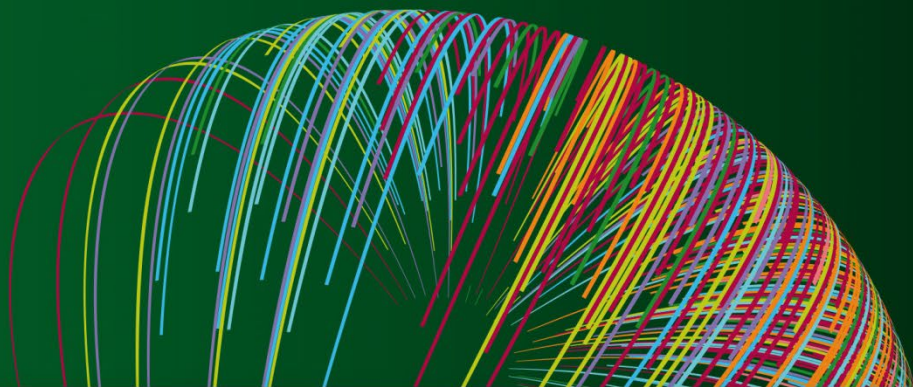


# Osservatorio di Politica internazionale



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

## Sicurezza energetica

settembre-dicembre 2021

**n. 3 (n.s.)**

Focus



# Sicurezza energetica

n. 3 (n.s.) – settembre-dicembre 2021

**Focus**

---

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

## **AUTORI**

Al presente *Focus*, curato da Carlo Frappi (*ISPI e Università Ca' Foscari*), hanno contribuito:

*Lisa Orlandi (RIE) – Capitolo 1*

*Chiara Proietti Silvestri (RIE e ISPI) – Capitolo 2*

*Francesco Sassi (Università di Pisa) – Capitolo 3*

*Eleonora Tafuro Ambrosetti (ISPI) – Capitolo 4*

*Elena Maslova (MGIMO) – Capitolo 4*

*Paolo Sorbello (Università Ca' Foscari) – Capitolo 5*

*Giulia Sciorati (ISPI e Università di Trento) – Capitolo 6*

*Marco Valigi (Università di Bologna e Fondazione ENI Enrico Mattei) – Capitolo 7*

*Fabio Indeo (Center for Energy Governance and Security) – Capitolo 8*

*Fabrizio Anselmo (Geopolitica.info) – Capitolo 9*

*Filippo Costa Buranelli (Università di St Andrews) – Capitolo 10*

Il presente numero del Focus sicurezza energetica è stato chiuso il 15 dicembre 2021.

# Focus Sicurezza energetica

n. 3 (n.s.) – settembre/dicembre 2021

---

## SOMMARIO

1. Il ruolo del petrolio tra crollo degli investimenti e politiche di decarbonizzazione 5
2. L'agenda climatica della Germania nel post-pandemia ..... 13
3. Politiche e strategie nell'epoca dell'estrema volatilità dei prezzi energetici: narrazioni, percezione e implicazioni in Europa e Russia ..... 22
4. La transizione verde russa e l'Unione europea: sfide e opportunità..... 39
5. La strategia Gnl della Russia passa dall'Artico..... 47
6. Bilanciare le politiche verdi con la sicurezza energetica: una sfida per la governance cinese dopo Covid-19..... 51
7. Il ruolo della Cina nel continente africano e gli effetti della decarbonizzazione 58
8. La transizione energetica negli Emirati Arabi Uniti, in equilibrio tra rinnovabili e produzione convenzionale..... 62
9. L'Egitto tra cooperazione energetica regionale e ambizioni turche nel Mediterraneo orientale ..... 69
10. Afghanistan e Asia Centrale tra energia, diplomazia, e sicurezza ..... 76



## 1. Il ruolo del petrolio tra crollo degli investimenti e politiche di decarbonizzazione

Lisa Orlandi

*“Il petrolio è finito”, “Il petrolio non serve più”, “Delle fonti fossili se ne può fare a meno”.* Titoli, questi ultimi, di cui la stampa di settore ha frequentemente abusato, nell’ambito di una narrazione puramente ideologica della transizione energetica in atto. Ai molteplici annunci e previsioni sul raggiungimento del picco di domanda, atteso da anni e costantemente posticipato, è andata progressivamente affiancandosi la presunzione di una possibile eliminazione del petrolio – e più in generale di tutte fonti fossili – dal mix energetico mondiale. Quel che mancava nel racconto dominante era l’impossibilità di procedere in questa direzione in modo rapido e privo di conseguenze.

Serviva una crisi energetica come quella che stiamo vivendo ora per accorgersi della discrasia tra fatti e realtà. Quel che è accaduto nel 2020 e nel 2021 è infatti la prova lampante che l’economia mondiale dipende ancora fortemente dal petrolio (così come dal gas). La crisi sanitaria esplosa su scala globale lo scorso anno ha determinato una delle più profonde recessioni economiche della storia dell’umanità: con essa, il crollo verticale della domanda di greggio ha portato i prezzi a toccare minimi storici prossimi a 10 doll/bbl. Analogamente, la ripresa economica che è andata palesandosi a inizio 2021 con le vaccinazioni di massa - e quindi con la probabile uscita dal periodo più buio della pandemia - ha determinato il ritorno della domanda di petrolio e, a cascata, il rialzo sostenuto delle quotazioni.

In sintesi, il mercato petrolifero ha perfettamente ricalcato le dinamiche dell’economia mondiale, evidenziando il ruolo ancora centrale di questa fonte nella quotidianità. Risulta quindi essenziale comprendere le ragioni della sua forte volatilità che, molto probabilmente, diventerà strutturale a causa di investimenti cronicamente bassi a loro volta determinati dalla programmata accelerazione delle politiche di decarbonizzazione.

Il capitolo si concentrerà sulle dinamiche di mercato del 2021, evidenziando le variabili in gioco e il ruolo del petrolio negli scenari di lungo termine.

L’*annus horribilis 2020* si era concluso con un valore medio del greggio di riferimento europeo – Brent Dated – prossimo a 43 doll/bbl, ma con quotazioni che a fine anno avevano superato significativamente i 50 doll/bbl. Un trend che sottendeva una dinamica discontinua, con una brusca ma temporalmente circoscritta oscillazione al ribasso seguita da una graduale ripresa sul finir dell’anno. **Ripresa che si è consolidata con forza nel 2021**, con prezzi che si stima possano attestarsi mediamente attorno ai \$70.<sup>1</sup> Come storicamente accade in questo mercato, le variabili in grado di incidere sui prezzi sono mutevoli e non mantengono sempre lo stesso peso.

Se nel 2020 il mercato è stato principalmente condizionato da uno shock lato domanda senza precedenti cui l’Opec Plus ha saputo efficacemente rispondere, il 2021 si è presentato sotto un’altra insegna: inserendosi in uno scenario di ripresa dei consumi a fronte di una

---

<sup>1</sup> Stima basata sulle quotazioni giornaliere del Brent Dated fino al 2 dicembre 2021.

potenziale instabilità lato offerta. Sullo sfondo, permangono le incertezze legate all'evoluzione della pandemia, ancora lontana da una sua definitiva risoluzione.

Attraverso **fasi diverse**, in termini di intensità e di direzione delle oscillazioni registrate, il prezzo del greggio ha seguito per quasi tutto l'anno una dinamica rialzista; solo tra fine novembre e inizio dicembre si è assistito a una brusca inversione di tendenza legata principalmente alla congiuntura pandemica, quel che tuttavia non esclude la possibilità a tendere di nuovi e consistenti rialzi. Cerchiamo di comprendere le ragioni alla base dei movimenti osservati negli ultimi dodici mesi.

Come noto, **il petrolio è stata la fonte più colpita dalla pandemia da Covid-19**, in quanto le misure di contenimento adottate su scala mondiale hanno interessato in primo luogo la mobilità delle persone e quindi i prodotti petroliferi. Tuttavia, qualche segno di ottimismo inizia già a manifestarsi a fine 2020 a seguito dell'annuncio della disponibilità di diversi tipi di vaccini e il conseguente avvio delle vaccinazioni di massa, a cui si somma la **sapiente gestione dell'offerta messa in campo dall'Opec Plus** che ha permesso di avviare il più difficile *rebalancing* che il mercato abbia mai subito.

A inizio 2021, il rialzo si consolida, pur in un clima segnato da politiche dirette a un rapido ridimensionamento del suo ruolo per rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione. Dopo aver chiuso il mese di gennaio attorno ai 55 doll/bbl, le quotazioni si portano a febbraio su un valore medio di 62 doll/bbl, sostenute anche dalla decisione unilaterale dell'Arabia Saudita di procedere a un taglio addizionale volontario – oltre a quelli già concordati in seno all'Opec Plus – di 1 mil. bbl/g da attuarsi nei mesi di febbraio, marzo e aprile.

