e Regno Unito). Il *worst-case scenario* per questo inverno prevede proprio che a fronte di un crollo termico o dell'eventuale blocco dell'export lungo la direttrice *Scandinavia (idroelettrico ai minimi) → Germania (carbone e gas vulnerabili) → Francia (reattori in manutenzione) → Italia* il nostro paese venga colpito in quanto anello più vulnerabile della catena.

³ Specie in considerazione di un ambiente normativo ostile (soprattutto a livello locale) e del fatto che la tassazione dei super-profitti di chi estrae o importa gas naturale ha tamponato le prospettive di una nuova "bonanza".

⁴ Elaborazione presentata da A2A al 48° Festival di Cernobbio, da The European House – Ambrosetti su dati Eurostat, Global Solar Atlas e Global Wind Atlas, 2022.

⁵ Il fotovoltaico dovrebbe passare dagli attuali 22 GW a 52 GW di capacità installata al 2030 e l'eolico aumenterebbe di +8 GW.

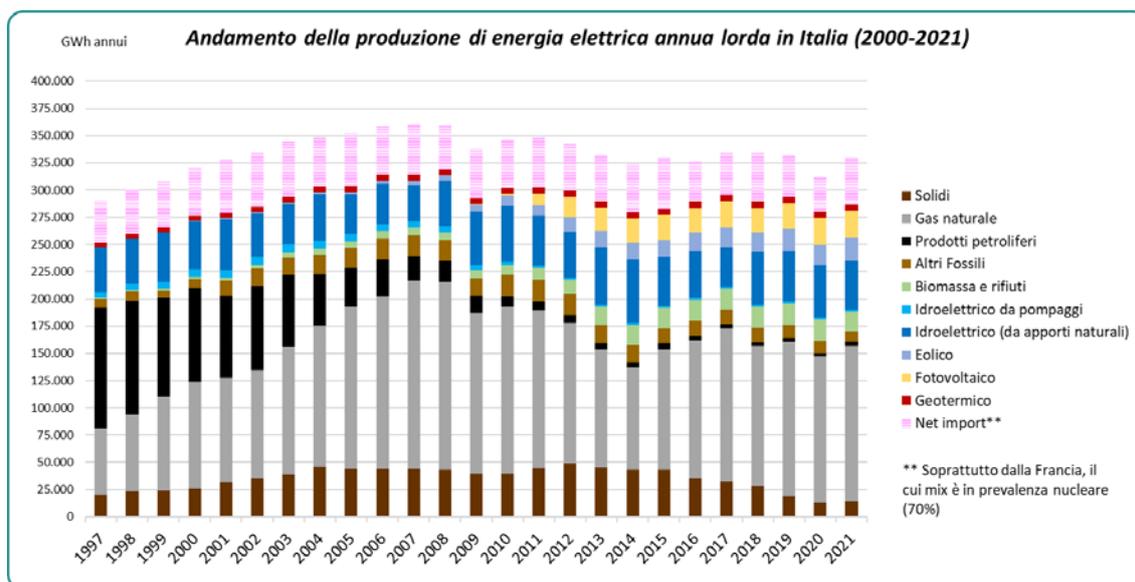
⁶ Ma dovrà continuare a esserci il *backup* pronto in accensione e spegnimento costituito dalle centrali a gas CCGT che già esistono e alla bisogna – come quest'anno purtroppo – di quelle a carbone e olio combustibile.

⁷ L'obiettivo è quello di 8 miliardi di m³ al 2030 (secondo il Consorzio Italiano Biogas): si tratterebbe circa dell'11%-13% del fabbisogno nazionale, una fetta decisiva nello sforzo di abbandonare il gas russo nella sua interezza entro il 2024 (quest'anno l'import da Mosca è già sceso dal 38% al 19% del totale).

⁸ Dati TERNA diffusi da Eurostat e ARERA.

⁹ A causa delle numerose manutenzioni programmate e non, la capacità nucleare disponibile si situa al momento attorno ai 28-30 GW rispetto ai 50-55 GW che sono necessari alla domanda invernale.

FIG. 5.4 - ANDAMENTO DELLA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE IN ITALIA



Fonte: ARERA su dati TERNA.

Che il potenziale rinnovabile vada a sostituire l'import non esime dall'affrontare il nodo dell'infrastruttura di trasporto e distribuzione. Le reti italiane non sono pronte a oggi ad accomodare la valanga di nuova capacità intermittente e "delocalizzata" cui si ambisce. Storicamente la rete in alta e media tensione si impernia sul rapporto tra grandi centrali termiche in immissione e grandi poli industriali in prelievo. La capacità di interconnessione fra le sette zone di *pricing* in cui è diviso il sistema è limitata e dà luogo a fenomeni di congestione della rete. Un futuro di autoconsumo-autoproduzione deve rendere gestibile a livello di carichi di rete la capillarità locale e la presenza di regioni (al Meridione) dove il potenziale di generazione rimarrà sproporzionato rispetto alla domanda.

Perché il *full renewable* non sia più questione di determinate ore si attende ancora la messa a punto su scala delle varie soluzioni di accumulo allo studio. Solo allora la rete sarà sgravata dalle attuali impossibilità di far combaciare ore di maggior produzione *low-carbon* e di maggior consumo; solo allora si potrà parlare effettivamente di "abilitazione" della transizione. Se lo *storage* è però questione anche di ricerca e sviluppo, dove il pubblico è se proprio in *partnership* con il privato e non a maggioranza, gli investimenti per tenere al passo la rete sono statali e dovrebbero essere prioritari, anche perché il rischio di rallentamenti dovuti a penurie di rame e altre componenti-chiave nella *supply chain* non è remoto (i 10 miliardi di € previsti da Terna fino al 2025 potrebbero non essere sufficienti). Analogamente, del resto, il caso del gas: alla questione della rigassificazione, per cui si dovrà attendere che i due nuovi moduli galleggianti¹⁰ funzionino a regime nel 2024, si aggiunga che non sarà banale trasportare al

¹⁰ I due vascelli FSRU *Golar Tundra* e *BW Singapore* acquistati da SNAM senza lesinare sulle spese, che andranno installati rispettivamente a Piombino e a Ravenna.

nord, dove c'è il fulcro del consumo domestico e industriale, i volumi accresciuti in arrivo a Mazara del Vallo dall'Algeria in sostituzione di quelli russi in entrata da Tarvisio.

Ma non è per scarsa capienza di rete che l'installazione di nuova capacità rinnovabile (eolica e fotovoltaica) è proceduta con estremo rilento negli ultimi anni. Le responsabilità principali stanno molto probabilmente nel numero eccessivo di ostacoli autorizzativi e nella vaghezza delle indicazioni di prezzo.

Per quel che concerne la seconda questione, quella delle indicazioni di prezzo, da più parti si legge come la (sacrosanta) tassazione degli extra-profitti in corso per ricavare gettito fiscale in supporto a famiglie e imprese possa disincentivare i futuri investimenti in rinnovabili e biomasse¹¹. In linea teorica non v'è nulla da eccepire. Lo stato però, in un quadro fiscale coordinato a livello europeo¹², dovrà essere in grado di prestare le necessarie coperture: non solo sulle linee di credito più critiche, quelle volte a garantire la sopravvivenza *oggi* di una data azienda¹³ o di un dato settore; bensì *strategicamente* a garanzia delle linee volte a diversificare il rischio-volume installando nuova capacità rinnovabile.

Uno strumento sempre più spesso citato per superare l'*impasse* è quello dei PPA, ovvero dei *Power Purchase Agreements*: contratti che regolano l'acquisto su lunghissimo periodo di energia proveniente da uno specifico impianto rinnovabile. Un loro sviluppo sarebbe premiante non solo per la sicurezza finanziaria dal lato del produttore al momento della programmazione dei nuovi investimenti, ma anche per contribuire a seminare una cultura di gestione di lungo periodo degli acquisti energetici da parte dei clienti industriali, necessità "che farebbe bene al pianeta" ma anche alle tasche, come dolorosamente emerso per molti solo con l'esplosione della crisi. Tanto più che il rischio-controparte ha messo fuori gioco i tradizionali canali di *hedging* per chiudere il prezzo sulle borse a termine dell'energia a livelli accettabili e che le annualità future oltre la terza non sono mai state pienamente accessibili né sono prezzate in modo chiaro.

Per quanto riguarda il primo punto, invece, va subito premesso che i due recenti decreti Aiuti hanno finalmente soddisfatto le attese. È stato rimosso l'ostacolo burocratico rappresentato dalle aree classificate "non idonee" all'installazione contrassegnate Regione per Regione, spesso in misura variabile e con evidenti e arbitrarie disparità di giudizio¹⁴. Questo tipo di ostacolo poteva riguardare per esempio la prossimità a corsi d'acqua, rallentando di anni la decisione finale di investimento (Fid) e l'inizio dei lavori. Ancor più controproducente era il divieto di installazione in aree di ambito agricolo, per cui occorreva persino richiedere e

¹¹ Anche il biogas e il biometano, infatti, percepiscono un'incentivazione in parte a tariffa fissa e in parte su indicizzazione ai prezzi di mercato del gas, pur non sostenendone il costo in acquisto esattamente come non lo sostengono le rinnovabili nella generazione elettrica.

¹² Senza cui la competizione ad armi pari a livello intra-UE verrebbe minata, come dimostra la recente "fuga in avanti" della Germania, che sta cercando di approvare un piano da 200 miliardi di € in favore delle proprie industrie e *utilities*.

¹³ Ove peraltro risalta per gracilità l'unico intervento di SACE arrivato finora: la rateizzazione delle fatture di maggio e giugno 2022 a discrezione dei fornitori, chiesta e ottenuta da pochissime imprese.

¹⁴ Tale limite è stato determinante nel frenare la messa in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici a terra, mentre per gli impianti a copertura rimane preponderante l'opposizione dovuta al vincolo culturale. Differente è la casistica sulla capacità eolica, che rimane per chiare ragioni più impattante.

ottenere una variante d'uso urbanistica. Anch'esso è andato finalmente a decadere sui terreni siti a max. 500 metri da zone residenziali o produttive: un'enorme e benvenuta facilitazione sia alla rapidità di una decisione di autoconsumo per un'impresa, sia alle ancora embrionali Comunità Energetiche Rinnovabili (Cer)¹⁵, che alle nuove opportunità (tutte interne al settore primario) del cosiddetto "agri-fotovoltaico", cui non a caso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (Pnrr) destina ben 1,5 miliardi di euro.

Anche dal punto di vista più tecnicamente autorizzativo, se fino ai primi mesi di quest'anno serviva una complessa quanto *time-consuming* Autorizzazione Unica (per cui competente era la Regione, cronicamente sottorganico) per tutti gli impianti di generazione di taglia superiore a 1 MW, la semplificazione ha portato oggi per tutti gli impianti entro i 20 MW di capacità la possibilità di avvalersi della procedura velocizzata "Pas". Questa è di pertinenza dei Comuni e a salvaguardia dell'impresa che investe interviene il silenzio-assenso da parte dell'ente dopo i 30 giorni dalla richiesta: una clausola di grande rilevanza contro un guaio annoso come la lentezza delle pratiche e contro eventuali comportamenti ostruzionistici.

Il principale impedimento a un pieno dispiegamento delle potenzialità fotovoltaiche italiane rimane quindi il vincolo legato alla vicinanza di un bene culturale e sottoposto a tutela¹⁶. Se è pur vero che l'intervento delle Soprintendenze ai Beni Culturali è stato riportato nei limiti fisici di un chilometro di distanza dal bene in questione, mentre in precedenza si "irradiava" in misura molto più varia, è altrettanto vero che all'interno di tali limiti il potere di diniego resta sciolto da veri e propri vincoli in assenza di linee-guida precise¹⁷ ed esaurienti sulle casistiche effettivamente deleterie per il patrimonio.

Riassumendo, occorrerà combattere i residui di arbitrarietà nei processi autorizzativi, iniziare massicciamente a investire perché la rete stia al passo e approntare (per esempio normando e standardizzando i Ppa) un panorama prevedibile per la moltiplicazione degli investimenti in nuova capacità rinnovabile. Né si dovrebbe trascurare – ove economicamente sensato – lo sfruttamento del residuo gas nazionale (ed europeo). Per tamponare l'emorragia del caro-bollette e togliere ai Putin di oggi e di domani le leve di ricatto sull'import la strada va tracciata in questa direzione.

¹⁵ Le Cer potrebbero rivestire un'importanza non secondaria nel favorire la "delocalizzazione" dell'auto-produzione il più vicino possibile alle utenze finali, specie per tramite della loro attuazione da parte degli enti pubblici locali.

¹⁶ Ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e successive modifiche.

¹⁷ La stessa assenza di linee-guida condiziona la valutazione del rischio sanitario per l'autorizzazione di impianti per la produzione di biogas da biomassa, non tanto quando si parla di sottoprodotti di scarto industriale ma quando entrano in gioco i rifiuti (la Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - Forsu). L'intervento frequente di comitati contrari in misura preconcetta all'ipotesi di impianti di questo tipo è un condizionamento senza analoghi nei principali paesi europei.

6. Le produzioni di gas italiane: un aiuto alla sicurezza

Antonio Sileo

Il sistema italiano gas (gasdotti, terminali di rigassificazione, produzione nazionale e stoccaggi) ha attraversato negli ultimi anni diverse situazioni critiche, crisi e vere e proprie emergenze, tanto che potrebbe essere paragonato a un atleta ormai ben allenato ad affrontare prove difficili¹. L'inverno 2022-23, tuttavia, rischia di essere il più impegnativo di sempre. Se infatti, al momento in cui scriviamo, gli stoccaggi – i polmoni dell'atleta, per restare nella metafora – essenziali nel soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei consumi, presentano un tasso riempimento piuttosto elevato (92%), potrebbero comunque esserci dei problemi in caso di freddo intenso o di incidenti nei canali di approvvigionamento. La sicurezza energetica dell'Italia, infatti, non è mai stata così messa a rischio. Quest'anno, come mai si è verificato dal 1974, non si può far affidamento sul gas naturale proveniente dalla Russia, che potrebbe venire a mancare per un lasso di tempo indefinito o, comunque, non breve. Nulla di paragonabile alle varie dispute sul gas che a partire dal 1993 e per tutti gli anni Novanta e Duemila hanno caratterizzato i rapporti tra Ucraina e Russia, con conseguenze anche sui flussi di metano come nel caso più grave di inizio gennaio 2006².

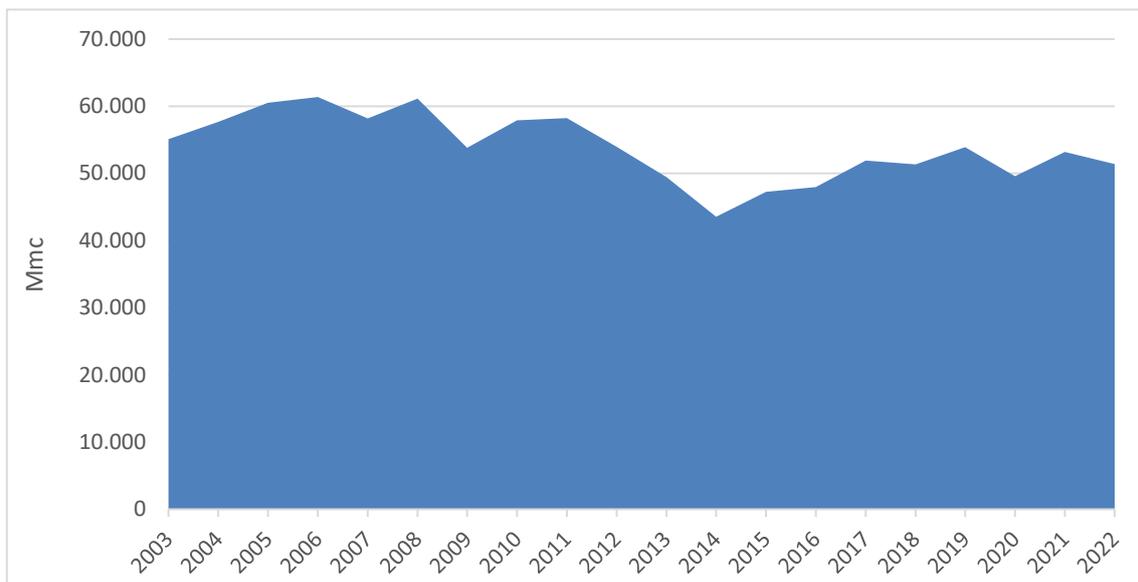
Consumi strutturalmente in discesa

Sarà dunque necessario lavorare sia sul lato della domanda, e quindi sul contenimento dei consumi, sia lato dell'offerta, dove oltre al miglioramento degli approvvigionamenti (ridondanza di infrastrutture e volumi) ci sono margini per agire sulla produzione nazionale di gas naturale.

¹ A. Sileo “Emergenza gas? il ruolo dello stoccaggio in Italia” ISPI Commentary, ISPI, 8 ottobre 2014.

² “Le ‘guerre del gas’ tra Russia e Ucraina”, *Atlante geopolitico*, Roma, Treccani.

FIG. 6.1 - ANDAMENTO DEI CONSUMI ITALIANI DI GAS NATURALE
DA GENNAIO A SETTEMBRE 2003-2022



Fonte: elaborazioni Staffetta Quotidiana su dati Snam Rete Gas e Ministero della Transizione Ecologica

Segnatamente per i consumi va ricordato che già prima del deflagrare in guerra guerreggiata dello scontro tra Russia e Ucraina e dall'estate del 2021 i prezzi all'ingrosso del gas hanno cominciato a crescere per raggiungere valori inimmaginati e inimmaginabili, che hanno portato a quotazioni altissime anche il prezzo dell'energia elettrica scambiata nella borsa italiana. Lo shock si è riverberato più o meno velocemente sui prezzi al dettaglio, raggiungendo progressivamente tutti i tipi di consumi e la stragrande maggioranza delle tipologie contrattuali. Cosa che ineluttabilmente ha concorso a determinare una progressiva contrazione degli impieghi prima dello stesso gas naturale e poi dell'energia elettrica.