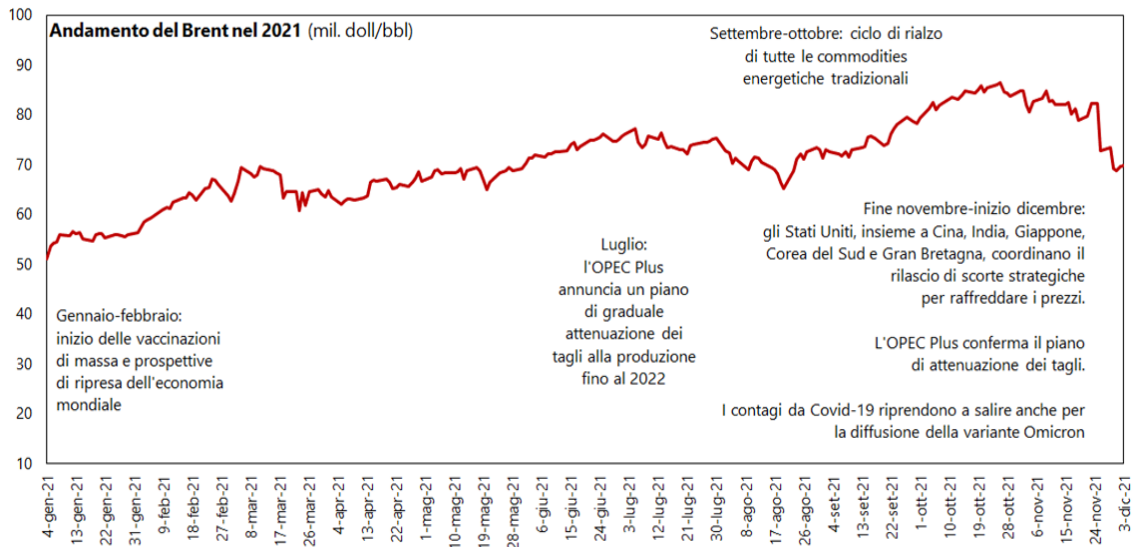
Il trend di crescita prosegue anche a marzo, nonostante l'impatto delle nuove varianti del Covid-19 – specie in Europa – e il conseguente persistere di forti ostacoli alla piena ripartenza delle attività economiche in tutte le aree del mondo. In quel mese, anche la ripresa del traffico internazionale di merci ha subito un rallentamento a causa di un incidente senza precedenti: il blocco del canale di Suez da parte di una gigantesca portacontainer che si è insabbiata tra le due sponde.

In questo quadro complesso e non privo di contraddizioni, **il mondo della finanza – in netto anticipo sull'economia reale – ha continuato a scommettere sulla ripresa** e i prezzi del greggio hanno esibito una forte volatilità, arrivando a sfiorare quota 70 ma registrando una media mensile prossima ai 65 doll/bbl. Aprile ha sostanzialmente ricalcato la tendenza di marzo, con quotazioni che hanno oscillato, anche bruscamente, nella fascia 60-70.

Nonostante il persistere di molti fattori di incertezza e preoccupazione, **il mese di maggio ha segnato un punto di svolta sulla strada del recupero dell'economia mondiale**, o quanto meno dei suoi principali protagonisti. L'Europa, con il suo Recovery Plan, si è affiancata all'economia americana e a quella cinese, già in forte ripresa. Con una media mensile prossima ai 69 doll/bbl, il petrolio ne ha conseguentemente beneficiato, anche se il dibattito sul suo futuro ruolo si è fatto, al contempo, sempre più acceso. Infatti, la pubblicazione da parte dell'Agenzia Internazionale di Parigi di uno scenario teorico – nel report di maggio *Net Zero by 2050* – che ha descritto l'impatto drammatico sull'industria



petrolifera della piena attuazione dei programmi di decarbonizzazione, ha suscitato forti perplessità in quanto porterebbe a un **taglio quasi obbligato degli investimenti per la scoperta di nuovi giacimenti**. Reazione che si sommerebbe ai **sotto-investimenti cronici che si registrano dal 2015 in avanti** e che inducono gli analisti a mettere sul piatto eventuali divergenze temporali tra riduzione della domanda e riduzione dell'offerta, con la possibilità di forti oscillazioni di prezzo.



Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE.

**Il mese di giugno** registra un ulteriore avanzamento nella ripresa dell'economia mondiale, con particolare riferimento all'area Ocse. Le proiezioni ottimistiche sull'andamento economico globale e l'aumento dei consumi petroliferi – anche associato alla ripartenza del comparto turistico – favoriscono una **nuova spinta al rialzo dei prezzi del greggio** che arrivano a superare in media mensile i 73 doll/bbl, valore attorno al quale stazionano fino ad agosto. Proprio in quest'ultimo mese, **l'Opec Plus inizia a implementare il complesso accordo di attenuazione dei tagli** siglato nella seconda metà di luglio, secondo il quale la produzione del gruppo di paesi coinvolti aumenterà di 400.000 barili al giorno ogni mese, al fine di riportare l'output ai livelli pre-pandemia entro la fine del 2022. Una decisione che non ferma in alcun modo la corsa del greggio.

**La fine dell'estate si connota, infatti, per un forte rally dei prezzi di tutte le commodities energetiche.** Il petrolio non fa eccezione e, tra settembre e novembre, esibisce importanti movimenti al rialzo, collocandosi in misura prevalente nella fascia 75-85 doll/bbl. Una simile *escalation* ha portato il presidente americano Joe Biden, sotto pressione per l'aumento dei prezzi della benzina sul mercato interno, a sfidare l'Opec Plus colpevole di non aver accolto l'invito ad aumentare la produzione in modo più rapido di quanto già definito.

A fine novembre, **coordinandosi con Cina, India, Giappone, Corea del Sud e Gran Bretagna, gli Stati Uniti hanno così annunciato il rilascio di scorte strategiche** con l'obiettivo esplicito di raffreddare i prezzi. Sul mercato, secondo una nota diffusa dalla Casa Bianca, finiranno 50 milioni di barili di greggio provenienti dalla *Strategic Petroleum Reserve*

(Spr); resta ancora indefinito il contributo degli altri paesi ma, a prescindere dai volumi, l'operazione rappresenta una svolta storica dal punto di vista geopolitico. Oltre al fatto che Stati Uniti e Cina si sono schierate dalla stessa parte, è la prima volta che un gruppo di paesi assume una decisione di questo tipo – peraltro al preciso scopo di raffreddare i prezzi – senza l'egida dell'Agenzia Internazionale per l'Energia che, al contrario, vi ha esplicitamente preso le distanze.

Un precedente che sicuramente lascerà il segno. Biden, dal canto suo, si è trovato sprovvisto del paracadute precedentemente fornito dallo *shale oil* che, negli anni pre-Covid, reagiva in tempo reale a ogni aumento delle quotazioni innescando una crescita produttiva che a sua volta agiva al ribasso a danno dei produttori mediorientali e nordafricani. Lo tsunami petrolifero dello scorso anno ha fiaccato le compagnie petrolifere a iniziare dalle indipendenti americane: cresciute sul debito, attente più ai volumi che al valore, non sono ora in grado di riprendere gli investimenti, essendo costrette a una severa disciplina finanziaria alla pari delle oil majors.

Contrariamente alle aspettative di Biden, il mercato ha inizialmente reagito all'annuncio con un aumento dei prezzi, nella convinzione che l'Opec Plus avrebbe deciso, nell'imminenza del vertice del 2 dicembre, di richiudere i rubinetti petroliferi. Tuttavia, la conferma del piano di attenuazione dei tagli e, soprattutto, le **crescenti preoccupazioni per il diffondersi della variante Omicron** del coronavirus (associata a un aumento importante dei contagi su scala mondiale) hanno sortito l'effetto sperato dal Presidente americano. Dai valori superiori agli \$80 di fine novembre, le quotazioni sono scese sotto quota 70 con movimenti giornalieri particolarmente bruschi. La variabile di maggior peso è, ancora una volta, la pandemia.

La nuova variante potrebbe, infatti, costare al mercato globale del petrolio fino a 3 milioni di barili al giorno di domanda da qui a marzo 2022.<sup>2</sup> Nel tentativo di contenerla, diversi paesi hanno già annunciato strette sui voli provenienti dall'Africa del Sud e, in attesa di capire l'efficacia dei vaccini, si avanzano ipotesi sul ritorno diffuso delle restrizioni. Nonostante il potenziale e negativo impatto sui consumi petroliferi associato alla nuova ondata di contagi e alle incertezze su Omicron, nel vertice di inizio dicembre l'Opec Plus ha ribadito di voler procedere a regolare la produzione secondo i piani, ritenendo che allo stato attuale non sussista un pericolo concreto di forte riduzione della domanda ma riservandosi di monitorare la situazione con cadenza mensile.