All'inizio dell'autunno i consumi italiani di gas mostrano un andamento di oltre il 2% superiore alla media del decennio 2012-21, ma una flessione del 5% rispetto al periodo 2003-21.

I consumi relativi al solo mese di settembre hanno fatto segnare i valori più bassi degli ultimi diciannove anni, in calo del 3,4% a livello cumulato (i primi nove mesi del 2022), oltre 1,8 miliardi rispetto all'analogo periodo del 2021.

La tendenza al ribasso dovrebbe proseguire e rafforzarsi nei mesi a venire, anche grazie alle misure di contenimento previste dallo specifico Piano di riduzione dei consumi di gas naturale, a cominciare dalla diminuzione del periodo di accensione degli impianti di riscaldamento: un'ora in meno al giorno per la stagione invernale 2022-23, che viene accorciata di due settimane, posticipando di 8 giorni la data di inizio e anticipando di 7 la data di fine esercizio³.

³ Al Enea è affidato il compito di realizzare e pubblicare un vademecum con le indicazioni essenziali per impostare correttamente la temperatura di riscaldamento che gli amministratori di condominio potranno rendere disponibile ai condomini.

Il Piano risponde agli obblighi previsti dal Regolamento (UE) 2022/1369 del 5 agosto 2022 che mira a realizzare risparmi⁴ utili a livello europeo a prepararsi a eventuali interruzioni delle forniture russe. Gli Stati membri sono spinti a introdurre misure volontarie di riduzione dei consumi a livello nazionale, che diventerebbero obbligatorie con la dichiarazione di uno nuovo stato di allerta, la cosiddetta “Allerta UE”, che il Consiglio può attivare su iniziativa della Commissione o su richiesta di almeno cinque autorità nazionali che abbiano dichiarato lo stato di allerta.

FIG. 6.2 - MISURE PER UNA RIDUZIONE DEI CONSUMI COERENTE
CON IL 15% PREVISTO PER ITALIA DAL REGOLAMENTO (UE) 2022/1369

Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas – 1° agosto 2022 – 31 marzo 2023		
valori in miliardi di Smc		
a) Massimizzazione della produzione termoelettrica con combustibili diversi dal gas	Carbone/olio combustibile	1,8
	Bioliquidi, anche con combustibili convenzionali	0,3
b) Misure di contenimento relative al riscaldamento invernale	Residenziale	2,7
	uffici e commercio	0,5
	Totale a +b	5,3
c1) Misure comportamentali a costo zero	Campagna di sensibilizzazione	2,7
c2) Misure comportamentali con investimento iniziale	Campagna di sensibilizzazione	0,2
	Totale a+b+c1+c2	8,2

Fonte: Ministero della Transizione Ecologica

Nel caso di “Allerta UE”, l’Italia rientrerebbe nella possibilità di limitare la riduzione obbligatoria della domanda dell’8% rispetto al 15% previsto dall’art. 5.7 del Regolamento e dunque sarebbe chiamata a effettuare una riduzione dei propri consumi di 3,6 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale.

Anche per i prossimi inverni è lecito attendersi misure di contenimento e consumi non elevati, anche perché la completa emancipazione dal gas naturale proveniente dalla Russia non potrà avvenire – nella migliore delle ipotesi – prima dell’inverno 2024-25.

Piuttosto improbabile, poi, che superati i prossimi anni critici i consumi ritornino ai livelli di prima. Citiamo, per inciso, solo quelli di un piccolo segmento che in mancanza di aiuti si ridurrà ai minimi termini: i consumi di metano per autotrazione, nel primo semestre 2022 in flessione del 10% nel confronto con quello del 2021, ma di ben il 27% rispetto al primo semestre 2019, l’ultimo prima del dilagare della pandemia da Covid-19.

⁴ Intesi come maggiore gas a disposizione da iniettare in stoccaggio fino a ottobre e a minore erogazione dagli stessi stoccaggi nel periodo invernale.

Un contesto indubbiamente difficile in cui ogni singolo metro cubo di gas ha un valore per nulla trascurabile, tanto risparmiato quanto offerto, specie in caso di freddo intenso per coprire le punte massime dei consumi⁵.

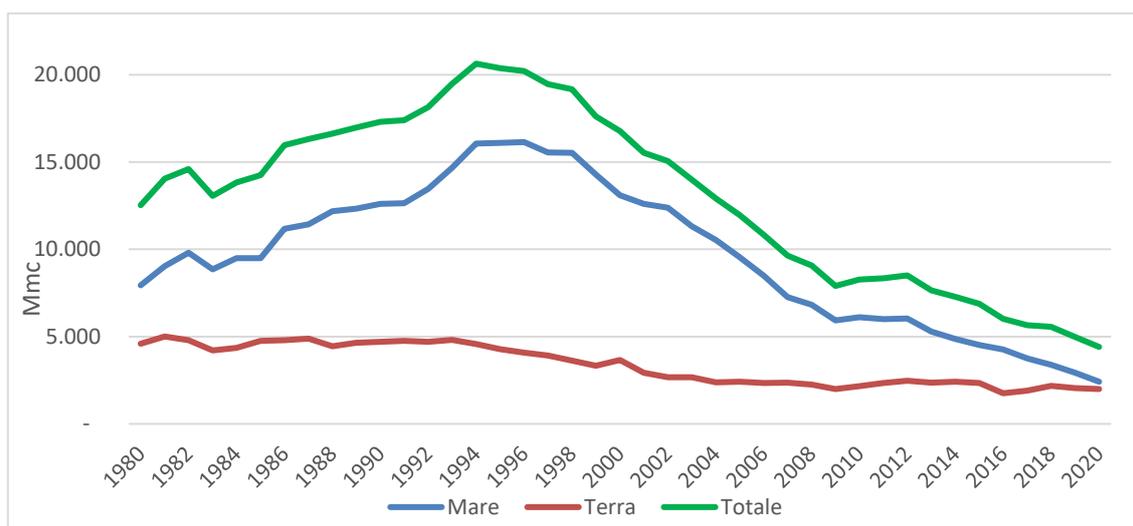
I contributi della produzione nazionale fossile e rinnovabile

E proprio sul lato dell'offerta la produzione nazionale, sia di origine fossile sia di origine rinnovabile, può dare un contributo quanto mai prezioso.

La produzione di origine fossile, purtroppo, ha iniziato a declinare dopo i massimi storici raggiunti nella metà degli anni Novanta del secolo scorso. Da allora il calo è proseguito sostenuto fino agli anni Dieci ed è proseguito fino a oggi con l'eccezione del triennio dal 2010 al 2012.

Se nel 2001 i dai giacimenti nazionali venivano estratti ancora 15 Gmc di gas, pari al 20% dei consumi, nel 2021 gli oltre 3 Gmc prodotti hanno coperto soltanto il 4% dei consumi.

FIG. 6.3 - PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE DAL 1980 AL 2020



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica

Attualmente circa 1.300 sono i giacimenti attivi, anche se quelli che vengono producono con continuità non superano di molto i 500. Più della metà degli oltre 4,4 Gmc di gas coltivati in Italia nel 2020, il 54,6%, proviene dai giacimenti ubicati in mare, in particolare al largo delle coste venete, emiliano-romagnole e marchigiane, il resto dalla terraferma, vale a dire in grande parte dalla Basilicata. Questa ultima, infatti, da sola produce oltre il 75%, del gas proveniente dai pozzi di terra, e il 34% del totale.

La maggior parte del gas estratto in Italia arriva dalle 17 concessioni più produttive: più di 3,5 Gmc, pari all'81% della produzione nazionale. In altri termini, da meno del 10% delle concessioni attive arrivano 4/5 del totale prodotto nel nostro paese.

⁵ A. Fiorini, G. Picchio e A. Sileo, "La risposta al grande freddo? Lo stoccaggio", *lavoce.info*, 14 febbraio 2012.

Numeri che indirettamente restituiscono la misura di quante siano le difficoltà a investire nel settore. Eppure, le potenzialità non mancherebbero: 112 Gmc, di cui 46 di riserve certe e 46 di riserve probabili, con un potenziale ulteriore stimato in altri 50 miliardi. Con una serie di azioni mirate all'ottimizzazione dei titoli minerari vigenti la produzione potrebbe aumentare in pochi anni dai 3,3 Gmc del 2021 a valori prossimi ai 6 miliardi all'anno entro il 2025 per arrivare a superare i 7 negli anni successivi. Almeno secondo le stime di Assorisorse, l'associazione che rappresenta un centinaio di aziende a vario titolo impegnate nella valorizzazione delle risorse naturali. La stessa associazione tuttavia denuncia che in mancanza di una serie di interventi da attuare rapidamente, la produzione nazionale declinerebbe a valori inferiori al miliardo entro il 2030.

I vincoli regolamentari imposti nell'ultimo decennio hanno concorso a determinare il calo della produzione, che con le regole attuali ben difficilmente, nonostante il contesto lo imporrebbe, potrebbe avere una facile ripresa.

L'11 febbraio di quest'anno, proprio mentre le tensioni tra Russia e Ucraina erano ai massimi e si preparava l'invasione, veniva pubblicato il PiTESAI, il Piano della transizione energetica sostenibile per le aree idonee, con il quale vengono definite, invero restringendole di molto rispetto al passato, le aree in cui è ancora consentita in Italia l'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e dunque di gas naturale.

FIG. 6.4 - PiTESAI, AREE IDONEE E NON IDONEE PER ATTIVITÀ DI PROSPEZIONE E DI RICERCA



Fonte: [ArcGIS](#)

Il PiTESAI ha interrotto, dopo 24 mesi, la moratoria introdotta con un emendamento al decreto-legge Milleproroghe 2019, convertito in legge a inizio 2020 con cui sono stati sospesi 73 permessi di ricerca vigenti (47 in terra, e 26 in mare), di cui 35 già sospesi per istanza del titolare, e 79 istanze pendenti di permessi di ricerca (54 in terra, e 25 in mare), oltre a 5 istanze di permesso di prospezione in mare⁶.

Subito dopo l'entrata in vigore del Piano, però, dal Mite sono stati emanati diversi provvedimenti di rigetto di istanze di permessi di ricerca a terra e in mare presentate negli anni tra il 2004 e il 2009. Assorisorse ha stimato le revoca di 42 titoli minerari su 45 tra istanze e permessi di ricerca, pressoché l'azzeramento di fatto delle attività future a terra e in mare, a cui va aggiunta una forte limitazione delle prospettive di produzione nelle concessioni esistenti.

Più nel dettaglio, delle concessioni minerarie di olio e gas naturale, oltre il 70% ricade in aree definite come “non idonee”, “limitando fortemente le prospettive di produzione per effetto delle incertezze sulla possibilità di effettuare nuovi investimenti”. Nel contempo, le aree idonee individuate dal PiTESAI sono ridotte di circa due terzi rispetto a prima e più frammentano i permessi sia a terra che a mare.

Delle 108 solo 21 restano valide, 31 gas permangono ma saranno soggette a vincoli. Altre 27 sono soggette a vincoli e analisi costi benefici, di cui 10 soggette a verifica e vincoli. Infine,

⁶ G. Masini “Pitesai: sì, no, forse”, *RiEnergia*, 2 febbraio 2021.

20 concessioni, tutte a gas, vengono revocate, come pure non passano 24 istanze di permesso di ricerca su 25 e 8 permessi di ricerca su 20 totali⁷.

Senza modificare il PITESAI sarà davvero poco probabile che ci possa essere una significativa ripresa della produzione nazionale, fatto che porterebbe pure dei benefici ambientali.

Più aumenta la distanza da cui importiamo il gas naturale più aumentano le emissioni di CO₂. Nel caso dei gasdotti, infatti, è necessario comprimere il gas per vincere le cosiddette “perdite di carico”: ogni mille metri cubi di gas che arrivano in Italia, se ne devono estrarre mediamente 120 in più che vengono consumati nel trasporto. Se si considera il totale del gas importato Italia, circa 70 Gmc, si arriva a circa 16 milioni di tonnellate⁸ di emissioni di CO₂ all’anno; un valore paragonabile alle emissioni annuali per una città come Rotterdam⁹.

L’approccio limitativo del PITESAI è frutto dell’avversione nei confronti di qualsivoglia impianto o infrastruttura, il fenomeno è noto e non solo italiano ed evidentemente non è affatto di facile soluzione. È noto, tuttavia, che tra le cause determinanti vi è la mancata percezione dei benefici che pure opere e infrastrutture portano e la loro eventuale retrocessione verso territori e popolazioni ospitanti.

Crediamo, a tal proposito, sia opportuno osservare gli sviluppi di un’iniziativa non ancora pienamente realizzata al momento della stesura di queste pagine. Ci riferiamo segnatamente l’azzeramento del costo della materia prima nelle bollette del gas naturale – resteranno da pagare le altre voci – per tutti i residenti in Basilicata¹⁰. La misura è prevista nella legge regionale “Misure regionali di compensazione ambientale per la transizione energetica e il ripopolamento del territorio lucano” ed è resa possibile perché i concessionari che operano in Lucania cedono alla Regione 200 milioni di metri annui a fronte di un consumo annuo dei soli residenti domestici (sono quindi escluse le imprese, anche per i limiti riguardanti gli aiuti di stato). Se la bontà dell’iniziativa è evidente non mancano invero le complessità applicative: necessità di evitare discriminazioni fra gli operatori del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, così da esserci un’applicazione omogenea da parte di tutti i fornitori per tutti i clienti beneficiari. Un impegno che dovrebbe essere ripagato dal risultato: l’offerta diretta di benefici tangibili a chi accoglie impianti e infrastrutture, lo ripetiamo, crediamo sia la via maestra per evitare contestazioni.

In un contesto e con rafforzate prospettive di consumi calanti (v. *supra*) anche la produzione domestica di biometano acquisisce maggiore rilevanza e dimensione strategica. Si tratti infatti di un’energia rinnovabile prodotta a partire biomasse agricole e agroindustriali e dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani, a cui tutti contribuiamo con la raccolta differenziata. Un prodotto relativamente facile da ottenere in tempi rapidi e con vantaggi considerevoli sia sul piano economico che ambientale, tanto in Italia quanto nel resto dell’Unione Europea dove notevole è il potenziale produttivo. Oltre mille sono gli impianti che già producono biometano e 20 mila sono quelli che producono biogas nei confini europei che potrebbero

⁷ “Upstream, il report Assorisorse sull’effetto Pitesai”, *Staffetta Quotidiana*, 11 aprile 2022.

⁸ Considerando un fattore di emissione pari a EF = 0,000038 kg CO₂/Nm³.

⁹ E. Morgia “PITESAI, più vincoli che via libera al potenziale domestico”, *Blog Rivista Energia*, 26 aprile 2022.

¹⁰ “Un inverno meno caro per i residenti in Basilicata”, *Pausa energia*, 14 agosto 2022.

essere riconvertiti a biometano che sommati agli impianti di nuova realizzazione fornirebbero ben 35 Gmc all'anno, come evidenziato dalla Commissione Europea nella nuova strategia REPowerEU.

In Italia vi sono due percorsi di incentivazioni. Il primo previsto dal decreto interministeriale 2 marzo 2018 promuove l'uso del biometano nel settore dei trasporti stradali, finanziato dalla fiscalità sui carburanti, ha un tetto massimo incentivabile a 1,1 Gmc. Il secondo amplia la possibilità di incentivazione agli altri usi oltre il trasporto ed è finanziato in parte con i fondi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (Pnrr) – 1,7 miliardi di euro che copriranno il 40% dei costi di investimento ammissibili – e con apposite tariffe di incentivazioni, finanziate dai consumatori di gas naturale per 2,8 miliardi di euro. Lo stesso Pnrr, infatti, prevede due obiettivi per lo sviluppo e la produzione di biometano da impianti nuovi e riconvertiti: almeno 0,6 Gmc entro il 31 dicembre 2023 e almeno 2,3 Gmc entro il 30 giugno 2026.

Nel caso della produzione nazionale di gas rinnovabile, poi, oltre al contributo alla sicurezza degli approvvigionamenti, alle ricadute economiche e industriali, si avrebbero benefici ambientali diretti senza generare *switching costs* per l'immissione nelle reti di trasporto o l'impiego negli impianti di consumo, valorizzando l'enorme patrimonio delle infrastrutture gas già esistenti, evitando così l'emergere di onerosi *stranded costs*, e decarbonizzando quei usi cosiddetti "hard to abate" in cui né l'elettrificazione né altre tecnologie sono possibili¹¹.

¹¹ OSSERVATORIO GAS RINNOVABILE – OGR, GREEN Università Bocconi, [“Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano”](#), luglio 2021.

7. Da potenziale hub europeo del gas a principale vittima della crisi energetica? Germania tra nuove fonti e diplomazia energetica

Fabrizio Anselmo

La mancata attivazione di *Nord Stream 2* e le ripetute interruzioni al gasdotto *Nord Stream*, unitamente alle recenti esplosioni che hanno danneggiato, forse irreparabilmente, le due condotte¹ e per le quali deve essere accertata ancora la responsabilità², portano la Germania da potenziale hub europeo del gas a uno dei paesi più esposti alle conseguenze della crisi energetica legata al conflitto russo-ucraino. Una crisi che rischia di avere un impatto significativo sulla vita quotidiana della popolazione così come sull'attività industriale, aprendo la via alla recessione economica. Da qui l'impegno del governo tedesco a trovare, nel breve periodo, fonti alternative di approvvigionamento, anche grazie al ricorso alla diplomazia energetica che ha trovato nella Francia e in alcuni paesi del Golfo i principali alleati, riducendo sempre più, nel lungo periodo, la dipendenza dai combustibili fossili russi.

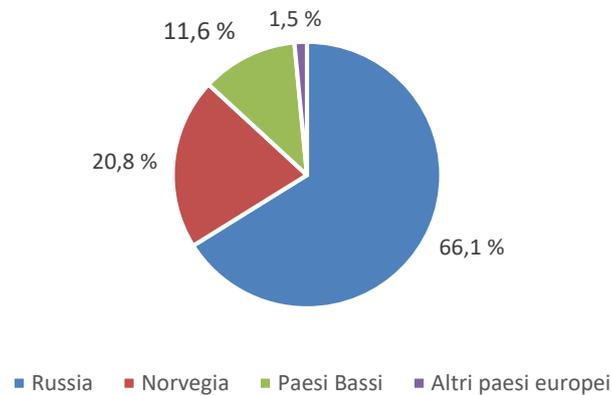
La dipendenza dal gas russo e il caso Nord Stream

La Germania, principale economia europea, è tra quei paesi che, fino allo scoppio del conflitto russo-ucraino, presentavano un'elevata dipendenza dalle forniture di gas russo, dal momento che nel 2020 il 66,1% del metano importato da Berlino proveniva proprio dalla Russia. Una dipendenza che, nel giugno 2022, si è ridotta al 26%.

¹ “Blasts near North Stream were explosions, not earthquakes, Swedish seismologist says”, *Reuters*, 27 settembre 2022

² S. Vakulenko, “Shock and Awe: Who Attacked the Nord Stream Pipelines?”, *Carnegie Endowment for International Peace*, 30 settembre 2022

FIG. 7.1 – IMPORTAZIONI DI GAS DELLA GERMANIA (2020)



Fonte: Eurostat

Non deve stupire, quindi, l'atteggiamento tenuto nei mesi scorsi dal cancelliere tedesco Olaf Scholz, il quale ha più volte frenato, a livello europeo, le iniziative volte a rafforzare le sanzioni contro la Russia.

Un rapporto, quello con Mosca, nato negli anni Sessanta e rafforzatosi nel tempo, tanto che se a metà degli anni Novanta erano 26 miliardi di metri cubi (Gmc) all'anno quelli che dal territorio russo raggiungevano quello tedesco, nel 2020 erano quasi il doppio (43 miliardi). A consolidare il rapporto tra Mosca e Berlino è arrivata, in particolare, la realizzazione del gasdotto *Nord Stream*, entrato in funzione nel 2011, in grado di trasportare sino a 55 Gmc di gas, nonché il suo raddoppio con il *Nord Stream 2*, terminato nel settembre 2021 ma mai entrato in funzione a causa della decisione russa di invadere l'Ucraina.

FIG. 7.2 – IL SISTEMA DI GASDOTTI NORD STREAM E NORD STREAM 2



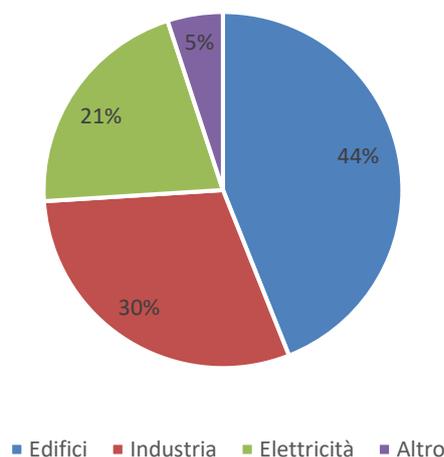
Fonte: Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI)

La Germania si trova quindi oggi a scontare alcuni errori strategici compiuti negli scorsi decenni quando nonostante le “crisi del gas” del 2006, 2009 e 2014 ha continuato a rafforzare il proprio legame con Mosca, a differenza di altri paesi come l’Italia e la Polonia che hanno cercato, seppur timidamente, di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento attraverso, rispettivamente, il *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) e il *Baltic Pipe*.

Verso una (inevitabile) recessione?

Per comprendere le possibili conseguenze della crisi energetica in corso sul tessuto economico e sociale della Germania sono sufficienti alcuni dati: nel 2021, il gas naturale è stato utilizzato per il riscaldamento degli edifici (44%), per l’industria (30%) e circa il 21% per la produzione di energia elettrica.

FIG. 7.3 - UTILIZZO GAS PER SETTORI IN GERMANIA (2021)



Fonte: Enerdata

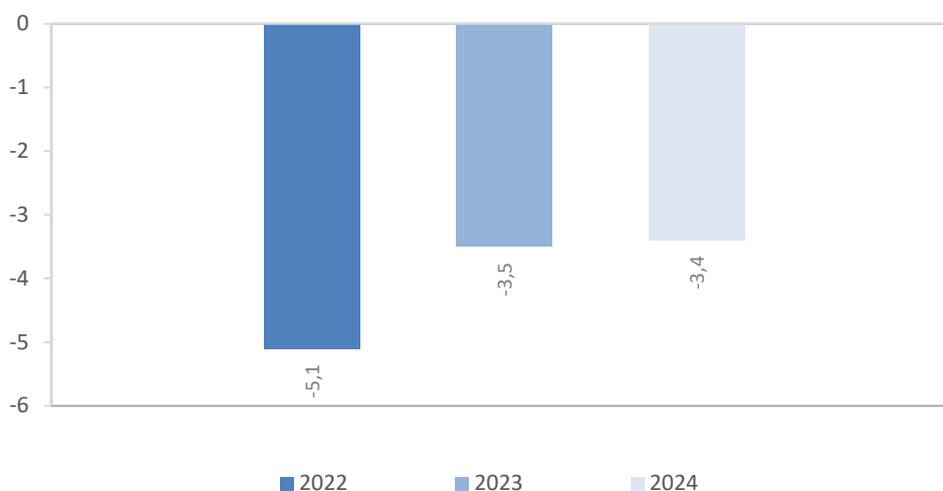
Non devono quindi stupire le parole allarmanti pronunciate da Klaus Müller, presidente dell’autorità di regolazione della rete del gas tedesca, per il quale “se avremo un inverno molto, molto freddo, se saremo negligenti e troppo generosi con il gas, allora non sarà bello”³. Simili preoccupazioni sono state espresse anche dall’industriale tedesco Martin Brudermüller che si è chiesto se vi sia davvero l’intenzione di “distruggere a cuor leggero l’intera economia nazionale che abbiamo costruito in decenni”. La paura di Berlino è, quindi, quella di vedere la propria economia andare in recessione. Un’ipotesi che non può essere esclusa dal momento che in nessuno dei vari scenari di rischio elaborati dagli esperti tedeschi⁴ risulta che la Germania abbia a disposizione gas in sufficienza per affrontare l’inverno. Da qui anche il rischio di una ricaduta sulla popolazione, alla quale potrebbero essere richiesti enormi sacrifici in tema di riscaldamento.

³ J. Owens, *German Regulator Warns Of Severe Gas Shortage In A Cold Winter*, Oilprice, 15 settembre 2022.

⁴ W. Wilkes, V. Dezem e A. Weber, *Putin Is Pushing Germany’s Economy to the Breaking Point*, 25 giugno 2022.

Sebbene il cancelliere Scholz abbia ancora recentemente ribadito come la Germania sia preparata per affrontare la riduzione delle forniture di gas russo⁵, numerosi sono gli economisti che ritengono che il paese si stia avviando inesorabilmente verso una recessione⁶. Una conferma del trend arriva anche dalla *Bundesbank*⁷, la quale ritiene che nel 2023 l'economia tedesca si contrarrà di oltre il 3% in caso di riduzione significativa dei flussi di gas provenienti dalla Russia. In ultima istanza, la gravità della recessione dipenderà da come verranno attuate le eventuali (ma inevitabili) politiche di razionalizzazione del gas⁸.

FIG. 7.4 - POTENZIALE DIMINUZIONE DEL PIL TEDESCO (%)



Fonte: Bundesbank

Diversi sindacati, inoltre, avvertono da tempo come la riduzione delle forniture di gas possa portare a ridurre o sospendere la produzione industriale, soprattutto in quei settori industriali che sono particolarmente energivori, come quello chimico (una delle principali voci delle esportazioni tedesche) e quello metallurgico. Forte anche il rischio di bancarotte, tanto che nelle scorse settimane, a fronte del tracollo alla Borsa di Francoforte, il governo tedesco ha avviato il processo di nazionalizzazione di Uniper, prima azienda importatrice di gas della Germania⁹.

⁵ E. Henning, "Scholz says Germany is prepared for Russian gas halt, doubters warn of bankruptcies, 'unavoidable' recession", *Fortune*, 10 settembre 2022.

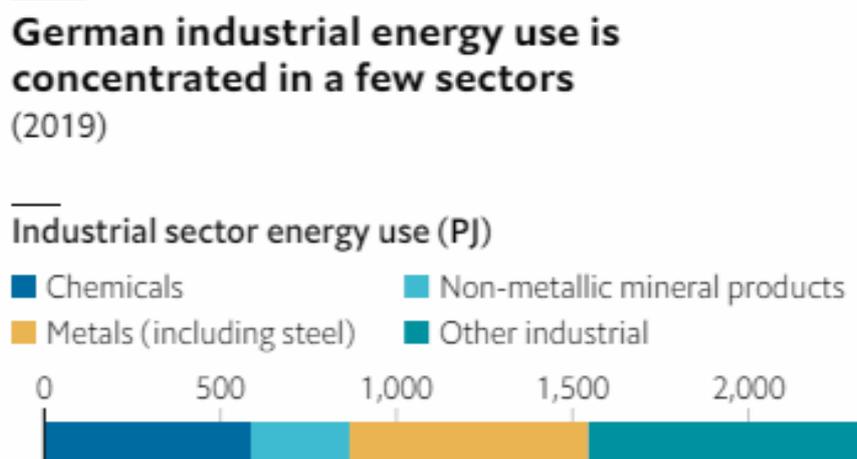
⁶ K. Burke, "Germany's economy stagnates as recession fears mount", *Dw*, 29 luglio 2022.

⁷ Bundesbank, *War against Ukraine: energy embargo could significantly weaken German economy*, 22 aprile 2022.

⁸ B. Cahil, *Germany Races to Prepare for a Gas Cutoff*, Center for Strategic & International Studies, 22 luglio 2022.

⁹ E. Micheli, "Uniper tracolla alla Borsa di Francoforte dopo l'annuncio della nazionalizzazione", *Il Sole24ore*, 21 settembre 2022.

FIG. 7.5 - RIPARTIZIONE UTILIZZO ENERGIA PER SETTORI (2019)



Fonte: Economist Intelligence Unit

Da non sottovalutare, infine, il fatto che la Germania si trovi al centro di numerose filiere europee, cosicché gli effetti negativi potrebbero estendersi anche ad altri paesi, in particolare in Europa centrale e dell'est¹⁰. Significative in tal senso le parole pronunciate da Agnès Pannier-Runacher, ministro francese per la Transizione energetica, secondo la quale “se cade l’industria tedesca, cade l’industria europea”¹¹.

Dalla riduzione dei consumi al (discusso) piano nazionale da 200 miliardi

Per far fronte a questa situazione, quindi, il punto di partenza è rappresentato dalla riduzione della domanda di gas, che nei primi mesi del 2022 è comunque già calata del 14% rispetto all’anno precedente, sia per le alte temperature primaverili che per l’aumento significativo dei costi. Inoltre, Berlino ha attivato, nel giugno 2022, il secondo “livello di allerta” del piano di emergenza elaborato anni fa in ottemperanza agli obblighi europei e non è improbabile che a breve si passi al terzo stadio, denominato “livello di emergenza”, mediante il quale la *BnetzA* (Agenzia federale delle reti) potrebbe decidere come allocare il gas e l’elettricità. Non sono mancate, nel frattempo, misure minori adottate dal governo tedesco, che ha imposto restrizioni sulle insegne luminose e vietato l’illuminazione notturna per monumenti pubblici, limitando inoltre i livelli di riscaldamento degli edifici pubblici a 19 gradi¹².

Misure che si inseriscono nel dibattito europeo sull’opportunità di imporre un tetto al prezzo del gas importato. Un dibattito dove la Germania si scontra con la posizione della maggior parte dei paesi europei, tra cui Francia e Italia, che sostengono l’introduzione di un *price-cap* nei confronti di tutte le importazioni di gas. Secondo Berlino, invece, la limitazione al prezzo dovrebbe essere estesa solamente al gas proveniente dalla Russia dal momento che, in caso

¹⁰ Economist Intelligence Unit, *Energy crisis will push Germany into deep recession*, 29 luglio 2022

¹¹ B. Maarad, *Price cap e l’ostacolo Berlino per von der Leyen*, AGI, 12 settembre 2022

¹² B. Cagill, “Germania: decisioni difficili sul gas”, RiEnergia, 6 settembre 2022

contrario, vi sarebbe un rischio piuttosto elevato che il gas naturale liquefatto (Gnl) si diriga verso l'Asia o verso altri mercati comunque più convenienti.

Dinanzi a questa *impasse* diplomatica che dura oramai da settimane, nei giorni scorsi la Germania ha approvato un piano di aiuti da 200 miliardi di euro contro i rincari dell'energia, comunque ancora tutto da dettagliare. Un vero e proprio scudo di difesa dell'economia che punta fundamentalmente a compensare la differenza tra il prezzo di mercato di gas ed elettricità e quanto pagano le famiglie in bolletta, non concordato in sede europea e per tale motivo fortemente criticato.

Non solo gas (russo)

Al di là delle azioni politiche ed economiche, resta in piedi il problema di come sostituire il gas russo, soprattutto in una condizione come quella attuale dove le forniture di gas attraverso il Nord Stream sono completamente interrotte e alla luce della decisione assunta dal governo di voler comunque interrompere entro il 2024 ogni fornitura di gas proveniente dalla Russia¹³.

Nonostante la presenza dei Verdi nella coalizione di governo, il cancelliere Scholz ha previsto, in caso di necessità, la possibilità di riattivare alcune centrali a carbone¹⁴ per un totale di 10 gigawatt di potenza installata, allontanandosi così dagli obiettivi climatici che il paese si era posto e che si basavano (anche) sul *phase-out* dal carbone entro il 2030¹⁵. Non meno controversa la decisione, annunciata dal ministro dell'Economia, il verde Robert Habeck, di lasciare in stand-by fino ad aprile 2023, anziché chiuderle entro la fine dell'anno (come previsto dal programma approvato da Angela Merkel), due delle ultime tre centrali nucleari presenti nel paese¹⁶.

Sul fronte propriamente del gas, già sin dai primi mesi dallo scoppio della crisi ucraina, la Germania ha cercato di riempire il più velocemente possibile i propri stoccaggi, ponendosi l'obiettivo di un riempimento pari all'85% nel mese di ottobre 2022 e al 95% nel novembre 2022¹⁷.

¹³ A. Delfs, “Germany to Wean Itself Off Russian Oil, Gas in Next 2 Years”, Bloomberg, 25 marzo 2022

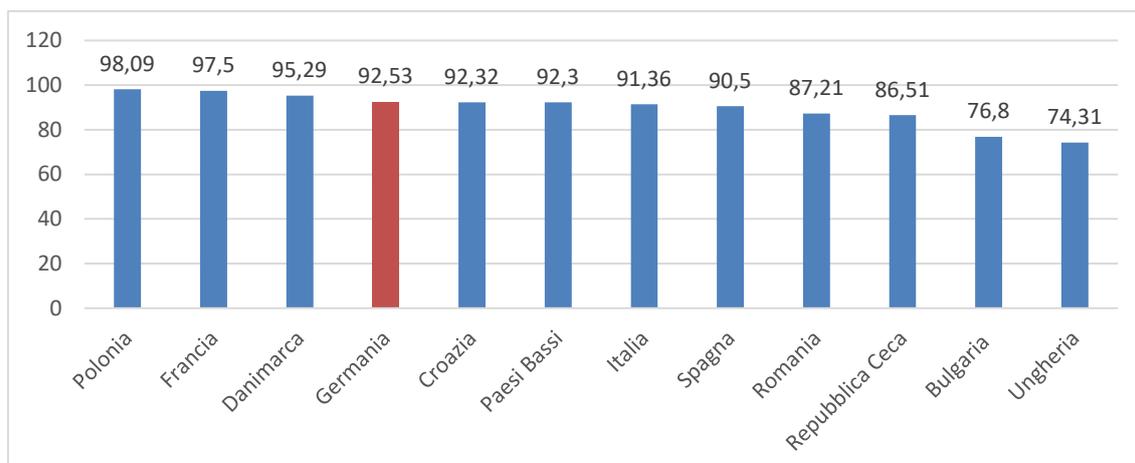
¹⁴ O. Storbeck e D. Sheppard, “Germany fires up coal plants to avert gas shortage as Russia cuts supply”, *Financial Times*, 19 giugno 2022

¹⁵ A. Franke, *German coalition agrees 2030 coal exit, aims for 80% share of renewables*, S&P Global, 24 novembre 2021

¹⁶ *Germany plans to extend lifespan of two nuclear power plants -minister*, Reuters, 27 settembre 2022

¹⁷ Al 3 ottobre 2022 gli stoccaggi della Germania sono stati riempiti al 92,5%. Si veda <https://agsi.gie.eu/>

FIG. 7.6 - RIEMPIMENTO STOCCAGGI AL 3 OTTOBRE 2022 (%)



Fonte: Aggregated Gas Storage Inventory

Ma è più che altro sul piano del Gnl che Berlino punta per attenuare gli effetti della crisi, anche se l'idea iniziale di rendere disponibili quattro navi rigassificatrici¹⁸ entro la fine dell'anno (alle quali se ne è poi aggiunta una quinta¹⁹) si è rivelato ben presto irrealizzabile. Nell'immediato, infatti, sarà possibile far ricorso a una sola di queste navi, con una seconda che probabilmente potrà entrare in funzione solamente a inizio 2023 mentre le rimanenti saranno disponibili verso la fine del 2023 e l'inizio del 2024.