In sintesi, **il 2021 si chiude con uno scenario nuovamente compromesso dal coronavirus e dalle sue mutazioni**. La volatilità dei prezzi manifestatasi durante l'anno e le incertezze di breve termine sono strettamente legate al corso della pandemia e alla sua capacità di condizionare la domanda di petrolio. Tuttavia, **la situazione appare meno drammatica di un anno fa**, quel che induce a ritenere poco probabile il verificarsi di ondate di contagio e susseguenti misure restrittive paragonabili a quelle del 2020.

**La volatilità congiunturale del greggio potrebbe, però, cedere il passo a una volatilità strutturale che ha i suoi prodromi nel crollo degli investimenti in esplorazione**

---

<sup>2</sup> Previsioni di Rystad Energy, autorevole società di ricerca e consulenza norvegese.

e produzione avviatosi a partire dal 2015: dapprima per ragioni di carattere strategico e finanziario e, successivamente, per l'accelerazione delle politiche di decarbonizzazione annunciate dai diversi paesi del mondo. La pandemia ci ha insegnato – semmai ce ne fosse stato bisogno – che il petrolio ha ancora un ruolo centrale nella quotidianità, a dispetto di una narrazione secondo cui se ne potrebbe fare a meno solo volendolo. Pertanto, il rischio insito nel sottodimensionamento degli investimenti upstream potrebbe concretizzarsi, in un futuro non molto lontano, in un aumento dei prezzi difficile da gestire.

### *Verso uno squilibrio strutturale?*

Come anticipato, le incertezze connesse agli sviluppi della pandemia abbinate alla forte accelerazione delle politiche di decarbonizzazione su scala mondiale potrebbero rivelarsi il detonatore di un nuovo shock petrolifero. I segnali di questa potenziale crisi sono visibili ai più, anche se la tendenza generale sembra essere quella di ignorarli. D'altronde, la storia del petrolio ci insegna che è sempre stato così. La crisi petrolifera del 1973 venne definita come inattesa nonostante fosse stata anticipata pochi mesi prima dall'allora ambasciatore statunitense in Arabia Saudita – James E. Akins – nell'articolo “This Time the Wolf is Here”, in cui evidenziava i rischi di una qualsiasi tensione geopolitica in Medio Oriente a fronte della forte crescita della domanda.<sup>3</sup>

Ugualmente «inatteso» fu lo shock petrolifero innescatosi nel dicembre 1998 per l'effetto domino della recessione nel Sud-est asiatico, con prezzi del petrolio crollati in pochi giorni a \$9 al barile per risalire un anno dopo a \$27. Per non parlare della *shale revolution* americana che colse il mercato di sorpresa per la generale incapacità a comprendere il principale *breakthrough* tecnologico energetico degli ultimi decenni. La storia dell'energia insegna, in sostanza, che quel che conta è spesso quel che non si vede o meglio che non si è saputo vedere. Se ci si concentra solo sulle variabili congiunturali, la lettura del mercato rischia di essere miope e tale da sottostimare elementi di cruciale importanza come il nesso duraturo tra fame globale di energia, scarsità di offerta dovuta al crollo degli investimenti, dipendenza dalle fonti fossili.

**Quel che sta accadendo sul mercato del gas** – con prezzi spot a livelli mai raggiunti e tali da determinare una vera e propria crisi energetica – **è indicativo di quel che può succedere quando lo squilibrio strutturale tra domanda e offerta prende a concretizzarsi**. Il mondo è affamato di energia: ogni giorno vengono consumati 96 milioni di barili di petrolio, 15 milioni di tonnellate di carbone, 11 miliardi di metri cubi di gas. Se l'80% circa della domanda è ancora soddisfatto attraverso le fonti fossili, ciò è dovuto alla **cogenza di un paradigma tecnologico non ancora superato**. Questi numeri rappresentano la condizione da cui partiamo e dovrebbero essere adeguatamente considerati nella gestione della transizione energetica che, per quanto ineludibile, non potrà essere né rapida né gratis. Quel che sta accadendo sul fronte investimenti va, invece, in senso contrario a un disegno di transizione giusta e sostenibile.

---

<sup>3</sup> A. Clò, “La nuova crisi energetica: cronaca di una morte annunciata”, *Rivista Energia*, n. 4/2021.

La pressione di governi, organismi internazionali e investitori, così come la crisi finanziaria post-pandemia, hanno reso estremamente **difficile e oneroso per le compagnie petrolifere investire nei loro business tradizionali**. Da qui, il crollo degli investimenti *upstream* che dagli oltre \$800 miliardi del 2014 si attestano ora al di sotto dei 400 miliardi. Un simile calo interessa tutti i tipi di operatori, dalle majors internazionali sempre più attente a diversificare le loro attività, alle indipendenti americane protagoniste della *shale revolution*, che stanno virando verso una maggiore disciplina finanziaria, financo alle compagnie nazionali dei principali paesi produttori che – con poche eccezioni, tra cui Saudi Aramco e Abu Dhabi National Oil Company – stanno frenando gli investimenti.

Stando così le cose, il dimezzamento del capitale investito nell'*upstream oil&gas* potrebbe determinare, per il petrolio, una condizione analoga a quella già riscontrabile per il gas, perché un dollaro non investito oggi è un barile non disponibile domani. **Al netto degli eventi cogenti legati alla pandemia, infatti, la domanda petrolifera riprenderà il suo corso e** – seppur ridimensionata rispetto al passato – dovrà fare i conti con un'offerta che arranca sempre di più, pervenendo alla tanto temuta **tightness del mercato** e, con essa, al rischio di una crescita dei prezzi a tre cifre.

È con questa consapevolezza che occorre fare i conti, specie in considerazione del fatto che non esiste alcuno scenario energetico che azzeri il contributo del petrolio e, più in generale, delle fonti fossili: nemmeno in un orizzonte di lungo termine quale il 2050 e nemmeno nella traiettoria teorica che ipotizza a metà secolo il raggiungimento della neutralità climatica su scala mondiale.

### ***Gli scenari Aie: il petrolio non scompare***

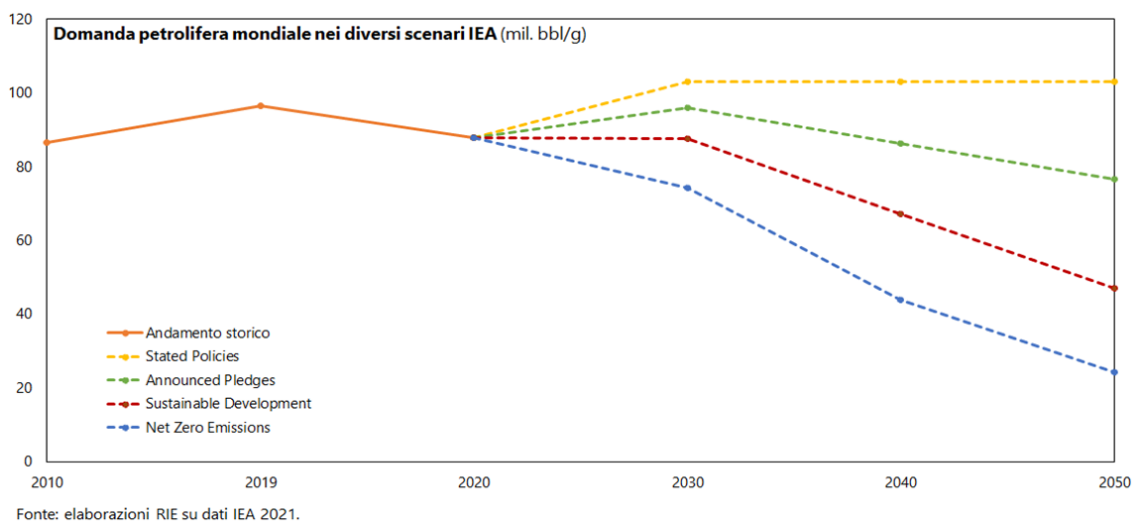
L'Agenzia Internazionale per l'Energia ha elaborato, come ogni anno, le sue proiezioni di lungo periodo sulla domanda di energia. Nel recentissimo World Energy Outlook 2021 (Weo2021) propone **quattro diversi scenari che pervengono a esiti molto diversi** tra loro circa il peso delle diverse fonti energetiche al 2030 e al 2050. In particolare, lo *Stated Policies Scenario (Steps)* è fondato su una dettagliata ricognizione di tutte le politiche messe in atto dai governi o in fase di implementazione.

L'*Announced Pledges Scenario (Aps)*, invece, incorpora gli impegni sul clima assunti dai diversi Paesi in preparazione a Cop26, inclusi i contributi nazionali volontari (Ndc) e i target di lungo termine sull'azzeramento delle emissioni nette presentati da oltre 50 Stati. L'Aps presuppone, inoltre, che detti impegni e target vengano pienamente e puntualmente conseguiti. Ancora più ambizioso il *Net Zero Emissions by 2050 Scenario (Nze)*, che delinea una traiettoria in grado di stabilizzare l'aumento della temperatura globale intorno a +1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali realizzando, al contempo, obiettivi di sviluppo sostenibile rilevanti per il settore energetico. Viene, infine, descritto il *Sustainable Development Scenario (Sds)*, simile al Nze ma meno ambizioso sui tempi di conseguimento della neutralità climatica che viene tragguardata entro il 2070. Assumendo una crescita economica globale del 3% medio annuo fino al 2050 e una popolazione in crescita fino a 9,7 miliardi nello stesso periodo (+25% in 30 anni), gli scenari sono simulati sugli orizzonti temporali 2030 e 2050.

Osservando le proiezioni relative al petrolio, si nota che **la domanda diminuisce in tutti gli scenari ma i tempi e l'intensità del calo variano enormemente**. Nello Steps, i consumi superano i livelli del 2019 entro il 2023 per poi raggiungere il livello massimo di 104 milioni di barili al giorno (mil. bbl/g) a metà del decennio 2030; negli ultimi vent'anni del periodo di proiezione, il calo è del tutto marginale, con un valore assoluto pari a 103 mil. bbl/g nel 2050.

In questo scenario, il ruolo del petrolio rimane centrale sia nei trasporti che nella petrolchimica. Nell'Aps, invece, il picco di domanda viene raggiunto subito dopo il 2025, a 97 mil. bbl/g, mentre nel ventennio successivo riporta un calo di 1 mil. bbl/g l'anno portandosi a fine periodo a 77 mil. bbl/g. A determinare questa dinamica nell'ultima parte del periodo di proiezione sono i minori consumi dei paesi con obiettivi di neutralità climatica. Le riduzioni più importanti sono, infine, quelle delineate dagli scenari Sds e Nze in cui la domanda petrolifera mondiale scende rispettivamente a 87 e 72 mil. bbl/g nel 2030 e a 47 e 24 mil. bbl/g al 2050. In questi due *outlook*, particolarmente ambiziosi in termini di obiettivi climatici e di sviluppo sostenibile, l'uso del petrolio aumenta solo nel settore petrolchimico.

Il confronto tra le proiezioni degli scenari Aps e Steps è indicativo dei miglioramenti in corso nella lotta al cambiamento climatico, ma per capire la reale efficacia degli impegni assunti verso il clima occorre il **confronto Aps-Nze**. A fronte di una riduzione della domanda di petrolio del 23% da qui al 2050 nello scenario che incorpora gli impegni climatici dei paesi, il Nze assume un calo estremamente maggiore e pari al 76% rispetto ai livelli attuali. La stessa discrasia tra i due scenari è visibile anche in relazione alle altre fonti fossili, quali il gas e il carbone. Ne consegue che **gli impegni sul clima a oggi assunti sono fuori bersaglio**: sono necessari ulteriori e ingenti sforzi per abbattere la domanda di fonti fossili secondo la traiettoria che consentirebbe di rispettare il target dei +1,5°C. Come riporta lo stesso Weo, servono investimenti per \$4.000 miliardi su scala globale entro il 2030, da investire nell'elettrificazione pulita, nell'efficienza energetica, nella riduzione delle emissioni di metano, nell'innovazione nel campo delle energie pulite.



Il peso del petrolio sul mix energetico mondiale nei principali scenari AIE			
	2020	2030	2050
<b>STEPS</b>	29%	30%	27%
<b>APS</b>	29%	28%	22%
<b>SDS</b>	29%	28%	15%
<b>NZE</b>	29%	25%	8%
Fonte: AIE, WEO 2021			

In generale, l'analisi delle proiezioni dell'Aie ci porta a **tre importanti conclusioni**. **In primo luogo**, il ruolo centrale del petrolio in tutti gli scenari, anche i più ambiziosi, almeno sino al 2030. Rispetto al 29% del 2020, il peso di questa fonte sul mix mondiale varia dal 25% dello scenario Nze al 30% dello Steps da qui a dieci anni, confermando l'elevata inerzia del sistema energetico globale.

**In secondo luogo**, risulta chiaro che gran parte degli sforzi di riduzione si concentrerà nel ventennio 2030-2050; tuttavia, la distanza tra il “dove stiamo andando” rappresentata dall'aps e il “dove dovremmo andare” (Nze) rimane enorme. Lo scenario che incorpora gli impegni annunciati sul clima mantiene, infatti, un'incidenza del petrolio sulla domanda mondiale pari al 22% al 2050, esibendo un calo di appena 7 punti percentuali rispetto all'oggi. Di ben altra intensità la riduzione prospettata nello scenario Nze dove la fonte in esame arriverebbe a contare per l'8% appena.

**In terzo e ultimo luogo**, come trattato nelle pagine precedenti, l'andamento dei consumi delineato dall'Aie nei diversi casi desta non poche preoccupazioni circa la capacità dell'offerta di farvi fronte, specie nei prossimi dieci anni ma anche oltre. La scarsità di investimenti che si protrae da sette anni a questa parte, accentuata in modo grave dalla crisi sanitaria ed economica, si tramuterà – con buone probabilità – in una scarsità di offerta che renderà il mercato estremamente vulnerabile a forti strappi al rialzo dei prezzi.



## 2. L'agenda climatica della Germania nel post-pandemia


Chiara Proietti Silvestri

Anche la Germania è stata colpita dalle conseguenze dello scoppio della pandemia da Covid-19, con un calo del Pil del 4,6% contro una media dell'area euro di oltre il 6%<sup>1</sup> nel 2020. Si tratta però del minor tasso di decrescita registrato tra le principali economie europee. Le previsioni per il 2021 stimano una crescita al 3,1%, con un recupero maggiore a partire dal 2022 al 4,6%, un tasso superiore a Francia e Italia. Tuttavia, pur con performance economiche migliori rispetto agli altri Stati membri, anche la più grande economia europea deve fare i conti con la ripartenza nel post-pandemia e le sfide socio-economiche correlate.

L'energia e il clima sono tra le priorità del paese, ma come saranno declinate in politiche dipenderà molto dalla formazione del nuovo governo e dal successo dell'esperimento del tripartito (Spd, Fdp, Verdi) a guida socialdemocratica. Analizziamo l'agenda climatica della Germania alla luce delle nuove elezioni e agli investimenti delineati nel Recovery Plan.

Tab. 2.1 - Principali dati energetici UE

GERMANIA			
Consumo di energia	12,1	exajoule	(2020)
Variazione sul 2019	-7,5	%	
Generazione elettrica	571,9	TWh	(2020)
Variazione sul 2019	-6,4	%	
Quota rinnovabili sul mix energetico	18,2	%	(2020)
Dipendenza dalle importazioni di gas	94	%	(2020)

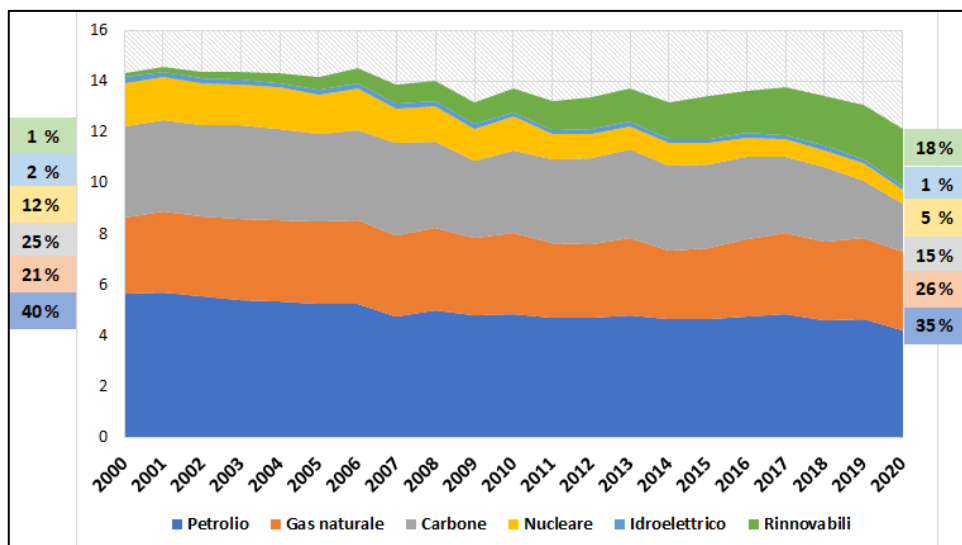


Fonte: elaborazioni su fonti varie

### *Come sta cambiando il mix energetico*

La Germania è il paese dei primati europei: è, infatti, il principale consumatore di energia in UE, oltre a essere il primo consumatore di carbone e produttore di energie rinnovabili (Fer). Una situazione dai caratteri contraddittori se pensiamo che il primo paese in Europa ad aver accelerato sullo sviluppo dell'energia verde sia anche lo stesso che faccia ancora massicciamente affidamento sulle centrali a carbone. In questo contesto, pesa anche la decisione, avvenuta sulla scia di Fukushima, di abbandonare l'energia nucleare nel 2022 che ha messo fuori gioco un'importante fonte *low-carbon*. Guardando al mix energetico, si evidenzia ancora una forte dipendenza dalle fossili a quota 76% nel 2020, seppur in calo di 10 punti percentuali (p.p.) rispetto a venti anni prima. Per contro, le rinnovabili hanno visto aumentare la propria quota al 18% rispetto ad appena l'1% del 2000 (Figura 2.1). Fig. 2.1 - Mix energetico tedesco 2000-2020 (exajoule)

<sup>1</sup> IMF, *World Economic Outlook Update*, ottobre 2021.