Guardando, poi, al lungo periodo, è sull'idrogeno e sulle rinnovabili che punta Berlino. All'inizio di aprile, infatti, il governo tedesco ha presentato un pacchetto di misure per accelerare l'espansione delle nuove energie, con l'ambizioso obiettivo dell'80% di energia rinnovabile per la produzione di elettricità entro il 2030²⁰. Un piano, quest'ultimo, che si basa sullo sviluppo del fotovoltaico e, in particolare, dell'eolico, tanto che il governo intende obbligare i vari Länder a riservare, entro il 2032, il 2% del proprio territorio alle turbine eoliche. Così come, per il futuro, un ruolo importante potrebbe essere giocato dall'idrogeno, come dimostrano le dichiarazioni del cancelliere Scholz, per il quale «l'idrogeno è il nuovo gas». Un combustibile, però, che Berlino non è in grado di generare e che dovrà quindi essere importato.

Un nuovo slancio alla diplomazia energetica tedesca

E proprio recentemente la diplomazia energetica tedesca ha compiuto una serie di passi in avanti per far fronte al taglio delle forniture russe di gas, trovando innanzitutto un partner privilegiato nella Francia. Al termine di una videoconferenza, tenutasi a inizio settembre, tra il cancelliere tedesco Scholz e il presidente francese Macron, è stata annunciata un'intesa tra

¹⁸ N. Kurmayer, "Germany secures four floating LNG terminals in mad rush to replace Kremlin gas", *Euractiv*, 5 maggio 2022

¹⁹ N. Kurmayer, "German government announces fifth floating LNG terminal", *Euractiv*, 1 settembre 2022

²⁰ Germany unveils plans to accelerate green energy expansion, *Reuters*, 6 aprile 2022

i due paesi in virtù della quale Parigi fornirà gas alla Germania mentre Berlino assicurerà elettricità alla Francia²¹. Una sorta di “solidarietà energetica” franco-tedesca che scatterà solamente qualora l’inverno si riveli particolarmente difficile o qualora, per qualsiasi ragione, ve ne sia bisogno. Un patto, però, che sembra già presentare le prime crepe dal momento che da più parti si sottolinea come la Germania si troverà, probabilmente, costretta a limitare nei prossimi mesi la fornitura di energia elettrica agli altri paesi europei per far fronte ai propri consumi interni²².

Al contempo, il cancelliere tedesco Scholz si è attivato per assicurarsi nuove forniture dal Medio Oriente e, in particolare, da alcuni paesi del Golfo. Il cancelliere tedesco, infatti, ha incontrato il principe ereditario dell’Arabia Saudita, Mohammed bin Salman, con l’obiettivo di approfondire la partnership energetica tra i due stati²³. Tuttavia, la Germania intende andare oltre la questione dei combustibili fossili. Pertanto, anche le energie rinnovabili e l’idrogeno rinnovabile sono stati al centro di questo incontro. Il cancelliere Scholz si è poi rivolto anche agli Emirati Arabi: la compagnia elettrica tedesca Rwe, infatti, ha firmato un accordo con Adnoc per la fornitura di una piccola quantità di Gnl entro la fine dell’anno²⁴.

Conclusioni

Al netto delle misure che verranno adottate nei prossimi mesi, la Germania appare destinata alla recessione, con ripercussioni che, secondo alcune stime, si estenderanno sino a tutto il 2024. Con il passare del tempo, e con la recente minaccia di far ricorso alle armi nucleari tattiche, diventa sempre più improbabile il ritorno allo *status quo ante*, anche perché oramai la Russia non potrà più presentarsi agli occhi degli europei quale fornitore affidabile. La Germania, e l’Europa nel suo complesso, dovranno quindi accelerare il passaggio alle energie rinnovabili nonché ampliare la capacità di importare Gnl. Un processo, però, che richiederà parecchi anni e la capacità, sul piano strategico, di diversificare tecnologie e fonti, per evitare di sostituire a una dipendenza da quelle fossili (soprattutto russe) una altrettanta pericolosa dipendenza da tecnologie di altri paesi non occidentali e da pochi produttori di materie prime strategiche per la transizione.

Ma, soprattutto, le vicende in corso segnano la fine dell’idea, che ha governato per decenni i rapporti con Mosca, secondo cui per garantire la pace nel vecchio continente servirebbe necessariamente fare affari con la Russia, garantendo a Mosca un ruolo di primo piano nelle forniture energetiche verso l’ovest europeo.

²¹ B. Van Overstraeten e I. Melander, “[Macron: France, Germany to provide each other with gas, electricity, to weather crisis](#)”, *Reuters*, 5 settembre 2022

²² J. Fokuhl, [German Grid Operator Warns of Potential Cuts to Winter Power Exports](#), *Bloomberg*, 4 ottobre 2022

²³ “[Germany's Scholz seeks to deepen energy partnership with Saudi Arabia](#)”, *Reuters*, 24 settembre 2022

²⁴ [Germany's RWE and UAE's ADNOC ink LNG deal as Scholz visits Gulf](#), *Euronews*, 25 settembre 2022

8. Il Regno Unito di fronte alla crisi energetica

Filippo Costa Buranelli

Secondo il Fondo Monetario Internazionale (Fmi), di tutti i paesi europei (intesi non come membri UE, ma come appartenenti alla macro-regione geo-economica 'Europa occidentale'), il Regno Unito è ufficialmente quello che più di tutti sta patendo, e patirà, le conseguenze economiche e materiali della crisi energetica che si sta abbattendo sull'Europa in questi ultimi mesi e, come verrà spiegato in seguito, non solo a causa della guerra in Ucraina¹.

Passata la commozione e il profondo sentimento di perdita legati alla morte della regina Elisabetta II, il Regno Unito ha di fronte un autunno molto problematico, e un inverno ancora peggiore, a causa dei recenti aggiustamenti dei prezzi delle tariffe energetiche. Un problema che Boris Johnson, quando ancora premier uscente, si è rifiutato di considerare, facendo di tutto (e per giunta con successo) per lasciare che fosse il suo successore, Elizabeth "Liz" Truss, a occuparsene. Per capire la situazione attuale e futura del Regno Unito rispetto ai recenti e previsti cambiamenti energetici, questo capitolo prenderà in esame le seguenti tematiche: analisi delle cause dell'aumento dei prezzi e variazioni di stoccaggio, impatto sulla società, politiche energetiche recenti, e outlook per il futuro.

Come spiegare questa impennata dei prezzi?

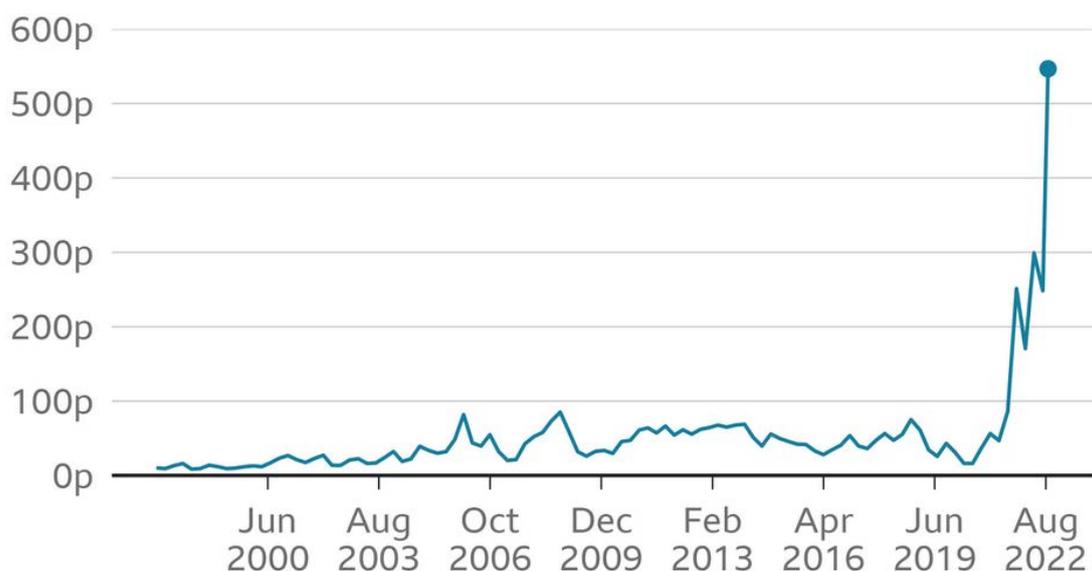
Quello che forse preme più spiegare è che, nonostante gli ultimi drammatici sviluppi, i prezzi dell'energia in Regno Unito hanno cominciato a salire *prima* della guerra in Ucraina. Questo perché prezzi dell'energia in tutto il mondo sono aumentati notevolmente con l'allentamento delle restrizioni dovute al Covid e il ritorno alla graduale normalità delle economie nazionali. Molti luoghi di lavoro, industria e tempo libero avevano tutti improvvisamente bisogno di più energia allo stesso tempo, esercitando pressioni senza precedenti sui fornitori. In più, molti consumatori sono stati costretti a fare affidamento sul mercato internazionale del gas naturale liquefatto (Gnl). Negli anni precedenti i paesi europei di solito acquistavano rifornimenti avanzati di Gnl da paesi come il Qatar e gli Stati Uniti durante l'estate, che immagazzinavano per l'inverno a venire. Il problema che devono affrontare quest'anno è che i paesi asiatici hanno già firmato contratti a lungo termine per acquistare la maggior parte del Gnl mondiale prima ancora che venisse stato estratto, lasciando una quantità limitata sul mercato internazionale². Nel Regno Unito, ad esempio, il prezzo *spot* viene calcolato utilizzando il National Balancing Point (Nbp) del Regno Unito, che rappresenta il gas in qualsiasi punto del sistema di trasmissione nazionale del paese. Questo include il gas importato dall'estero, per consentire scambi semplificati tra acquirenti e venditori. Ora che i paesi europei sono entrati nel mercato per ciò che resta del Gnl invenduto nel mondo, il Nbp

¹ A. Ari et al., "Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed up the Transition Away from Fossil Fuels", IMF Working Papers, 2022/152, 2022.

² N. Barrett, "Why are global gas prices so high?", *BBC News*, 26 agosto 2022.

deve essere più alto per attirare le importazioni. Questo perché, sebbene la Gran Bretagna abbia le proprie forniture di gas nel Mare del Nord e si sia affrancata dal carburante russo, ha ancora bisogno di importazioni per soddisfare la propria domanda interna. L'aumento dei prezzi all'ingrosso del gas naturale, che ha innescato l'aumento del *rate-cap* di Ofgem (l'autorità di regolamentazione del governo britannico) per i consumatori del Regno Unito, sembra quindi essere la conseguenza della geopolitica e dell'integrazione dell'infrastruttura del gas naturale del Regno Unito con il gas globale e i mercati finanziari. Dalla privatizzazione di British Gas all'istituzione di contratti future sul gas naturale nel Regno Unito, ciò che vediamo oggi è l'eredità della deregolamentazione e della finanziarizzazione dell'energia del paese. Da quando i mercati dei *futures* sul gas naturale sono stati introdotti nel 1997, i consumatori britannici sono stati esposti al flusso e riflusso dei mercati finanziari dei *futures* Ice (*intercontinental exchange*) integrati a livello globale. Ciò indica anche quanto sia interconnessa l'infrastruttura fisica del gas naturale del Regno Unito con il resto d'Europa, nonché la sua dipendenza dalle importazioni di gasdotti dai paesi europei³.

FIG. 8.1 - PREZZO DEL GAS ESPRESSO IN PENCE

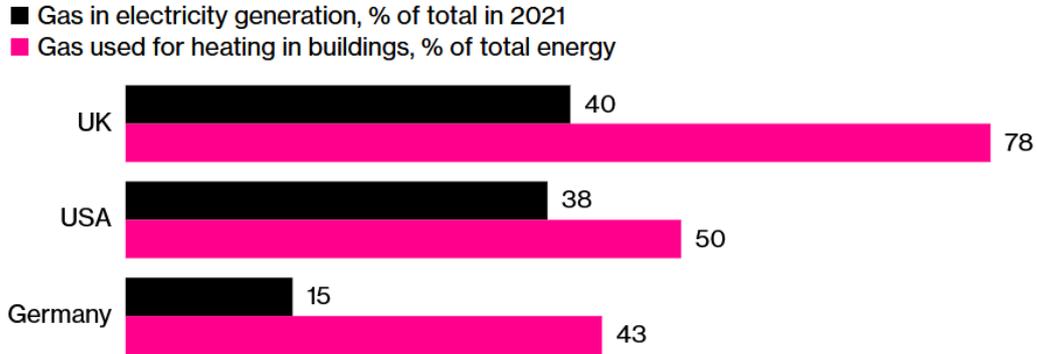


Fonte: N. Barrett, "Why are global gas prices so high?", *BBC News*, 26 August 2022.

³ S. Field, "Natural Gas in the UK, Part 1: Infrastructures & Geopolitics", Centre for Energy Ethics, 17 settembre 2021.

FIG.8.2 - DIPENDENZA DEL REGNO UNITO DAL GAS

Reliance on Gas

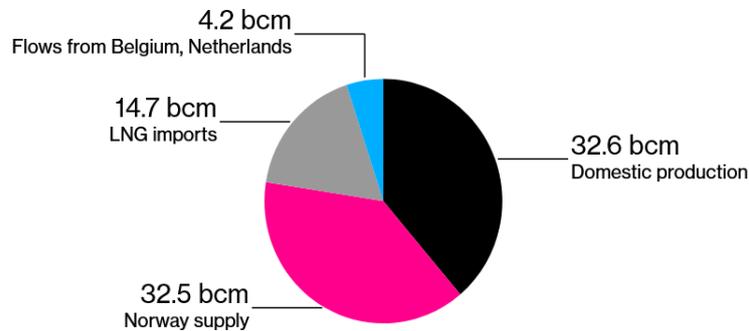


Fonte: Bloomberg

FIG. 8.3 - DIPENDENZA DEL REGNO UNITO DALLE IMPORTAZIONI

Import Dependency

UK relied heavily on Norwegian gas last year



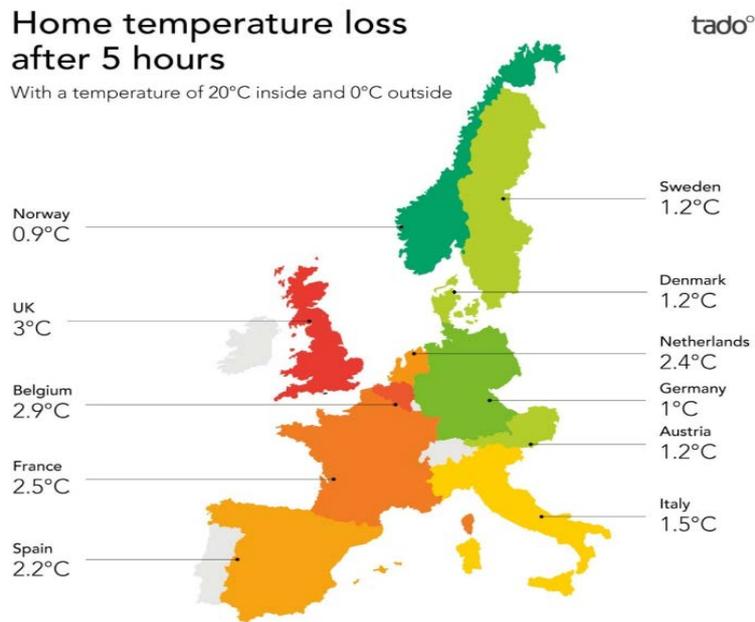
Fonte: Bloomberg

Impatto delle variazioni dei prezzi sulla società britannica

Come detto nell'introduzione, la crisi energetica sta colpendo i bilanci delle famiglie del Regno Unito più duramente di qualsiasi altro paese dell'Europa occidentale. In aggiunta, anche la differenza tra l'onere dei costi per le famiglie povere e ricche è molto più diseguale rispetto ad altri paesi. Il motivo, come detto, è la forte dipendenza del Regno Unito dal gas per riscaldare le case e produrre elettricità in un momento in cui la guerra russa in Ucraina ha fatto salire i prezzi del gas. Inoltre, il Regno Unito ha le case meno efficienti dal punto di vista energetico nell'Europa occidentale. Anzi, le case perdono 3°C di temperatura nello stesso tempo in cui le case tedesche perdono solo 1°C. Le persone che vivono nei due terzi

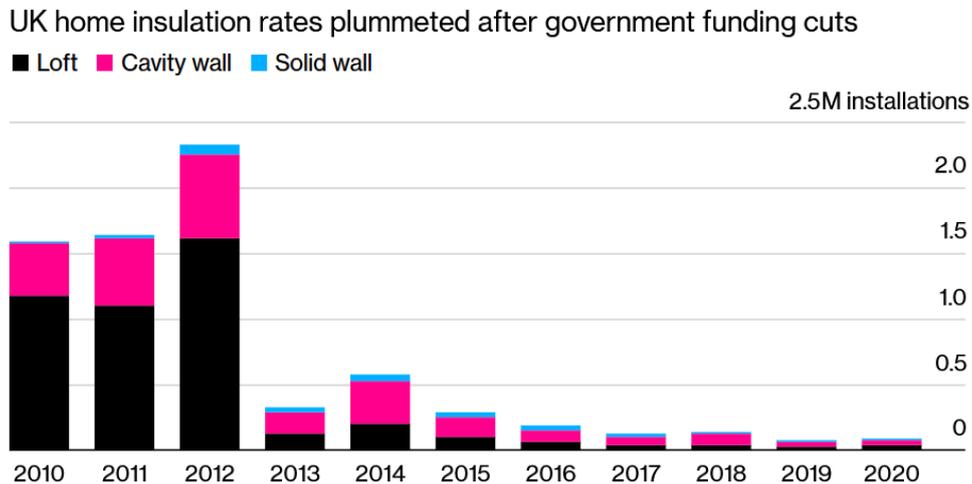
delle case del Paese che sono inefficienti dal punto di vista energetico, classificate D o peggio⁴, quest'inverno pagheranno almeno 1000 sterline in più.