Fonte: elaborazioni su dati BP Statistical Review

È indubbio infatti che, negli ultimi due decenni, e specialmente dal 2005 con l'avvio del governo Merkel, il paese abbia fortemente incentivato la diffusione delle rinnovabili e, unicum in Europa, lo sviluppo di un'industria nazionale. Tuttavia, la necessità di avere centrali che assicurassero il carico di base (la garanzia di generare energia tutto il giorno senza interruzioni), e nell'impossibilità di affidarsi al nucleare, ha richiesto di continuare a utilizzare le fonti termiche tradizionali.

Se guardiamo alle singole fonti, negli ultimi venti anni le uniche che hanno registrato un aumento del proprio peso sul mix energetico tedesco sono le rinnovabili e il gas naturale. Una situazione che si consoliderà nei prossimi anni, considerando che, oltre al nucleare, la Germania ha in programma anche il *phase out* dal carbone nel prossimo decennio.<sup>2</sup>

Sulla base di queste dinamiche, è chiaro che sarà la generazione elettrica a risentire dei maggiori stravolgimenti. Di fatto, la Germania presto non potrà più fare affidamento sulle due fonti – carbone e nucleare – che coprivano oltre l'80% dei consumi elettrici a inizio anni 2000 (Figura 2.2).

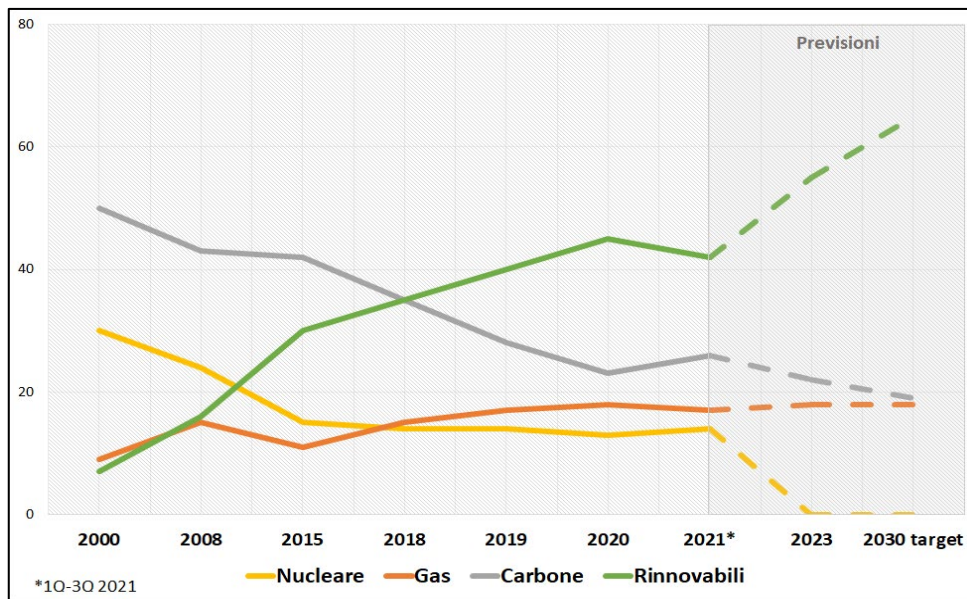
Dal 2018, le rinnovabili sono la prima fonte di generazione elettrica, con una copertura di oltre il 40%, e sono attese raggiungere, secondo gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione, il 65% al 2030.<sup>3</sup> Il carbone è secondo nel mix elettrico, nonostante l'evidente ridimensionamento dal 51% al 24% tra il 2000 e il 2020. Segue il gas naturale che è rimasto sostanzialmente stabile nel tempo e continuerà a giocare un ruolo importante per il settore energetico tedesco, data la sua capacità di subentrare a salvaguardia del sistema per bilanciare l'intermittenza delle rinnovabili. Una centralità che tenderà gioco-forza ad aumentare già dal prossimo anno, quando è prevista la chiusura dell'ultimo impianto nucleare tedesco.

<sup>2</sup> Questa tappa, attualmente prevista per il 2038, potrebbe essere anticipata al 2030 dal nuovo governo sulla scia delle pressioni dei Verdi.

<sup>3</sup> Il nuovo programma di governo prevede d'introdurre un target dell'80% al 2030 per le rinnovabili.



Fig. 2.2 - Mix elettrico tedesco e target 2030 attualmente in vigore (%)



Nota: i target in vigore sono quelli definiti dal precedente governo Merkel e non includono eventuali dichiarazioni contenute nell'accordo di coalizione del nuovo governo in fase di formazione

Fonte: Elaborazioni su S&P Global Platts

### *L'agenda climatica al centro delle elezioni*

In Germania si è assistito il 26 settembre scorso alle elezioni federali per il rinnovo del Bundestag: una tornata elettorale storica in quanto determinante per la nomina del Cancelliere che sostituirà Angela Merkel dopo 15 anni alla guida del governo tedesco.

I temi energetico-ambientali sono stati al centro della campagna elettorale dei principali partiti, riflettendo l'interesse dell'opinione pubblica verso la protezione dell'ambiente. Buona parte della popolazione tedesca ritiene, infatti, che il cambiamento climatico debba rientrare tra le priorità dell'azione di governo. D'altronde il paese sta risentendo degli effetti dell'aumento della temperatura mondiale.<sup>4</sup> Eventi meteorologici estremi come inondazioni, siccità e ondate di calore sono, di fatto, aumentati a causa di temperature sempre meno prevedibili e controllabili. Gli eventi di questa estate testimoniano che i problemi sono reali: le forti alluvioni che hanno colpito l'ovest del paese hanno causato oltre un centinaio di morti ed enormi danni.<sup>5</sup> Non stupisce, quindi, che la crisi climatica abbia acquisito, più che in altri paesi europei, un enorme peso politico negli ultimi decenni. Un dato lo testimonia: l'ascesa del partito dei Verdi che da anti-partito dai toni radicali si è via via spostato su posizioni e

<sup>4</sup> Climate Reality Project, *How climate change is affecting Germany*, 16 marzo 2018.

<sup>5</sup> Euro News, *Alluvioni in Germania: si cercano ancora i dispersi, arrivano i sussidi*, 23 luglio 2021. Altra importante preoccupazione è lo scioglimento dei ghiacciai. Nel 2021, è uscito uno studio dell'Accademia delle Scienze Bavarese secondo cui i cinque ghiacciai della Germania situati tra le Alpi bavaresi si stanno sciogliendo più velocemente di quanto previsto e potrebbero scomparire nei prossimi dieci anni. DW, *German glaciers may melt away in 10 years, study finds*, 29 aprile 2021.

toni più moderati, portandoli a essere considerati in questa tornata tra i favoriti, nonostante non abbiano poi ottenuto il consenso sperato.<sup>6</sup>

A vincere è stato il partito socialdemocratico Spd che non solo ha promesso molte azioni per il clima – segnale che i temi energetico-ambientali non sono più solo appannaggio dei Verdi ma sono stati inglobati anche dagli altri partiti – ma ha anche posto l'accento su temi di giustizia sociale e sulla necessità di proteggere i meno abbienti dai costi della transizione energetica.<sup>7</sup> Quello che non è riuscito a fare l'Unione dei cristiano-democratici Cdu/Csu, con il suo candidato Armin Laschet, figlio di un minatore della Ruhr, che anche simbolicamente non è stato vincente<sup>8</sup>.

Tab. 2.2 - Risultati delle elezioni tedesche del 26 settembre 2021

	<b>Quota (%)</b>	<b>Variazione vs 2017 (p.p.)</b>	<b>Seggi (n.)</b>
<b>SPD</b>	25,7	5,2	206
<b>CDU/CSU</b>	24,1	-8,9	196
<b>Verdi</b>	14,8	5,8	118
<b>FDP</b>	11,7	0,7	92

Fonte: Bundeswahlleiter

Vediamo nel dettaglio le posizioni dei principali partiti tedeschi su cinque temi centrali: i target climatici che definiscono le tempistiche per raggiungere la neutralità carbonica e l'uscita dal carbone; il ritmo di sviluppo delle rinnovabili; le proposte di tassazione per incentivare la transizione energetica; le prospettive di gas e idrogeno; le azioni prioritarie per una mobilità sostenibile.

---

<sup>6</sup> Nel 1998, entrano per la prima volta nel governo dei social-democratici, 15 anni dopo il primo seggio ottenuto nel Bundestag della Germania Ovest. Fino ad arrivare alle elezioni di quest'anno, le prime in cui i Verdi hanno proposto un candidato per guidare una coalizione, invece di essere solo un alleato di governo. DW News, *Germany's Greens: From 'anti-party party' to political player*, Canale You Tube, 19 settembre 2021.

<sup>7</sup> *Clean Energy Wire*, "What are the climate and energy plans of German election winner Scholz?", 29 settembre 2021.

<sup>8</sup> *Clean Energy Wire*, "Conservatives' 'business-as-usual' election manifesto weak on climate details", 22 giugno 2021.

Tab. 2.3 - Posizioni dei principali partiti tedeschi su energia e clima nella campagna elettorale 2021

	SPD	CDU/CSU	VERDI	FDP
<b>Target climatici</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutralità carbonica al 2045</li> <li>- Target emissivo 2030: -65%</li> <li>- Anticipare l'uscita dal carbone prima del 2038</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutralità carbonica al 2045</li> <li>- Target emissivo 2030: -65%</li> <li>- Uscita dal carbone entro il 2038</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutralità carbonica entro i prossimi 20 anni;</li> <li>- Target emissivo 2030: -70% almeno</li> <li>- Uscita dal carbone entro il 2030</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutralità carbonica al 2050</li> <li>- Target emissivo 2030: -60%</li> <li>- Nessun target sull'uscita dal carbone ma puntare su tecnologie CDR (rimozione CO2)</li> </ul>
<b>Rinnovabili (FER)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100% di FER elettriche al 2040;</li> <li>- Forte espansione delle rinnovabili: "pannelli solari su tutti i tetti"</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nessun target FER</li> <li>- Migliorare il permitting</li> <li>- "Solar package" per espansione del fotovoltaico fino a 150 GW al 2030</li> <li>- Repowering dei vecchi impianti eolici e cooperazione europea su eolico offshore</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100 % FER elettriche al 2035;</li> <li>- Il 2% della superficie del paese dedicata alle FER;</li> <li>- Espansione di solare (fino a 18-20 GW/anno), eolico onshore (fino a 7-8 GW/anno) e offshore (35 GW al 2035)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fine degli incentivi per affidarsi al mercato</li> </ul>
<b>Tassazione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abolire l'imposta sulle rinnovabili (EEG-Umlage) entro il 2025;</li> <li>- Misure compensative per mobilità e riscaldamento in seguito ad aumento del prezzo del carbonio</li> <li>- Finanziare nuovi progetti FER attraverso il budget federale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abolire le imposte sulle rinnovabili (EEG-Umlage);</li> <li>- Passare il più rapidamente possibile dal prezzo del carbonio nazionale al sistema europeo di scambio di emissioni per mobilità e riscaldamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumentare il prezzo del carbonio per mobilità e riscaldamento (60€/mt al 2023)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abolire l'imposta sulle rinnovabili (EEG-Umlage);</li> <li>- Ridurre tassazione nell'elettrico</li> </ul>
<b>Gas e idrogeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sì a idrogeno su larga scala, specie nella siderurgia</li> <li>- Rendere la Germania un market leader nelle tecnologie a idrogeno entro il 2030</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sì a idrogeno blu per un periodo transitorio</li> <li>- Rendere la rete gas compatibile per l'idrogeno</li> <li>- Carbon Contracts for Difference (CCdF) come strumento a supporto di una filiera industriale dell'idrogeno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo idrogeno verde limitato ai settori dove è necessario (industria, aviazione, shipping);</li> <li>- Nuove infrastrutture gas solo se necessarie per supportare uscita dal carbone e per trasportare idrogeno</li> <li>- Opposizione a nuovi terminali GNL e al Nord Stream 2</li> <li>- Favorevoli a CCdF</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sì a idrogeno blu e turchese usando il gas naturale e la CCS nei settori industria, trasporti, riscaldamento</li> <li>- Creare una Unione dell'idrogeno in Europa;</li> <li>- Moratoria su Nord Stream 2 in attesa di decisione europea</li> </ul>
<b>Mobilità</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Target auto elettrica: 15 milioni di veicoli al 2030</li> <li>- Elettrificare almeno il 75% della rete ferroviaria e assicurarsi che tutti i nuovi bus e tram siano climate-neutral entro il 2030</li> <li>- Spostamenti: promuovere il treno rispetto all'aereo; limite velocità in autostrada a 130 km/h</li> <li>- Rendere la Germania un centro per la produzione e il riciclo delle batterie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutralità tecnologica per il settore automotive</li> <li>- No a divieti nella vendita di auto ICE (motore a combustione interna) e no a limiti di velocità in autostrada</li> <li>- Nel settore aviazione, abolire tasse per i voli che usano combustibili alternativi</li> <li>- Migliorare l'Alta Velocità europea e i treni notturni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vietare la vendita di auto ICE dopo il 2030</li> <li>- Investimenti aggiuntivi nel settore ferroviario per € 100 mld entro il 2035 con l'obiettivo di disincentivare i voli a breve percorrenza</li> <li>- Duplicare il numero di passeggeri nel trasporto pubblico entro il 2030</li> <li>- Limite di velocità in autostrada a 130 km/h</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No a divieti di circolazione, né alla vendita di auto ICE o a limiti di velocità in autostrada</li> <li>- Abolizione tassa sull'aviazione</li> <li>- Migliorare il trasporto pubblico locale</li> </ul>

Fonte: elaborazioni su S&P Global Platts e Clean Energy Wire

Dopo il risultato delle elezioni, il partito socialdemocratico con il suo candidato Olaf Scholz è riuscito ad avviare un negoziato per la formazione di una coalizione di governo con i Verdi e i liberali di Fdp, processo che si è concluso positivamente con il raggiungimento di un accordo il 24 novembre.<sup>9</sup> La conseguente nomina di Scholz a Cancelliere è prevista per l'8 dicembre.

<sup>9</sup> Il nuovo programma di governo, intitolato "Osare per un maggiore progresso. Alleanza per la libertà, la giustizia e la sostenibilità", è disponibile al link: [https://cdn.qualenergia.it/wp-content/uploads/2021/11/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://cdn.qualenergia.it/wp-content/uploads/2021/11/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf)

Si è delineata, quindi, un'alleanza a tre, la cosiddetta coalizione "Semaforo" dai colori dei partiti che la compongono, un esperimento politico che in Germania è riuscito una sola volta nel 1949.<sup>10</sup>

Una tale alleanza richiede un serio gioco di equilibrismi da parte di Scholz per mettere insieme posizioni significativamente diverse, specie sui temi energetico-ambientali che sono tra i più divisivi.

In particolare, Verdi e liberali sono discordi sulle tempistiche della transizione energetica, tra cui:

i) il raggiungimento della neutralità climatica: i Verdi vorrebbero anticiparlo rispetto alla data del 2045 stabilita nella Legge sul Clima varata dal precedente governo (quindi anche da Spd), mentre i Liberali vorrebbero portare l'obiettivo del net-zero al 2050.

ii) l'uscita dal carbone: attualmente prevista per il 2038, i Verdi intendono anticiparla al 2030, mentre i Liberali non indicano un target specifico ma puntano sulle tecnologie di rimozione della CO<sub>2</sub>.

iii) i target per la mobilità: posizioni discordanti sul divieto alle immatricolazioni di auto con motori a combustione interna (Ice) dal 2030 e anche sull'introduzione del limite di velocità in autostrada.

iv) lo sviluppo delle rinnovabili: tutti i partiti sono concordi sull'espansione della quota verde nel mix energetico ma con priorità diverse. Se per i Verdi è fondamentale arrivare a soddisfare il 100% della domanda elettrica tramite Fer entro il 2035 (al 2040 per Spd), il Fdp è invece focalizzato sul mercato e intende portare avanti uno sviluppo delle rinnovabili svincolato dai sussidi finora elargiti.

v) lo sviluppo dell'idrogeno: per i Verdi deve essere esclusivamente prodotto da FER, mentre per i Liberali va incluso il gas abbinato a sistemi di cattura del carbonio.

Vi è poi il tema caldo della Legge sul Clima<sup>11</sup> emendata dal precedente governo a giugno scorso rispetto al testo approvato nel 2019: una modifica resasi necessaria dopo che la Corte Costituzionale tedesca aveva bocciato ad aprile, in una sentenza storica, le politiche climatiche del governo, ritenendole insufficienti a ridurre le emissioni oltre il 2030<sup>12</sup>. L'attuale legge, criticata da Verdi e Fdp, cerca di riparare proponendo target emissivi più stringenti anche dopo il 2030. In particolare: i) anticipa al 2045 il termine per il raggiungimento della neutralità climatica; ii) inasprisce l'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di gas serra dal 55 al 65% entro il 2030 rispetto al 1990; iii) prevede un obiettivo intermedio di

---

<sup>10</sup> La Merkel tentò questa strada senza successo nel 2017, con il fallimento dei colloqui esplorativi tra Cdu/Csu, Fdp e i Verdi che portò poi ai negoziati di coalizione tra Cdu/Csu e Spd. *The Economist*, "Olaf Scholz's 'traffic-light' coalition is taking shape", 23 ottobre 2021.