FIG. 8.4 - DISPERSIONE TERMICA



Fonte: <https://www.tado.com/gb-en/press/uk-homes-losing-heat-up-to-three-times-faster-than-european-neighbours>

FIG. 8.5 - TASSO D'INSULAZIONE

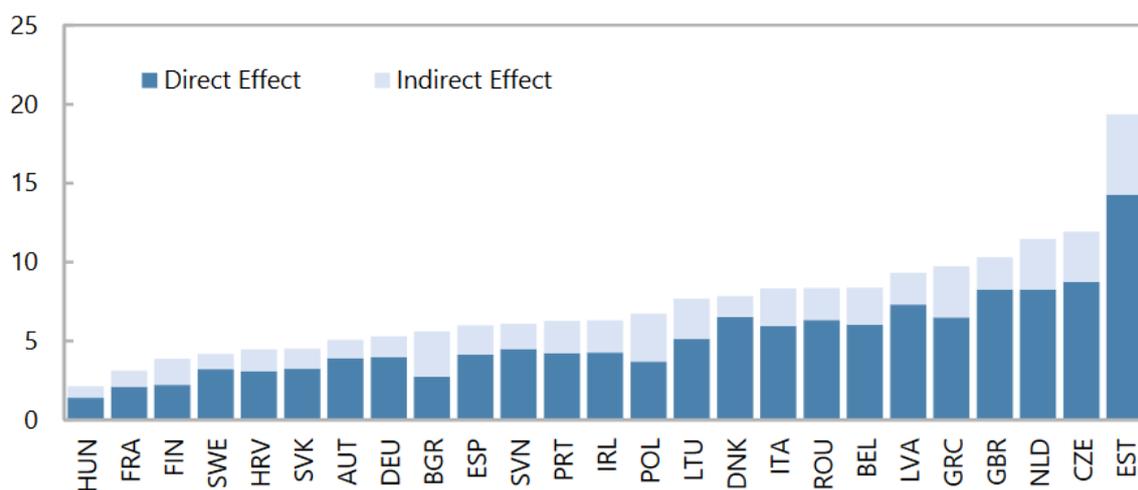


Fonte: Bloomberg, Climate Change Committee

⁴ Su una scala da A (massimo di efficienza energetica) a G (massimo di inefficienza energetica). “Energy ratings: everything you need to know”, Energy Saving Trust, 14 marzo 2022.

Si prevede che la famiglia media del Regno Unito perderà l'8,3% del suo potere di spesa totale nel 2022, a causa del dover pagare bollette energetiche più elevate. In termini comparativi, si pensi che la cifra in Germania e Spagna è del 4%, in Italia è del 5,94%, mentre solo le famiglie estoni e ceche subiscono un impatto maggiore rispetto al Regno Unito in tutta Europa. Si pensi infatti che nel paese il gas naturale è ampiamente utilizzato per il riscaldamento, la cucina e la produzione industriale di elettricità, che l'87% delle famiglie utilizza il gas naturale per riscaldare le proprie case, e che il gas ha sostituito sempre più il carbone per la produzione di elettricità. L'aumento della bolletta energetica fa salire anche i costi di altri beni, poiché i venditori trasferiscono gli aumenti dei prezzi⁵. Questi effetti indiretti ridurranno di un altro 2% il denaro che le famiglie britanniche dovranno spendere nel 2022. L'analisi del Fondo Monetario Internazionale citata nell'introduzione tiene conto della riduzione del consumo di energia da parte delle persone commisurata con l'aumento dei prezzi.

FIG. 8.6 - PREZZI ENERGETICI PIÙ ELEVATI: ONERI DIRETTI E INDIRETTI SULLE FAMIGLIE

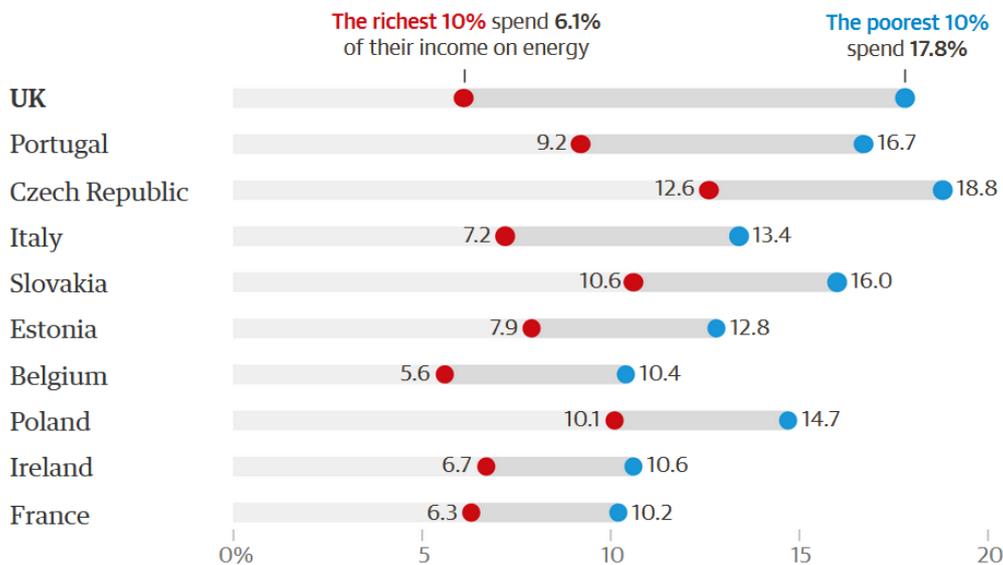


Fonte: Fondo Monetario Internazionale

Secondo l'analisi, il 10% più povero delle famiglie britanniche spenderà il 17,8% del proprio budget in energia nel 2022, mentre il 10% più ricco spenderà il 6,1%. La differenza di 11,7 punti percentuali è di gran lunga la maggiore disparità tra i 25 paesi europei valutati. In Francia la differenza è di 3,9 punti percentuali e nei Paesi Bassi di 2,5.

⁵ D. Carrington, "Energy crisis: UK households worst hit in western Europe, finds IMF", *The Guardian*, 1 settembre 2022.

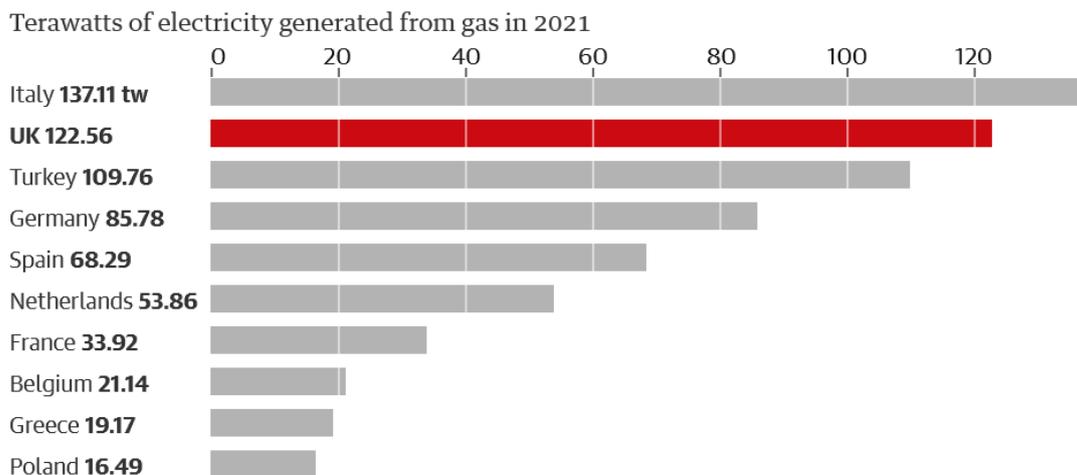
FIG. 8.7 - PERCENTUALE DEL BUDGET FAMILIARE SPESO PER L'ENERGIA, 2022, PRIMI 10 PAESI



Fonte: The Guardian e Fondo Monetario Internazionale

Un'ulteriore analisi, effettuata recentemente da Deutsche Bank, mostra anche che l'inflazione dei prezzi al consumo di gas ed elettricità nel Regno Unito nel 2022 dovrebbe essere di circa l'80%, rispetto a una media del 40% nei 19 paesi che utilizzano l'euro. Il paese ha anche fatto affidamento sul gas per produrre più terawattora di elettricità nel 2021 rispetto a qualsiasi dei 39 paesi europei analizzati dal think-tank Ember, fatta eccezione per l'Italia. L'elettricità dal gas è la più costosa per l'energia e determina il prezzo di tutta l'elettricità, a causa dell'attuale struttura del mercato britannico. In termini di quota di elettricità generata dal gas, il Regno Unito è al 40%, la Germania al 15% e la Danimarca al 6%.

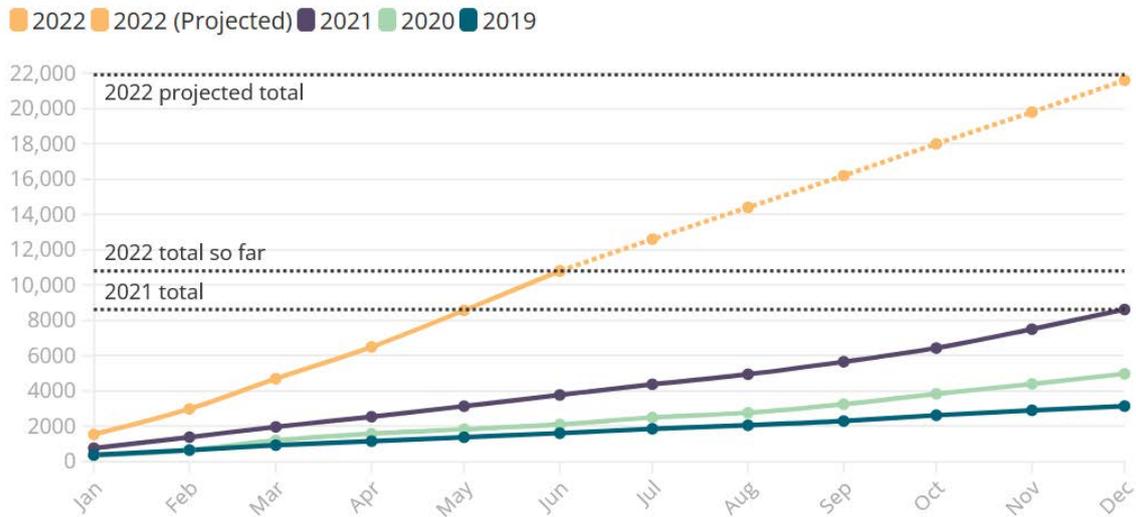
FIG. 8.8 - ELETTRICITÀ GENERATA DA GAS, ESPRESSA IN TERAWATTS (TW)



Fonte: Ember

Per quanto riguarda le bollette, queste sono salite a £ 2.000 ad aprile e si prevede che aumenteranno ancora di più in ottobre a £ 3.250.

FIG. 8.9 - NUMERO CUMULATIVO DI PERSONE SUPPORTATE DA CITIZEN ADVICE CHE NON SONO STATE IN GRADO DI RICARICARE I PROPRI CONTATORI DI PAGAMENTO ANTICIPATO OGNI ANNO



Fonte: Citizen Advice

FIG. 8.10 - NUMERO CUMULATIVO DI PERSONE CHE ABBIAMO AIUTATO CON PROBLEMI ENERGETICI OGNI ANNO (CIÒ INCLUDE UNA SERIE DI PROBLEMI, TRA CUI L'ACCESSIBILITÀ DELLA BOLLETTA ENERGETICA, L'AZIONE DI RECUPERO CREDITI, PROBLEMI CON LA FATTURAZIONE E IL SERVIZIO CLIENTI)

Cumulative number of people who we've helped with energy issues each year



Fonte: Citizen Advice

Nell'ottobre 2021, circa 4 milioni di famiglie britanniche erano in condizioni di povertà energetica. “Povertà energetica” significa non essere in grado di permettersi di riscaldare una casa a un livello sicuro e confortevole, in genere quando il 10% o più del reddito netto della famiglia viene speso per il carburante. Ma il più grande aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità mai registrato nell'aprile 2022 ha spinto altri 2,7 milioni di famiglie britanniche nella povertà di carburante, portando il numero totale a 6,7 milioni⁶.

Attuali politiche per contenere la crisi energetica

Quello descritto sopra era già in divenire prima che Ofgem annunciasse ad agosto che la bolletta energetica media avrebbe raggiunto le 3.549 sterline entro ottobre 2022. In questo scenario, è stato stimato che 8,2 milioni di famiglie, o una casa su tre, sarebbero in condizioni di povertà energetica questo inverno, facendo precipitare altri 1,5 milioni di famiglie nella povertà energetica nell'arco di soli sei mesi⁷. Addirittura, secondo stime più negative, questi numeri potrebbero toccare i 12 milioni⁸. Nel tentativo di arginare questa crisi, il governo ha recentemente annunciato un piano biennale per limitare il costo dell'energia domestica, quindi la bolletta media è prevista essere di £2.500 all'anno. Sebbene molto inferiore alla proiezione di £3.549 all'anno di Ofgem, £2.500 rappresenta ancora un raddoppio della bolletta energetica media nell'arco di un anno e un aumento di £500 dall'aprile 2022. È quindi improbabile che il tetto riduca significativamente il numero di famiglie che cadono in povertà energetica questo inverno. Chi ha un elevato fabbisogno energetico può ancora aspettarsi di pagare più della media di £2.500. Oltre al blocco dei prezzi, il piano del governo include anche proposte per “accelerare l'approvvigionamento energetico nazionale” aumentando la produzione di combustibili fossili e rimuovendo il divieto, precedentemente imposto, di *fracking*⁹. Ma, come verrà detto più avanti, è proprio la dipendenza dai combustibili fossili che ha reso il paese vulnerabile alla volatilità dei mercati energetici internazionali. Il quadro potrebbe deteriorarsi durante l'inverno poiché la Gran Bretagna non ha capacità di stoccaggio del gas, rendendola vulnerabile alle interruzioni della fornitura. E nel mercato elettrico, qualsiasi interruzione sui cavi che collegano Francia, Norvegia, Belgio e Paesi Bassi significherebbe un serio aggravarsi della situazione. Quello che sicuramente non aiuta è il fatto che il Regno Unito rischi seriamente di rimanere indietro con gli sforzi per rendere le case più efficienti dal punto di vista energetico, dopo aver ridotto un aumento di 1 miliardo di sterline a un programma per aiutare alcune delle famiglie più povere a ridurre il consumo di energia¹⁰.

⁶ A. Ambrose, “Energy crisis: the UK is still heading for widespread fuel poverty – despite the government’s price cap”, *The Conversation*, 12 settembre 2022.

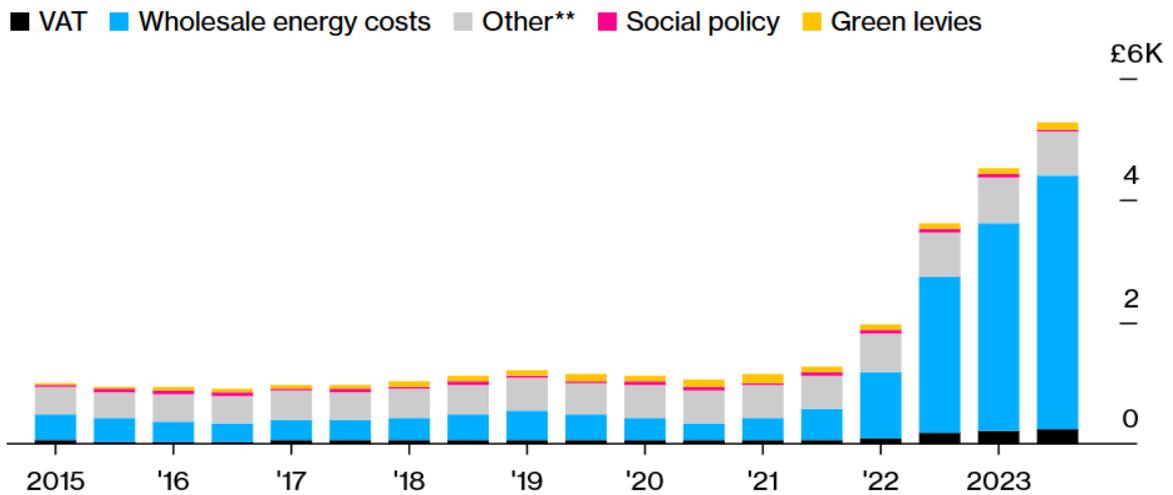
⁷ “8.2 million UK households could be in fuel poverty from October”, NEA, 22 July 2022.

⁸ “UK fuel poverty to hit 12mn homes without ‘immediate’ action”, *Financial Times*.

⁹ “Government announces Energy Price Guarantee for families and businesses while urgently taking action to reform broken energy market”, Go.Uk, 8 settembre 2022; “End to UK fracking ban triggers backlash”, *Financial Times*.

¹⁰ J. Shankleman, E. Milligan, and T. Gillespie, “UK Scales Back £1 Billion Funding to Help Homes Cut Energy Use”, Bloomberg, 29 luglio 2022.

FIG. 8.7 - COMPOSIZIONE DELLE BOLLETTE



Fonte: Carbon Brief

** costi operativi, costi di rete, riparazione di eventuali danni alla rete

Outlook per il futuro

La risposta a questa crisi, anche se molto di lungo periodo, è da trovarsi nella transizione energetica. Il costo dell'energia da fonti rinnovabili è stato costantemente inferiore a quello prodotto dai combustibili fossili durante tutta la crisi e non risente degli stessi aumenti di prezzo del petrolio e del gas scambiati sui mercati all'ingrosso. Prima il Regno Unito riuscirà a trasferire il sistema elettrico al calore e all'energia rinnovabile generati localmente, prima si emanciperà all'imprevedibilità dei mercati dei combustibili fossili e alle emissioni prodotte da queste fonti. Tuttavia, anche con la spinta a passare alle energie rinnovabili come l'eolico e il solare, la Gran Bretagna è ancora fortemente dipendente dal gas, utilizzandolo per generare circa il 40% della sua energia l'anno scorso. Il carburante riscalda anche quasi l'80% delle case, molto più che in paesi come la Germania o gli Stati Uniti¹¹. La grande domanda è come andranno le importazioni di gas nei mesi più freddi, quando anche le forniture europee saranno limitate. Una risposta è ripristinare il sito di stoccaggio, Rough. Ma la società che lo controlla, Centrica Plc, ha affermato che un ripristino iniziale di Rough quest'inverno equivarrebbe a circa 10 carichi di Gnl, il che non farebbe una grande differenza. In più, come discusso nelle precedenti sezioni, c'è anche una forte concorrenza globale per il Gnl. Per quanto riguarda i consumatori, possiamo aspettarci che i tentativi di auto-disconnessione e autorazionamento continuino a crescere rapidamente¹². L'auto-disconnessione è il punto in cui le famiglie rimangono senza servizi energetici come riscaldamento ed elettricità a causa della mancanza di fondi. Tipicamente associata ai clienti dei contatori con pagamento anticipato, l'auto-disconnessione può verificarsi quando i clienti dimenticano o non sono in

¹¹ "Historical gas data: gas production and consumption and fuel input", Gov.Uk.

¹² https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/10/self-disconnection_and_self-rationing_final_impact_assessment.pdf

grado di ricaricare i contatori. L'autorizzazione comporta la limitazione dell'uso di questi servizi per le stesse ragioni o il non-acquisto di altri prodotti e servizi importanti per potersi permettere i costi energetici. Entrambi comportano rischi per la salute, il benessere e la qualità della vita. In conclusione, l'outlook per il Regno Unito di fronte alla crisi energetica è negativo, serio, e preoccupante. Il governo Truss, attualmente impegnato nell'elargire benefici fiscali ai settori più ricchi della società britannica, a rassicurare i mercati stranieri di fronte al crollo della sterlina, e a provare a riportare la Banca Centrale sotto il controllo del governo per limitare il continuo crescere dei tassi d'interesse, non sembra focalizzato sul ricercare una soluzione a questa crisi. Il fatto che il Regno Unito sia stato, di fatto, declassato da economia del G7 a 'economy emergente' certifica queste difficoltà¹³. La transizione energetica, unita a una congiuntura geopolitica più stabile, sembra essere l'unica via d'uscita. Ma prima, parafrasando Eduardo De Filippo, "ha da passá l'inverno". E non è detto che tutti, specie tra i poveri e le categorie più deboli¹⁴, ce la faranno.

¹³ T. Ash, "Britain's 'emerging market' crisis The UK", *Politico*, 27 settembre 2022; T. Alloway, "Is Really Trading Like an Emerging Market Right Now", Bloomberg, 23 settembre 2022; i segnali che l'economia britannica si stesse trasformando in quella di un mercato emergente erano già visibili in agosto: B. Lodewick, "The only thing keeping the U.K. from being an 'emerging-market economy' is a currency crisis, says analyst", *Fortune*, 9 agosto 2022.

¹⁴ J. Taylor, "Why disabled people are at the centre of the cost-of-living crisis", *Scope*, 11 May 2022; "The UK energy crisis is a burden of war", *Financial Times*.

9. Crisi energetica: la Turchia tra opportunità e sfide

Valeria Giannotta

Da tempo la Turchia del presidente Recep Tayyip Erdoğan ha investito in manovre di differenziazione energetica anche in linea con l'obiettivo di diventare un hub di primaria importanza. Già impegnata a convogliare energia in Europa tramite il gasdotto trans-anatolico Tanap, Ankara si erge a snodo chiave del corridoio meridionale del gas. Con un consumo annuale di circa 45 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas, tuttavia, la Turchia dipende significativamente dalla distribuzione russa. In tale contesto si inserisce la costruzione del gasdotto TurkStream, studiato per trasportare annualmente circa 15 Gmc alla Turchia per poi approvvigionare i paesi europei, convogliando gas naturale attraverso il corridoio del Mar Nero con ingresso dal compressore Russkaya nel sud della Russia e stazione terminale in territorio turco nella Tracia nord-occidentale. È un progetto su cui Erdoğan e Putin hanno investito molto, anche a livello di immagine. Il legame energetico con Mosca è cementato anche da un significativo accordo sul nucleare sottoscritto con la società russa Rosatom per un investimento di 22 miliardi di dollari, che ha condotto alla costruzione della prima centrale turca, Akkuyu, in provincia di Mersin. La crisi del Mar Nero, tuttavia, ha aperto un nuovo scenario, mettendo in crisi l'ordine regionale. Se è vero che nella più recente congiuntura politica regionale la Turchia può fare la propria parte nell'approvvigionamento all'Europa, diverse sono le sfide anche interne che Ankara si trova ad affrontare in termini di politica energetica.

Differenziazione energetica e cooperazione con l'Europa

La guerra russo-ucraina sta evidenziando la forte dipendenza energetica dell'Europa dal gas naturale russo, sottolineando l'urgente necessità di differenziazione dell'approvvigionamento. In tale quadro, ricopre un'importanza cruciale la Turchia, che da anni ha investito molto nell'ergersi a corridoio energetico, convogliando verso i mercati europei sia le risorse dal bacino del Caspio che quelle provenienti dalla Russia e dal Mar Nero. La regione anatolica è infatti attraversata da due gasdotti che trasportano gas fino all'Europa: il TürkStream e il gasdotto trans-anatolico Tanap. Il primo è un progetto nato nel 2016 in cooperazione con la Russia e inaugurato nel 2020 con l'obiettivo sia di contribuire alla sicurezza energetica di Ankara che di provvedere alla fornitura europea. Componendosi di due segmenti, il TürkStream ha eguale capacità di 15,75 Gmc annui sia per il mercato turco che per quello europeo. Tuttavia, si stima che nel 2020 siano stati trasferiti solo 5 Gmc all'Europa, ovvero l'1,2% del suo consumo di gas¹. Il Tanap, invece, nasce per trasportare il gas azero attraverso la Turchia al gasdotto trans-adriatico Tap, convogliando in Europa 10 Gmc di gas all'anno. Non vi è dubbio, dunque, che pur funzionando a piena capacità, secondo le stime del 2020, entrambe le condutture potrebbero soddisfare circa il 6,5% del

¹ C. Frappi, [Il gasdotto TürkStream: importanza e prospettive per la politica energetica turca](#), Osservatorio Turchia- CESPI, febbraio 2020.

consumo europeo². Tuttavia, in un momento di crescenti tensioni regionali, TürkStream e Tanap giocano un ruolo chiave nell'attuale partita energetica sia dell'Europa continentale che del Mediterraneo Orientale, regione caratterizzata sempre più da logiche conflittuali e verso cui Ankara proietta la propria influenza con un rinnovato spirito cooperativo³. In tale scacchiere, la Russia è una delle principali fonti di approvvigionamento energetico della Turchia, con quote di mercato del 35%-50% per petrolio, gas e carbone. Tuttavia, la guerra contro l'Ucraina pone il paese anatolico in una situazione delicata, se si considera che nel 2021 sono stati importati dalla Russia 26 Gmc di gas naturale, una cifra che conferma la media annuale. Il trend di consumo di gas, però, secondo quanto afferma il Rapporto annuale sulle attività del gas naturale pubblicato dall'Autorità di regolazione del mercato energetico della Repubblica di Turchia, sarebbe in ascesa con un aumento da 45,2 Gmc nel 2019 a 58, Gmc nel 2021⁴. A tale criticità si aggiungerebbe la capacità di stoccaggio del paese che, attestata su circa 4 Gmc nel 2022, coprirebbe il 5% del consumo annuale turco⁵. Sebbene il governo del Partito Giustizia e Sviluppo (Akp) abbia investito molto in processi di differenziazione, la dipendenza energetica di Ankara dalla Russia rimane molto forte e oltre alle importazioni di combustibili fossili, si esplica anche nel consorzio russo-turco attualmente impegnato nella costruzione di Akkuyu, la prima centrale nucleare turca, il cui completamento è previsto per inizio 2023⁶. Nello spirito di tutela del proprio interesse nazionale, è chiaro perché la Turchia mantenga aperti i canali di dialogo con la Russia, rinunciando ad azioni sanzionatorie, ma sostenendo l'integrità territoriale dell'Ucraina, e prosegua nella cooperazione con l'Unione europea, difendendo le proprie istanze nel bacino orientale del Mediterraneo e nel Caspio, con riflessi anche sulle dinamiche nel più vicino Medio Oriente. Un difficile gioco di equilibrismi diplomatici, dunque, in cui Ankara si proietta verso l'Europa quale interlocutore naturale in materia di collaborazione energetica⁷. Sebbene sia tradizionalmente ancorata all'Europa, con cui è in corso un negoziato dal 2005, oggi i rapporti con Bruxelles sono caratterizzati da frizioni e da una certa tendenza alla sfiducia reciproca. In un clima di costanti tensioni, relative principalmente all'involuzione democratica del paese, il dossier energetico, seppur di importanza cruciale, riflettendo la difficile natura delle relazioni tra le parti, è di fatto fermo, con effetto riflesso sulla piattaforma creata ad hoc nel 2015 e bloccata già nel 2016 a causa della situazione politica interna al paese⁸.

² TANAP TurkStream: Russia's Southern Pipeline to Europe, *Congressional Research Service*, 6 maggio 2021.

³ V. Giannotta (Ed.), *La Turchia nel Mediterraneo. Tra storia e attualità*, Donzelli editore, luglio 2022.

⁴ Energy Market Regulatory Authority (EMRA) Electricity, Natural Gas, Petroleum and LPG Market Annual Reports 2021 are published., Republic of Türkiye Energy Market Regulatory Authority, 2 luglio 2022.

⁵ Oil and Gas Equipment – LNG and LNG Terminals, Upstream, Downstream and Midstream, Turkey Country Commercial Guide, International Trade Administration, 26/7/2022.

⁶ Akkuyu Project.

⁷ V. Giannotta, "La Turchia e la crisi ucraina: tra equilibrismi e alleanze", Osservatorio Turchia-CeSPI, marzo 2022.

⁸ EU-Turkey Energy Cooperation, Delegation of the European Union for Turkey; EU-Turkey cooperation on energy issue, European Commission.

Le strategie energetiche di Ankara

Il ruolo della Turchia in termini di transito energetico si è profilato con chiarezza nell'ultimo decennio sia nell'agenda politica interna del governo Akp di Erdoğan che come esito delle dinamiche regionali e internazionali, che hanno spinto Ankara a sfruttare al meglio la propria collocazione geografica, ergendosi a connettore tra Est-Ovest e Nord-Sud anche nello spirito di una più stretta partnership strategica con l'Occidente. Sebbene gli obiettivi di Ankara relativi alla garanzia della propria sicurezza energetica e di investimento in progetti di gasdotti che attraversassero il territorio turco fossero già *in fieri* negli anni Novanta, l'ambizione di diventare un attore chiave nel gioco energetico regionale è risultata evidente con l'ascesa al potere dell'Akp e con la ripresa economica vissuta dal paese sin dai primi anni 2000. Per più di due decenni, le riforme avviate nel settore energetico sono state finalizzate a fornire servizi a prezzi accessibili all'interno di un'economia in crescita con un fabbisogno energetico in rapido aumento. Inteso come un partito al "servizio delle persone", sin dai primi anni di legislatura l'Akp, infatti, ha attuato una serie di politiche sistematiche e graduali, che hanno condotto all'istituzione dell'Autorità di regolamentazione del settore energetico; all'introduzione su larga scala del gas naturale; alla ristrutturazione delle società energetiche statali e, soprattutto, alla creazione di un mercato elettrico funzionale. Inoltre, più recentemente è stato introdotto un meccanismo di tariffazione dell'energia basato sui costi e una serie di adeguamenti tariffari⁹. A tali riforme strutturali, che hanno contribuito ad attrarre considerevoli investimenti del settore privato nella produzione e distribuzione di energia nel mercato dell'elettricità, si aggiunge anche il fattore regionale, che ha avuto un impatto non indifferente nell'elaborazione della visione turca di hub energetico, ed è principalmente riferibile ai nuovi allineamenti geopolitici finalizzati a diversificare le importazioni di gas dalla Russia, rendendo Ankara attore cardine del progetto europeo della "Nuova via della Seta", nato in seguito alla prima crisi russo-ucraina¹⁰.

Tuttavia, la crescente domanda domestica e le politiche volte a garantire una maggiore accessibilità economica hanno avuto un importante impatto sulle importazioni di energia, generando negli ultimi anni un significativo spostamento verso le risorse interne. Dato il costante incremento della domanda di energia, recentemente si sono registrate manovre significative per garantire l'approvvigionamento interno utilizzando fonti proprie, dinamiche congruenti con la retorica del presidente Erdoğan che mira al consolidamento di una "Più forte e più indipendente Turchia". In tale quadro, si inserisce la disputa energetica riferibile alle risorse trovate attorno all'isola di Cipro, con effetti riflessi sui rapporti con Grecia e Unione europea e conseguente allineamento con la Libia, oltre alla più recente scoperta di gas nel Mar Nero, temi su cui l'attuale governo sta puntando molto anche in termini elettorali. In linea con la crescente inclinazione nazionalista del paese, a cui si unisce la volontà di attestarsi come attore politicamente autonomo, Ankara sta investendo molto nell'incrementare l'energia interna attraverso lo sviluppo di risorse rinnovabili, la cui road

⁹ I. Atiyas, T. Çetin e G. Gulen, *Reforming Turkish Energy Markets. Political Economy, regulation and Competition in the Search for Energy Policy*, Springer, 2012.

¹⁰ S. Tagliapietra, "Turkey and the Regional Natural Gas Geopolitics. The 'Hub Vision' in Light of the Future Prospects of the Southern Gas Corridor", IEMed, European Institute for the Mediterranean, 2015.

map annunciata nel 2017 mira espressamente a “Produzione indigena, miglioramento della sicurezza e dell’approvvigionamento energetico e creazione di un mercato energetico prevedibile e sostenibile”¹¹. In vista del 2023, anno in cui si celebrerà il centenario della fondazione della Repubblica di Turchia ed Erdoğan potrebbe portare a compimento il proprio progetto di ergersi a leader indiscusso della “Nuova e Forte Turchia”, è stata stilata una lista di obiettivi strategici programmatici con particolare enfasi sulla promozione della sicurezza dell’approvvigionamento energetico attraverso la diversificazione delle fonti. Rientra in questo spirito anche la più attuale attenzione rivolta alle energie sostenibili e rinnovabili, intese come *game changer* per la produzione di energia nazionale. A tal proposito è doveroso il riferimento al programma per lo sviluppo di fonti di energia domestiche, che nell’ultimo decennio ha portato al raddoppio delle energie rinnovabili: da circa 22,2 GW nel 2012 a circa 50 GW nel 2020, di cui il 63% proverrebbe dall’energia idroelettrica¹². Nei primi mandati il governo Akp ha, infatti, investito molto nell’ idroelettrico, raggiungendo anche i limiti potenziali del paese.

Al fine di ridurre la quantità di carbone importato Erdoğan sembra aver puntato molto sulla sinergia con la Russia e sull’impianto nucleare di Akkuyu, incentivando contemporaneamente politiche utili alla riduzione delle emissioni di carbonio. La nuova attenzione per il green ha dunque condotto alla ratifica dell’accordo di Parigi siglato dal Parlamento turco nel 2021 con l’obiettivo di abbattere le emissioni entro il 2053¹³. Una sensibilità che, tuttavia, è in fase di consolidamento: nonostante gli sforzi, le stime dimostrano che a oggi ancora tre quarti del consumo totale di energia in Turchia proviene da combustibili fossili e Ankara non avrebbe ancora elaborato una strategia definitiva di de-carbonizzazione energetica¹⁴.

Sfide e opportunità

Sebbene le riforme del settore energetico siano state efficaci, in una regione in cambiamento e, viste le congiunture più attuali, si dimostrano ancora incomplete. La Turchia si dimostra infatti fortemente dipendente dalle importazioni di energia, il che la espone a diverse criticità. Oggi, oltre il 90% del petrolio e il 99% del gas naturale vengono importati, con la maggior parte del gas naturale proveniente da Russia (34%), Azerbaigian (24%) e Iran (11%). Anche per ciò che concerne il gas liquefatto (Gnl) Ankara dipende da Stati Uniti, Algeria, Nigeria e Qatar, mentre la capacità di carbone importato è di circa 9 GW ovvero l’equivalente di circa il 45% della capacità totale di carbone nel paese¹⁵. Alla luce di quella che si sta profilando come una delle peggiori crisi energetiche europee e non solo, con significative ripercussioni sull’aumento dei prezzi generato anche da investimenti insufficienti nella fornitura di energia e interruzioni nella catena di approvvigionamento e soprattutto da un costante aumento della

¹¹ [Turkey’s International Energy Strategy](#), Republic of Türkiye Ministry of Foreign Affairs.