<sup>11</sup> *Clean Energy Wire*, "Germany passes new Climate Action Law, pulls forward climate neutrality target to 2045", 25 giugno 2021.

<sup>12</sup> La motivazione dei giudici tedeschi è storica in quanto tiene conto delle paure delle future generazioni di doversi addossare tutto l'onere della lotta ai cambiamenti climatici. Ad aver fatto ricorso contro la legge sul clima del 2019 erano state quattro persone sostenute da organizzazioni ambientaliste e dal movimento Fridays for Future di Greta Thunberg.

riduzione dell'88% al 2040. I nuovi target potrebbero essere riformati sotto la nuova coalizione di governo, come anticipato nel nuovo programma.

### *I compromessi per la “modernizzazione”*

Il progetto politico di Scholz è incentrato sul concetto di “modernizzazione”, avviare cioè un governo progressista in grado di investire per lo sviluppo del paese e prioritariamente nella lotta al cambiamento climatico, nella digitalizzazione, nell'istruzione e ricerca e nelle infrastrutture.

D'altronde, gli interessi globali del popolo tedesco non si fermano all'ambiente. Anche la più grande economia europea, infatti, deve fare i conti con la ripartenza nel post-pandemia e le sfide socio-economiche correlate. Quel che richiederà un compromesso tra i necessari investimenti da sostenere – mantra del partito socialdemocratico – e le pressioni per mantenere un freno al debito pubblico – istanza difesa dai liberali.

Il 15 ottobre i tre partiti hanno pubblicato un documento di 12 pagine che delinea la base dei negoziati formali di coalizione e include i punti programmatici considerati irrinunciabili da ognuno dei tre partiti.<sup>13</sup> Spd e Verdi hanno un orientamento simile sulla maggior parte delle questioni in discussione. Tra i due partiti e i Liberali vi sono invece differenze culturali sostanziali, in particolare riguardo la spesa pubblica e la tassazione. Il compromesso che è stato raggiunto, su cui si basa l'accordo di governo e il nuovo programma dal titolo “Osare per un maggiore progresso. Alleanza per la libertà, la giustizia e la sostenibilità”, vede ciascun partito ottenere alcune vittorie e cedere su altri punti.<sup>14</sup>

Per quel che concerne la politica energetico-climatica,<sup>15</sup> è interessante sottolineare la volontà di creare un apposito Ministero per il Clima e di riformare la legge sul clima nel 2022. Va rilevato il successo dei Verdi che sono riusciti a spuntare il *phase-out* delle centrali a carbone “idealmente entro il 2030”. Inoltre, è assicurata la forte espansione delle rinnovabili, con un aumento del target al 2030 dal 65% all'80% sul mix elettrico.

È stata accolta anche l'istanza dei Liberali di eliminare gradualmente il sostegno governativo alle rinnovabili una volta completata l'uscita dal carbone. Il piano è di rendere obbligatori i pannelli solari sui tetti dei nuovi edifici, destinare il 2% della superficie del paese allo sviluppo dell'eolico onshore e aumentare la capacità dell'eolico offshore. Si sottolinea però anche l'importanza della costruzione di nuove centrali a gas per salvaguardare la sicurezza del sistema che dovranno essere già *hydrogen ready*.

Inoltre, sul fronte della mobilità, si richiama alla necessità di immatricolare solo veicoli a zero emissioni a partire dal 2035; sembra quindi accantonata la proposta dei liberali di optare per una neutralità tecnologica nella mobilità, nonostante sia previsto di sostenere la

---

<sup>13</sup> Il documento “[Ergebnis der Sondierungen zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP](#)”.

<sup>14</sup> ISPI, *Germania, verso la coalizione ‘Semaforo’*, 18 ottobre 2021; ISPI, *Germania: abbiamo un semaforo*, 24 novembre 2021.

<sup>15</sup> Per una sintesi completa dei punti programmatici relativi all'energia e al clima, vedi anche *Quale Energia*, “Il nuovo programma di governo tedesco: via dal carbone entro il 2030 e tante rinnovabili”, 25 novembre 2021.

transizione verso la mobilità elettrica nelle regioni dell'industria automobilistica attraverso un sostegno mirato ai cluster. Si ribadisce che il paese dovrà essere market leader nell'elettromobilità e per questo la coalizione punta ad accelerare l'espansione delle infrastrutture di ricarica.

Per contenere le emissioni, il nuovo governo prevede di usare strumenti quali i contratti di carbonio per differenza e un meccanismo europeo di aggiustamento del carbonio alla frontiera. Verrà presa in considerazione anche la proposta di un prezzo minimo nazionale del carbonio di 60 euro se le quotazioni nel sistema Ets europeo dovessero scendere sotto questa soglia.

Nulla di fatto su infrastrutture chiave come Nord Stream 2 riguardo cui potrebbe generarsi un confronto acceso nella coalizione vista l'opposizione, anche recentemente confermata,<sup>16</sup> dei Verdi rispetto al generale sostegno dell'Spd al gasdotto.<sup>17</sup>

Fdp ha difeso la propria battaglia a un ritorno al pareggio di bilancio con un freno al debito pubblico, attualmente sospeso per tutti i paesi europei a causa della pandemia e che i Verdi avrebbero voluto abolire del tutto. La nomina del leader liberale Lindner al Ministero delle Finanze avvallava questo orientamento del nuovo governo anche se sembra che la linea dura sul debito pubblico sia stata abbandonata in favore di una maggiore flessibilità.<sup>18</sup> Questo è un aspetto molto importante perché il nuovo governo dovrà valutare dove prendere le risorse per gli enormi investimenti richiesti per il progetto di modernizzazione del paese, in un contesto di contenimento della spesa pubblica.

Un importante contributo arriverà dal piano di ripresa e resilienza tedesco, inviato ad aprile e approvato dalla Commissione a giugno, che comprende misure di riforma e di investimento in diversi campi, tra cui il clima e la transizione energetica, la digitalizzazione dell'economia e la modernizzazione della pubblica amministrazione, l'istruzione e la formazione.<sup>19</sup>

In particolare, alla transizione energetica viene riservato il 42% delle risorse previste dal piano, con particolare attenzione agli investimenti nell'idrogeno verde (1,5 mld €), nelle auto elettriche (2,5 mld €) e nell'efficienza energetica degli edifici residenziali (2,5 mld €). L'altro importante settore, a cui sono riservate il 52% delle risorse, è la transizione digitale – ricordiamo che la Germania si colloca al 18° posto tra i paesi del G20 per i ritardi nell'espansione della rete digitale – con la spesa più ampia diretta alla digitalizzazione dei servizi pubblici (3 mld €). La restante parte delle risorse liberate dal Piano è diretta a

---

<sup>16</sup> L. Westendarp, "German green leader Baerbock opposes Nord Stream 2 permit, calls out Russian 'blackmail'", *Politico.eu*, 20 ottobre 2021.

<sup>17</sup> *The Economist*, "Nord Stream 2 could still sabotage German-American relations", 4 dicembre 2021.

<sup>18</sup> *Europa Today*, "In Germania raggiunto l'accordo di governo, Scholz pronto a prendere il posto di Merkel", 24 novembre 2021.

<sup>19</sup> Il piano comprende inoltre tre importanti progetti di comune interesse europeo nei settori dell'idrogeno, delle infrastrutture e dei servizi cloud e della microelettronica. *Factsheet: Germany's recovery and resilience plan*, giugno 2021.



migliorare le politiche sociali stimolando investimenti nell'assistenza all'infanzia, nell'istruzione, nella modernizzazione degli ospedali e nello snellimento della burocrazia.<sup>20</sup>

### *È tutto oro quel che luccica?*

Se la Germania è lanciata verso una crescente penetrazione delle rinnovabili, viene da chiedersi il perché delle manifestazioni contro la politica ambientale del governo. Le parole di Greta Thunberg alla manifestazione del Friday's For Future a Berlino pochi giorni prima delle elezioni di settembre 2021 sono peculiari, con la Germania che viene apostrofata "Canaglia del Clima", quasi parodizzando l'appellativo dato dalla stampa tedesca ad Angela Merkel di "Cancelliere del Clima" per il suo impegno durante il lungo mandato governativo.<sup>21</sup>

D'altronde, la Germania è ancora il settimo paese emettitore al mondo di CO<sub>2</sub>, come nel 2005 quando la Merkel salì al potere. Inoltre, sebbene la politica energetica della Merkel (*Energiewende*) abbia fortemente incentivato le rinnovabili – a tal punto che, come abbiamo detto, la Germania è il più grande produttore verde in UE – restano molti i critici di tale politica.<sup>22</sup> Il nuovo governo non sembra essere meno invisibile agli attivisti tedeschi. A Scholz che si era espresso favorevolmente alla manifestazione climatica, ha risposto sui social media la sezione tedesca del movimento: "Non vogliamo rovinare il tuo buon umore, ma noi stiamo scioperando contro il tuo governo, Olaf".