¹² K. Tastan, “[Decarbonising EU-Turkey energy cooperation: challenges and prospects](#)”, *SW Berlin*, marzo 2022; “[Turkey grows hydroelectric capacity](#)”, *Valve World*, 19 gennaio 2021.

¹³ [Green Deal Action Plan for Türkiye](#), European Economic and Social Committee, 13 dicembre 2021.

¹⁴ [Overview of the Turkish Electricity Market](#), Presidency of the Republic of Turkey, Investment Office, ottobre 2021; “[Towards a greener and more resilient Türkiye](#)”, World Bank.

¹⁵ C. J. Cormier e A.T. Koume, “[Energy crisis is an opportunity to accelerate Türkiye's energy transition](#)”, *Hürriyet Daily News*, 29 giugno 2022.

domanda di gas naturale e da un crescente livello di incertezza riferibile alle dinamiche russo-ucraine, anche la Turchia sta accusando il colpo, sebbene sia meno esposta rispetto ai paesi europei grazie al rapporto cordiale che continua a mantenere con Mosca. Data la congiuntura globale, Ankara non è immune all'aumento dei prezzi dell'energia e ai cambiamenti nei mercati globali del gas, il che contribuisce a inspessire la crisi finanziaria vissuta dal paese. Le importazioni energetiche, infatti, avvengono in valuta straniera e il serio deprezzamento della lira turca, unito all'altissimo tasso di inflazione (80%) degli ultimi trimestri contribuiscono a esacerbare la volatilità dei prezzi, una questione spinosa sia per le imprese sia per le famiglie turche che dimostrano crescenti preoccupazioni e malcontenti. Per far fronte alla crisi, occorsa in un momento storico peculiare data la prossimità delle elezioni politiche e il calo di consensi nei confronti di Erdoğan e del suo partito, il governo sta investendo molti sforzi nell'aumentare la capacità di stoccaggio del gas da circa 3,1 Gmc (2017) fino a oltre 5,5 Gmc entro il 2024, garantendo così un certo margine di flessibilità di manovra¹⁶. In ogni caso, non vi è dubbio che in linea con la sua vocazione di hub energetico Ankara continuerà a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas, perseguendo nel proprio obiettivo politico di sicurezza energetica. È in tale quadro che dovrebbe essere rivitalizzato il dialogo con l'Europa, una partita in cui Ankara potrebbe offrire significativi asset strategici in grado di attutire i colpi della crisi in corso. In fondo, i tentativi di differenziazione energetica incentivati dalla Commissione europea sono naturalmente tesi a rafforzare il Corridoio meridionale, pensato per portare in Europa il gas proveniente dai paesi produttori del Caspio e del Medio Oriente, scacchiere in cui il corridoio turco ha un'importanza cruciale. Il rafforzamento della cooperazione energetica, inoltre, fungerebbe anche da volano per la ripresa di un dialogo genuino con Bruxelles che, nonostante lo stallo del negoziato di adesione, avrebbe molto da offrire in termini di collaborazione win-win con Ankara, attore dalla rilevanza strategica anche alla luce degli sforzi di mediazione nella guerra in corso tra Mosca e Kiev.

¹⁶ “Twitter: Turkey increasing natural gas storage capacity and more”, *Offshore Technology*, 6 maggio 2022; “Turkey to embrace winter with high capacity natural gas storage units”, *Daily Sabah*, 26 luglio 2022.

10. Polonia e Ungheria: un binomio diviso dal fattore energetico russo

Gianmarco Donolato

Un binomio particolare quello composto da Polonia e Ungheria, un binomio formatosi a seguito di varie vicissitudini storiche. Per non andare oltre lo scorso secolo, entrambe parte del blocco sovietico in epoca di Guerra fredda come stati satelliti dell'Unione Sovietica e separati dal resto d'Europa dalla cortina di ferro. Dopo la dissoluzione dell'Urss, Polonia e Ungheria divennero il fulcro del gruppo di Visegrád, creato all'alba degli anni Novanta. Entrambi i paesi entrarono a far parte dell'Unione europea nel 2004, anno della grande espansione verso est dell'Unione. Molte caratteristiche accomunano Varsavia e Ungheria: posizione critica rispetto ad alcune istanze della Commissione europea, posizioni geopolitiche alle volte intransigenti, visioni delle politiche sociali tradizionaliste e conservatrici. Proprio quest'ultimo punto, unito al fatto che in entrambi i paesi lo stato di diritto, principio cardine del percorso europeo e cavallo di battaglia della Commissione europea, sta venendo messo a dura prova, ha portato i governi polacco e ungherese parzialmente "alla deriva" rispetto al progetto europeo.

Questo spiega la sospensione dei 7 miliardi che l'Ungheria avrebbe dovuto ricevere come da Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (Pnrr), motivata dalla richiesta di Bruxelles di intervenire urgentemente per correggere le irregolarità nelle procedure di appalto e rafforzare le leggi in tema di conflitto d'interessi e corruzione. Di recente, la Commissione ha proposto al Consiglio di sospendere altri 7,5 miliardi di euro previsti dalla politica di coesione comunitaria per l'Ungheria¹. Discorso simile per la Polonia, cui la Commissione ha ripetutamente richiesto di intervenire per ristabilire l'indipendenza del sistema giudiziario del paese.

Un binomio quasi contrapposto al resto degli stati membri, dunque: un'evidenza spesso ribadita in sede di votazioni all'interno del Consiglio, dove Ungheria e Polonia si spalleggiano su molte questioni fondamentali. Questa situazione, protrattasi per anni, ha scatenato più volte reazioni da parte delle istituzioni di Bruxelles, ma anche da parte degli altri stati membri, preoccupati da alcune posizioni intransigenti dei governi di Budapest e Varsavia. L'associazione polacco-ungherese aveva e ancora detiene un potere attrattivo per ogni entità critica dell'Unione europea e delle sue istituzioni. La deriva populista che si sta osservando in alcuni paesi europei potrebbe seguire la scia creata da questi due paesi e farsi forza nel contestare l'establishment europeo. Tuttavia, questa possibilità ha incontrato un ostacolo negli ultimi mesi: la diversa prospettiva che Varsavia e Polonia hanno rispetto alla Russia. Ed è questo il fattore che rischia di dividere il binomio, in particolare nel settore dell'energia. In questo articolo, cercheremo di descrivere le diverse risposte e decisioni in campo energetico che Varsavia e Budapest hanno avuto a partire dall'invasione russa dell'Ucraina e

¹ ["Ue-Ungheria: problemi di coesione"](#), ISPI, 19 settembre 2022.

relativamente alle reazioni europee, un settore su cui i due paesi si trovano in quasi totale disaccordo.

Polonia: l'indole antirussa nella disputa energetica

La Polonia è, insieme ai Paesi Baltici, il più grande oppositore geopolitico della Russia. Almeno a partire dalle prime dispute sul gas degli anni 2000, Varsavia ha sostenuto con forza l'opinione per cui la Russia utilizza l'energia come arma geopolitica. Solo per citare un esempio, il governo polacco ha tentato in tutti i modi di bloccare l'avvio di Nord Stream 2, che per Varsavia rappresentava l'emblema dell'eccessiva dipendenza da Mosca per la fornitura di risorse energetiche. Un parere che, a posteriori, avrebbe dovuto essere preso in maggiore considerazione, come anche ammesso nell'ultimo discorso sullo stato dell'Unione da Ursula von der Leyen².

Per la sua posizione intransigente verso Mosca, la Polonia è stata il primo cliente di Gazprom a veder le proprie forniture bloccate la scorsa primavera, insieme alla Bulgaria. A fine aprile, infatti, Gazprom ha sospeso l'export di gas verso le rispettive compagnie nazionali di Polonia e Bulgaria, PGNiG e Bulgargaz, a causa del mancato pagamento delle forniture del mese di aprile, da effettuare, secondo le direttive del Cremlino nei confronti dei "paesi ostili", in rubli. Essendo entrambi paesi di transito, le autorità russe hanno fatto sapere che non avrebbero bloccato totalmente il flusso tramite Polonia e Bulgaria, ma semplicemente avrebbero sottratto la quota loro destinata.

La Polonia stava già spingendo da tempo per sganciare l'Europa dalle forniture russe e, nel frattempo, tentava di divenire esportatore netto di gas, siglando accordi di fornitura di Gnl con gli Stati Uniti, *in primis*. In questo quadro si inseriscono due progetti volti a diversificare gli approvvigionamenti polacchi: la *Baltic Pipe*, che porterà gas norvegese in Polonia attraverso la Danimarca, e il *Gas Interconnection between Poland and Lithuania (Gipl)*, che permette il flusso reciproco di Gnl tra i due paesi affacciati sul baltico.

Il gasdotto Baltic Pipe

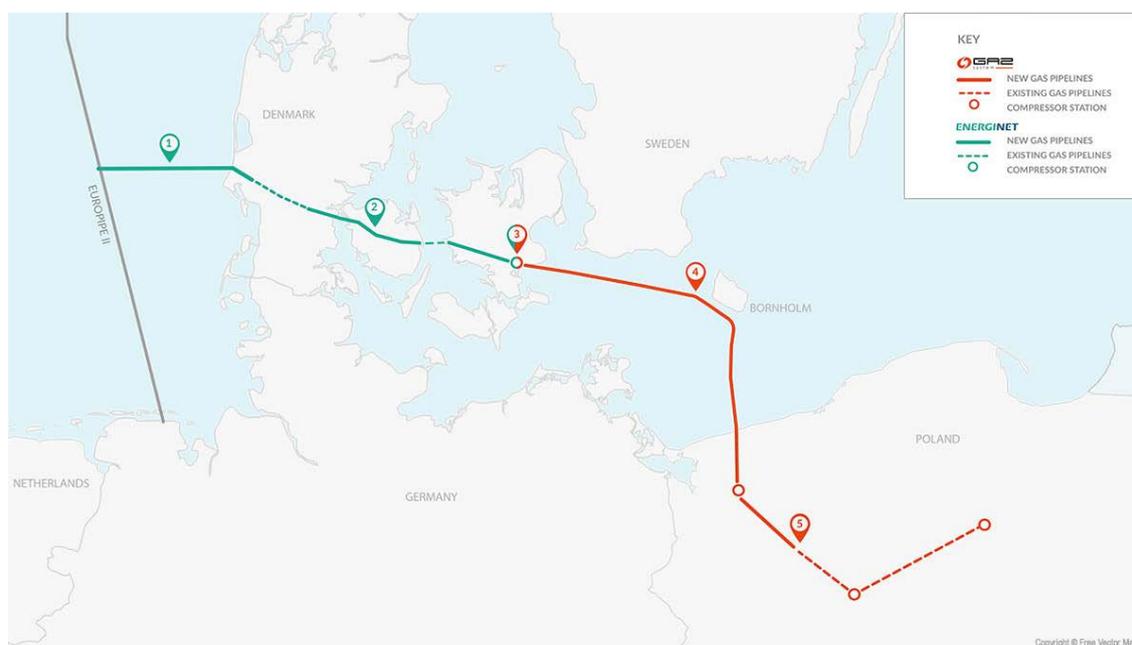
Il gasdotto Baltic Pipe è stato inaugurato a Goleniów, in Polonia, lo scorso settembre, alla presenza del presidente polacco Andrzej Duda e del primo ministro Mateusz Morawiecki, del primo ministro danese Mette Frederiksen e del ministro dell'Energia norvegese Terje Aasland. Il Baltic Pipe rappresenta una nuova via per il trasporto di gas dalla Norvegia, attraverso la Danimarca, alla Polonia e ai paesi limitrofi. Consentirà di importare fino a 10 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas all'anno e di trasportare 3 Gmc di gas dalla Polonia alla Danimarca. Il progetto è stato cofinanziato con fondi dell'UE, risultando infatti nella lista di progetti di interesse comune dal 2013, motivo per cui ha potuto raccogliere circa 267 milioni di euro di finanziamenti attraverso il Connecting Europe Facility (Cef), un fondo comunitario istituito nel 2014 per investimenti infrastrutturali nel settore dei trasporti, dell'energia, del digitale e delle telecomunicazioni. Il commissario Ue per l'Energia, Kadri Simson, ha definito il gasdotto "un progetto chiave per la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione e il

² ["Discorso sullo stato dell'Unione della Presidente von der Leyen"](#), Commissione Europea, 14 settembre 2022.

risultato di una politica dell'UE per diversificare le fonti di gas”, che “svolgerà un ruolo prezioso nella mitigazione dell'attuale energia crisi”³. La messa in servizio di questo progetto è avvenuta in anticipo rispetto a quanto previsto, poiché le forniture di Gazprom sono state interrotte in anticipo rispetto al termine dei contratti in essere – comunque in scadenza a fine anno. Il progetto è stato sviluppato con una collaborazione tra l'operatore danese del sistema di trasmissione del gas Energinet e l'operatore polacco del sistema di trasmissione del gas GAZ-SYSTEM.

Il Baltic Pipe è il terzo progetto infrastrutturale chiave, cofinanziato appunto dal Cef, che è stato commissionato quest'anno in Polonia: l'interconnessione Polonia-Lituania (Gipl), di cui sopra, è stata avviata a maggio; un'interconnessione Polonia-Slovacchia ad agosto. In questo contesto, i progetti finanziati dall'UE sono estremamente importanti per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e la capacità di far fronte all'interruzione delle importazioni di gas russe in Polonia e nella regione baltica.⁴

FIG. 10.1 - IL GASDOTTO BALTIC PIPE



Fonte: Free Vector Maps

Le sfide energetiche in Polonia

Nonostante la recente apertura di queste tre interconnessioni, la Polonia prevede mesi dolorosi di fronte a sé. Il sistema energetico polacco si basa su un impiego di circa 10 milioni di tonnellate di carbone all'anno (l'87% di tutto il carbone consumato nelle case dell'UE nel 2019). Circa la metà viene estratta a livello nazionale, mentre circa il 40% veniva importato

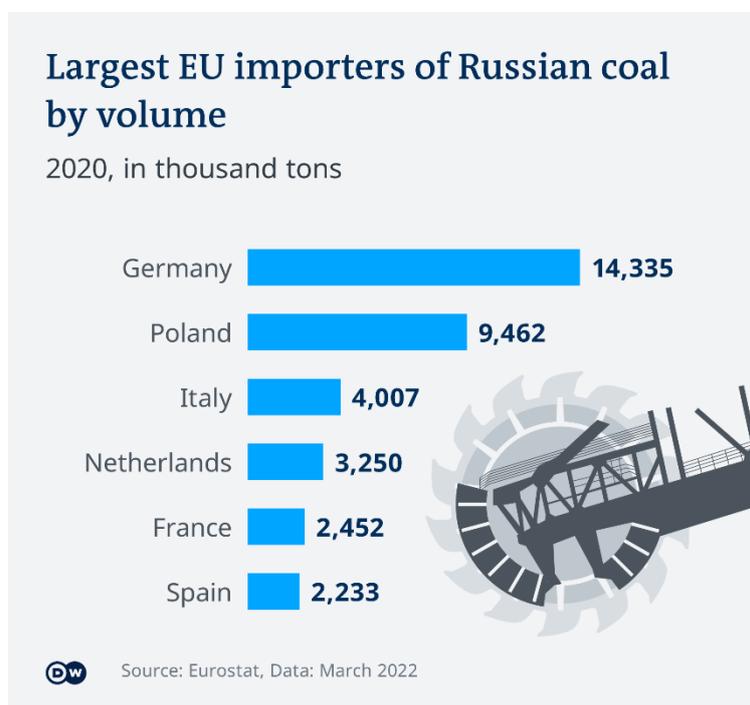
³ “Baltic Pipe gas pipeline opens, connects Norway and Poland”, *Euractiv*, 28 settembre 2022.

⁴ “CEF Energy: the Baltic Pipe celebrates its commissioning in Poland”, *CINEA*, 27 settembre 2022.

dalla Russia. Da aprile, la Polonia ha vietato le importazioni di carbone russo, costringendo il paese a trovare nuove fonti. Il governo polacco sta anche pensando di revocare il divieto sul carbone di bassa qualità posto in essere dal 2020⁵.

Secondo *Forum Energii*, un think tank polacco, il mix energetico polacco ad aprile ancora comprendeva il 46% del gas, il 64% del petrolio e il 15% del carbone provenienti dalla Russia. Ciò dimostra come la Polonia fosse uno dei principali acquirenti di energia russa nell'UE. La Polonia è stato uno dei primi paesi dell'UE a spingere per uno stop alle importazioni di tutti i combustibili fossili russi, ma è evidente che uno sganciamento completo e repentino significhi dover affrontare numerose sfide per garantire sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Il governo ha dichiarato di aver smesso di acquistare carbone da Russia e Bielorussia prima dell'estate⁶. Varsavia, come gli altri paesi UE, deve ora affrontare un mercato energetico imprevedibile e caratterizzato da prezzi alti come non mai. Già a febbraio, l'utility statale polacca Pge aveva lanciato una campagna pubblicitaria incolpando l'Ets (il sistema di scambio delle quote di carbonio dell'Unione europea) degli alti prezzi dell'energia nel paese. L'aumento dei prezzi dell'energia ha infatti fatto aumentare il prezzo delle quote di CO₂ sull'Ets poiché il carbone fortemente inquinante diventa più competitivo rispetto al gas⁷.

FIG. 10.2 - I MAGGIORI IMPORTATORI DI CARBONE RUSSO IN EUROPA



Fonte: Eurostat, per DW

⁵ “Coal-rich Poland faces winter of energy discontent”, *DW*, 11 agosto 2022.

⁶ “Poland finds it’s tough to go cold turkey on Russian energy”, *Politico*, 25 aprile 2022.

⁷ “EU’s von der Leyen rebuffs Polish call to suspend carbon market”, *Euractiv with Reuters*, 31 agosto 2022.

Nonostante questo tipo di campagne, la Polonia sta cercando da tempo di sostituire il carbone come fonte di approvvigionamento con il gas naturale, consapevole che il proprio sistema energetico non potrà per sempre basarsi sul carbone in maniera così forte. In questo contesto si inseriscono i progetti Baltic Pipe e Gipl, pensati in chiave di diversificazione dalle forniture russe. La Polonia, infatti, avrebbe dovuto concludere definitivamente i rapporti commerciali con Gazprom alla fine di quest'anno, avendo previsto di sostituire tali importazioni con gas provenienti dal Baltic Pipe, appunto, o dagli Stati Uniti o dal Medio Oriente sotto forma di Gnl. I circa 10 Gmc di gas importati in precedenza dalla Russia sarebbero in futuro più che compensati dal terminale Gnl sulla costa baltica⁸, con una capacità annua di 5 Gmc, mentre altri 8,5 Gmc arriveranno tramite il Baltic Pipe – con gli eccedenti 3,5 Gmc da reindirizzare ai paesi limitrofi⁹. Internamente, la rete del gas copre il 72% del territorio del paese e dovrebbe crescere rapidamente nei prossimi anni. La Polonia è impegnata in diversi progetti di diversificazione per aumentare significativamente la capacità di importazione. Il Tso (operatore di trasmissione energetica) polacco prevede di espandere in modo significativo la rete di trasmissione con circa 2 000 km di nuovi gasdotti nelle parti occidentale, meridionale e orientale della Polonia entro il 2025.

Oltre al terminale Gnl di Świnoujście, la Polonia ha sette importanti interconnessioni con Germania, Repubblica Ceca, Ucraina e Bielorussia. Le attuali capacità di importazione saranno più che raddoppiate quando tutti i progetti di diversificazione pianificati saranno avviati, tra cui l'ampliamento del terminale Gnl (ulteriori 3,3 Gmc), il tubo Baltic (10 Gmc), la Fsrú (4,5 Gmc), il gasdotto interconnessione Polonia-Lituania (1,9 Gmc) e l'interconnessione Polonia - Slovacchia (5,7 Gmc). Tutti gli interconnettori gestiti dal gestore del sistema di trasmissione polacco, Gaz-System, di proprietà statale, possono operare con flussi bidirezionali di gas naturale¹⁰.

La Polonia, dunque, si sta muovendo per sganciarsi effettivamente dalle forniture russe. Ma i prezzi alti e il mix energetico obsoleto non promettono mesi facili per Varsavia.

⁸ Il terminale Gnl di Świnoujście è stato inaugurato nel 2016 e ha una capacità massima di rigassificazione di 5 Gmc. Nel giugno 2021, Polskie Lng ha annunciato un progetto per aumentare la capacità del terminale di Gnl da 5 Gmc a 8,3 Gmc di importazioni di gas naturale entro la fine del 2023.

⁹ C. Ciobanu, “Ukraine war exposes extent of Poland’s obsolete energy policies”, *Balkaninsight*, 20 settembre 2022.

¹⁰ “Poland Natural Gas Security Policy”, Agenzia Internazionale dell’Energia (Aie), 30 giugno 2022.

FIG. 10.3 - L'INFRASTRUTTURA DEL GAS POLACCA



Fonte: IEA

Ungheria: l'energia strizza l'occhio alla politica

Per l'Ungheria, il discorso energetico è molto diverso e va nella direzione opposta rispetto alla Polonia. Non solo, al contrario di quest'ultima, il paese non ha programmato grandi operazioni di diversificazione rispetto alle forniture russe ma, anzi, si è a più riprese opposto alle decisioni europee di sganciamento da Mosca, oltre ad aver siglato nuovi contratti di fornitura con la Russia. Il primo ministro Orbán ha stretti legami con il presidente russo Vladimir Putin e negli ultimi anni ha spesso contestato le sanzioni dell'UE verso il Cremlino, sostenendo che danneggiano l'Europa più che Mosca.

Le eccezioni dell'energia ungherese

A maggio, l'Ungheria ha dichiarato di aver avviato trattative con la Russia per reindirizzare tutte le sue forniture di gas attraverso il gasdotto TurkStream, giustificando la decisione citando la necessità di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. L'Ungheria rimproverava all'Austria di aver diminuito i flussi di gas verso il paese¹¹. Szijjártó, Ministro degli esteri ungherese, si era recato a Mosca a luglio proprio per cercare ulteriori forniture di gas. Ungheria e Russia sono legate da un contratto a lungo termine della durata di 15 anni,

¹¹ “Russian gas supplies to EU drop via all routes, except TurkStream”, *Euractiv*, 18 luglio 2022.

per cui Gazprom si è impegnata a fornire 4,5 Gmc all'anno al paese. Tuttavia, dallo scoppio della guerra, solo il 50% del miliardo di metri cubi annuale precedentemente concordato tra Austria e Ungheria è stato fornito da Vienna. È questa, pur limitata carenza che il governo ungherese ha voluto colmare cercando di accaparrarsi volumi aggiuntivi della risorsa¹².

Durante l'estate, i flussi di gas russo verso l'Europa sono calati costantemente e drasticamente, con le uniche eccezioni di Serbia e Ungheria. Questo dato è significativo e indica un disallineamento evidente di Budapest dal resto dei Paesi membri dell'Unione europea. Significativo se confrontato con il fatto che paesi storicamente e fortemente dipendenti dal gas russo come Italia e Germania hanno visto un crollo enorme del loro import di gas russo via tubo. A luglio scorso, Gazprom non ha richiesto la possibilità di far transitare gas attraverso il gasdotto Yamal-Europa, uno dei maggiori gasdotti tra Russia ed Europa che transita attraverso Bielorussia, Polonia e Germania, per il mese di agosto. Nello stesso periodo, il governo ungherese annunciava non solo di non voler sottoscrivere accordi di solidarietà sull'energia con altri Stati membri a causa dello stato emergenziale del settore energetico del paese, per il quale l'Ungheria avrebbe interrotto le esportazioni di combustibili fossili verso i paesi vicini¹³, ma inoltre di aver stipulato accordi per un aumento nell'acquisto di gas russo con Gazprom di circa il 7% in più rispetto a quanto previsto dai contratti a lungo termine in precedenza sottoscritti. Decisioni che hanno messo simbolicamente in evidenza e senza possibilità di fraintendimento la volontà dell'Ungheria di proseguire nella sua collaborazione con la Russia in campo energetico. Ancora quest'estate, l'Ungheria importava il 65% del suo petrolio e l'80% del suo gas dalla Russia¹⁴. In base a un accordo preso tra Mosca e Budapest non più di un paio di mesi fa, Gazprom consegnerà all'Ungheria fino a 5,8 milioni di metri cubi (mcm) di gas naturale in più al giorno attraverso la Serbia, oltre ai volumi concordati nel precedente contratto a lungo termine. A partire dal 1° settembre scorso, l'Ungheria ha iniziato a ricevere volumi di gas aggiuntivi che, secondo le parole del governo, aiuteranno a evitare la necessità di introdurre restrizioni nel paese a causa della carenza di gas e che Budapest intende utilizzare per sopperire ai volumi non consegnati dall'Austria, di cui sopra.

A dimostrazione del legame apparentemente indissolubile in campo energetico tra Ungheria e Russia, la prima dovrebbe iniziare a breve la costruzione di due nuovi reattori nucleari in collaborazione con la russa Rosatom nella sua centrale nucleare di Paks. Verranno integrati ai quattro reattori atomici già esistenti in Ungheria, che sono alimentati da risorse russe e forniscono circa la metà dell'elettricità del paese. L'Ungheria ha anche presentato domanda all'UE per l'approvazione dell'estensione della durata della vita dei suoi attuali reattori. La richiesta ungherese si contrappone alla direzione degli altri Stati membri, più propensi a interrompere ogni collaborazione con la Russia anche nel settore del nucleare¹⁵.

In aggiunta, il primo ministro Orbán ha ottenuto nei mesi scorsi una clausola di esclusione sull'embargo del petrolio russo che garantisce il proseguimento della fornitura di petrolio

¹² “Hungary to buy more gas from Russian in new deal”, *Euractiv*, 1 settembre 2022.

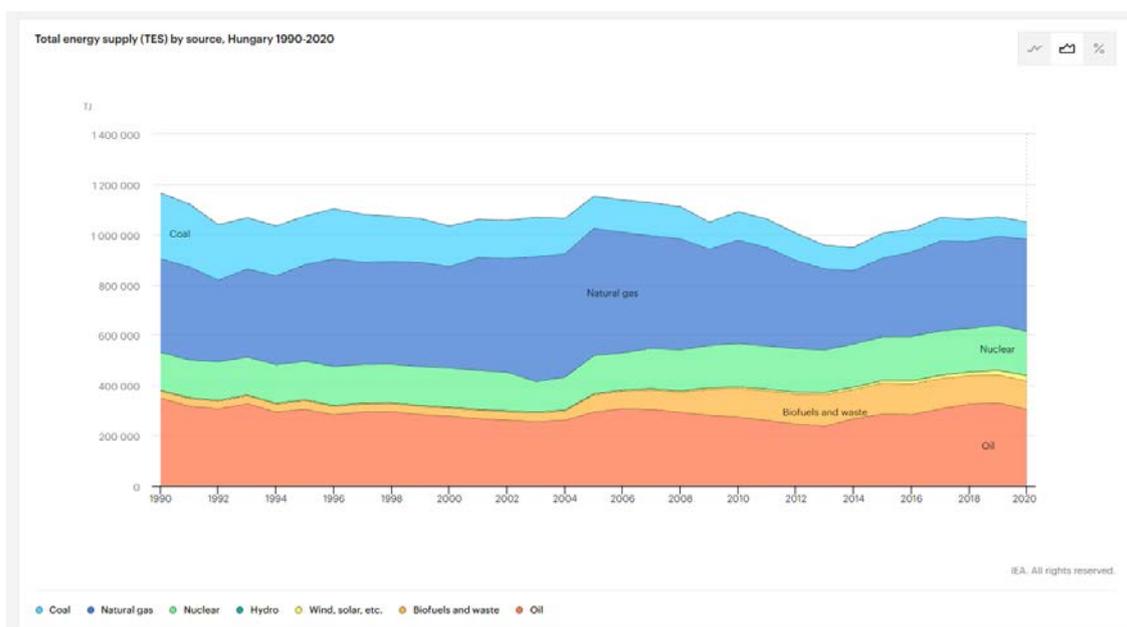
¹³ “EU solidarity tested as Hungary bans gas exports in emergency move”, *Euractiv*, 14 luglio 2022.

¹⁴ “Hungarian FM in Russia to discuss buying more gas”, *Euractiv*, 21 luglio 2022.

¹⁵ “Hungary opposes EU sanctions on Russian nuclear sector”, *Euractiv*, 27 settembre 2022.

russo via terra grazie all'oleodotto Druzhba. Budapest ha motivato questa richiesta sulla base del fatto che, non avendo sbocchi sul mare, l'Ungheria non ha la possibilità di ricevere forniture alternative dirette. Questo spiega solo in parte la decisione, sempre più evidentemente motivata da direzioni politiche ben precise. La posizione sempre più vicina a Mosca di Orbán non ha mancato di generare tensioni internazionali, anche nello stesso gruppo di Visegrád che l'Ungheria vedeva come alternativa al circolo dei *diktat* di Bruxelles. La faglia interna all'Unione europea e al gruppo rischia di allargarsi a causa dell'inflessibilità e dell'unilateralismo ungherese¹⁶.

FIG. 10.4 - FORNITURA DI ENERGIA TOTALE UNGHERESE, PER TIPO RISORSA



Fonte: Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie)

La discrasia politica europea che interessa l'energia

La prova più evidente del progressivo allontanamento dell'Ungheria dalla politica energetica europea è data dalle continue clausole e deroghe che il paese ha ottenuto nei mesi scorsi rispetto alle decisioni e alle azioni concordate in seno alle istituzioni europee. Il compromesso raggiunto per il razionamento dei consumi di gas, con l'obiettivo di un taglio volontario dei consumi del 15% rispetto alla media degli ultimi cinque anni presentato dalla Commissione a luglio, è stato approvato all'unanimità¹⁷ con l'eccezione dell'Ungheria¹⁸.

In precedenza, a maggio, Orbán aveva chiesto 3 miliardi di euro e lo sblocco dei 7 miliardi del Pnrr ungherese, attualmente congelati dalla Commissione per la condizionalità al rispetto

¹⁶ Pietro Mattonai, "Il sodalizio Kirill-Orbán e la cristianità che si fa politica", IAI, 08 giugno 2022.

¹⁷ A onor del vero, la decisione comprenderà varie eccezioni per i paesi meno interconnessi (Spagna, Portogallo) o con reti elettriche non sincronizzate con il resto del sistema elettrico europeo (Paesi Baltici).

¹⁸ "Crisi del gas: compromessi europei", ISPI, 26 luglio 2022.

dello stato di diritto, in cambio della decisione di non applicare un veto sull'accordo per l'embargo al petrolio russo. Per convincere Budapest la Commissione aveva perfino proposto una deroga all'embargo fino a fine 2024 (due anni addizionali rispetto agli altri Stati membri), e fondi per costruire nuovi oleodotti e aggiornare le raffinerie¹⁹. Ma il sì ungherese è arrivato solo più tardi, sulla base di ulteriori rassicurazioni e deroghe speciali.

E lo stesso rischio di veto ungherese si è ripresentato nelle scorse settimane, quando Budapest ha minacciato di bloccare l'accordo sul *price cap* al petrolio russo. Anche in questo caso l'Ungheria ha chiesto e ottenuto l'esenzione dal tetto del greggio importato da Mosca tramite oleodotto²⁰.

Uno degli obiettivi principali dell'UE al momento è l'interruzione totale delle forniture energetiche russe da ottenere il prima possibile, ma alcuni stati, Ungheria su tutti, non si trovano d'accordo. Il problema di fondo è la forte discrasia tra l'obiettivo di azzerare le importazioni di gas e petrolio russi e la realtà tecnologica e geopolitica in cui alcuni paesi si trovano. Per sopperire alle ancora necessarie risorse russe, l'unico vero fattore che potrebbe portare a risultati sostenibili sono le iniziative europee di lungo periodo per la riduzione dell'utilizzo dei combustibili fossili, accompagnate dall'introduzione di politiche energetiche più coese e coordinate per il breve termine. Per il momento, invece, le posizioni intransigenti come quella ungherese su molte delle questioni energetiche rischia di compromettere gli sforzi dell'Unione per rendersi più indipendente energeticamente e, soprattutto per tutelare la propria sicurezza energetica.²¹ La Russia, dalla sua parte, ha iniziato una campagna del "divide et impera", rifiutandosi di vendere gas ad alcuni paesi (coloro che si erano rifiutati di pagare le forniture di gas in rubli) mentre ha continuato a promuovere il proprio business in maniera regolare con altri partner, Ungheria in particolare²².

"L'unità europea non dovrebbe essere applicata solo alle priorità energetiche più urgenti di oggi, come il gas. L'Ue dovrebbe iniziare a considerare in modo proattivo misure comuni per proteggersi dai futuri e potenziali rischi per la sicurezza nel lungo cammino verso la transizione energetica come, ad esempio, la creazione di uno stock europeo comune per le materie prime critiche e altri prodotti di base essenziali per le tecnologie di decarbonizzazione. L'unità e la solidarietà sono risposte fondamentali alla luce della guerra di Putin. È in gioco il progetto europeo. Un coordinamento rafforzato ed efficace tra gli Stati membri dell'UE determinerà non solo il futuro panorama energetico europeo, ma anche il peso politico dell'UE sulla scena internazionale"²³. Per ottenere questo, c'è la necessità di far convergere obiettivi e visioni, a cui seguiranno soluzioni condivise e basate sulla solidarietà europea.

Tuttavia, se gli esempi di Polonia e Ungheria indicano qualcosa, ciò è il fatto che posizioni geopolitiche non razionalmente prese in considerazione possono portare alla deriva del

¹⁹ "Ungheria: New Normal alla Orban", ISPI Commentary, 25 maggio 2022.

²⁰ "Opec+cap = battaglia sul petrolio", ISPI Commentary, 5 ottobre 2022.

²¹ "Il dibattito sulla guerra e sul futuro energetico mondiale", Per Högselius, *RiEnergia*, 23 agosto 2022.

²² N. Tocci, "Putin vs Monnet: European Resilience, Energy and the Ukraine War", IAI Papers, 25 settembre 2022.

²³ M. Bianchi e P.P. Raimondi, "Il bivio energetico dell'Europa", IAI, 15 settembre 2022.

progetto europeo. La sicurezza energetica è una questione che dovrebbe interessare ogni Stato membro allo stesso modo, poiché basata su un più ampio ragionamento di coesione energetica dell'Unione europea. Un difficile inverno è alle porte e ci si augura che, come in altre occasioni passate, le difficoltà dei singoli paesi potranno smuovere le posizioni intransigenti – in politica energetica ma non solo – di governi come quello polacco e ungherese, che negli ultimi anni hanno forse perso di vista l'obiettivo di lungo termine di coesione europea. Dal canto suo, l'Unione europea dovrà venire in contro alle necessità di Varsavia e Budapest per evitare di diventare il bersaglio o il capro espiatorio delle condizioni di difficoltà che sicuramente i due paesi incontreranno nel settore energetico.

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.