Le sfide in materia di energia e clima per il nuovo esecutivo sono tante e vedremo nei prossimi mesi come si muoverà sui temi più spinosi. Di certo, il nuovo cancelliere, che è stato nominato ufficialmente l'8 dicembre, sarà costretto a confrontarsi con il lungo operato di Angela Merkel, la personalità che più di tutti ha influenzato la politica energetico-climatica non solo di un paese ma di un intero continente.

---

<sup>20</sup> Per un'analisi delle questioni economiche e sociali prioritarie per il nuovo governo, si legga C. Proietti Silvestri, *Clima ed energia nella nuova agenda della Germania*, Aspenia Online, 30 ottobre 2021.

<sup>21</sup> Rai News, *Greta Thunberg a Berlino: "Germania canaglia del clima"*, 24 settembre 2021.

<sup>22</sup> C'è chi ha criticato la scelta di uscire dal nucleare, chi ne ha messo in dubbio la validità economica, chi ha ritenuto gli sforzi verso la decarbonizzazione ancora poco incisivi per il raggiungimento degli obiettivi climatici. D. Rutten, "Energiewende: politica energetica e politica industriale", *Rivista Energia*, n. 3/2015.

### 3. Politiche e strategie nell'epoca dell'estrema volatilità dei prezzi energetici: narrazioni, percezione e implicazioni in Europa e Russia

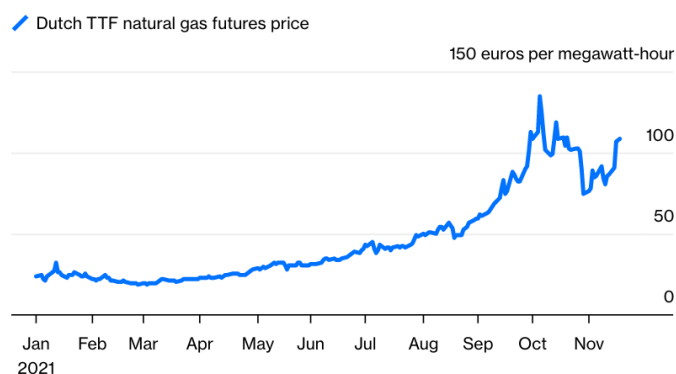
Francesco Sassi

L'odierna crisi dei mercati energetici sta già ampiamente incidendo sul legame indissolubile fra transizione e sicurezza energetica, cambiamento climatico e diplomazia internazionale. Stravolgendo il posizionamento e le strategie di attori statali e appartenenti al mercato, la crisi sta generando narrazioni contrastanti delle cause di questa congiuntura e i protagonisti propongono ricette talvolta discordanti sulla risoluzione dell'attuale fase, la quale non sembra si risolverà nel breve periodo.

Il *The Economist* ha descritto questo come “il primo grande shock energetico dell'era green”, materializzando ciò che appariva semplicemente “ridicolo” anche soltanto pensare nel 2020, quando la domanda di energia a livello globale ha registrato il più voluminoso calo dalla Seconda Guerra Mondiale.<sup>1</sup> Un quadro sancito dall'endemica mancanza di investimenti in rinnovabili e altre fonti necessarie alla transizione, nonché tensioni geopolitiche e fragili strumenti a tutela del mercato della generazione elettrica.

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia, la crescita dei prezzi di gas (Figura 3.1), carbone ed elettricità, ai massimi degli ultimi decenni, è il frutto di una combinazione di fattori. Fra questi non figura però la transizione energetica verso fonti a bassa intensità carbonica.<sup>2</sup> Sarebbero invece la ripresa economica, un inverno freddo e lungo nell'Emisfero Boreale e un'insufficiente crescita nell'offerta di energia le cause antiche di questo shock energetico.

Fig. 3.1 - Andamento del Prezzo del Gas Naturale in Europa



Fonte: Bloomberg

La situazione, già critica, è stata peggiorata da innumerevoli imprevisti ed eventi atmosferici i quali hanno imposto stop forzati a numerosi impianti che hanno subito incidenti

<sup>1</sup> The Economist, The First Big Energy Shock of the Green Era, 16 ottobre, 2021

<sup>2</sup> Fernández Alvarez C., Molnar G., What is Behind Soaring Energy Prices and What Happens Next?, International Energy Agency, 12 ottobre, 2021



e danneggiamenti.<sup>3</sup> D'altra parte, alcuni mercati di fondamentale importanza per le energie rinnovabili hanno osservato gravi flessioni nel corso del 2021, tanto che alcuni giganti del settore hanno riferito le proprie preoccupazioni per le conseguenze che l'innalzamento dei prezzi avrebbe potuto portare sul dibattito di Cop26 e fra gli stessi stati europei, assai ambiziosi in termini di politica energetica e climatica.<sup>4</sup>

Le deboli reazioni e le politiche ambigue messe in atto dai governi proiettano ombre particolarmente fosche sulle capacità delle capitali europee di far fronte alla sfida che deriva dal tener fede agli impegni internazionali sottoscritti nel momento in cui questi hanno a che fare con gli effetti incontrollati della transizione energetica.<sup>5</sup>

Gli stessi cambiamenti climatici hanno prodotto effetti sul clima di difficile comprensione come il cosiddetto “global stilling”, riducendo la quantità di energia eolica a disposizione dei consumatori europei.<sup>6</sup> In Sud-America, dove l'energia idroelettrica è un componente essenziale del mix energetico di paesi come Brasile e Argentina, la scarsità delle piogge ha ulteriormente peggiorato la crisi energetica delle maggiori economie regionali. Gli stessi paesi sono stati infatti forzati a ricorrere a maggiori importazioni di idrocarburi, e specificatamente dell'attualmente costoso gas naturale, con relative conseguenze nefaste per gli equilibri economici e sociali nazionali.<sup>7</sup>

In conseguenza del rialzo dei prezzi, alcune compagnie europee hanno temporaneamente sospeso la fornitura di nuovi contratti per il gas sul mercato europeo, generando sconcerto fra i clienti.<sup>8</sup> Altri settori, dipendenti dalle forniture di gas ed elettricità per le produzioni di fertilizzanti e cibo, hanno imposto uno stop forzato a interi stabilimenti. Non si esclude da più parti che la situazione possa peggiorare. Un rigido inverno e nuovi incidenti di percorso potrebbero portare i prezzi in Europa a risalire ulteriormente la china, iniettando sfiducia nei mercati e accrescendo una pressione inflazionistica già difficilmente gestibile dalle banche centrali.<sup>9</sup>

Dopo che le misure restrittive imposte alle popolazioni e il calo di consumi a livello globale hanno generato la peggiore crisi dell'industria e un tracollo dei prezzi, la crisi attuale sta anche sollevando nuovi problemi nel legame fra transizione energetica, cambiamento climatico e politiche finanziarie. A un mese dalla chiusura di Cop26, riecheggiano con forza

---

<sup>3</sup> *Offshore Energy*, “Gas Leak Causes One of Gorgon LNG Trains Shut Down”, 17 novembre, 2021; D. Stringer e D. Murtaugh, “Coal Hits Another Record in China as Floods Deepen Energy Crisis”, *Bloomberg*, 12 ottobre 2021.

<sup>4</sup> K. Taylor, “Energy Price Crunch Risks Derailing UN Climate Talks, Iberdrola Warns”, *Euractiv*, 4 ottobre, 2021.

<sup>5</sup> D. Gros “What Europe's Energy Crunch Reveals”, *Project Syndicate*, 5 novembre 2021.

<sup>6</sup> H. Bloomfield, “What Europe's Exceptionally Low Winds Mean for the Future Energy Grid”, *The Conversation*, 21 ottobre 2021.

<sup>7</sup> A. Rosales et. al., “Electricity Shortages and Climate Change in Brazil”, *IHS Markit*, 9 Agosto, 2021; D. Desantis, “‘We Don't Have Water’: South American Dam Face Energy Crunch as River Ebbs”, *Reuters*, 20 ottobre 2021.

<sup>8</sup> “German energy firm E.ON suspends new natural gas contracts”, *Reuters*, 12 ottobre 2021.

<sup>9</sup> A. Bailey et al., *Monetary Policy Report - November 2021*, Bank of England - Monetary Policy Committee, November 2021; S. Philippen et al., “Global Monthly: Will the Energy Squeeze Threaten the Recovery?”, ABN-AMRO, 26 ottobre 2021.

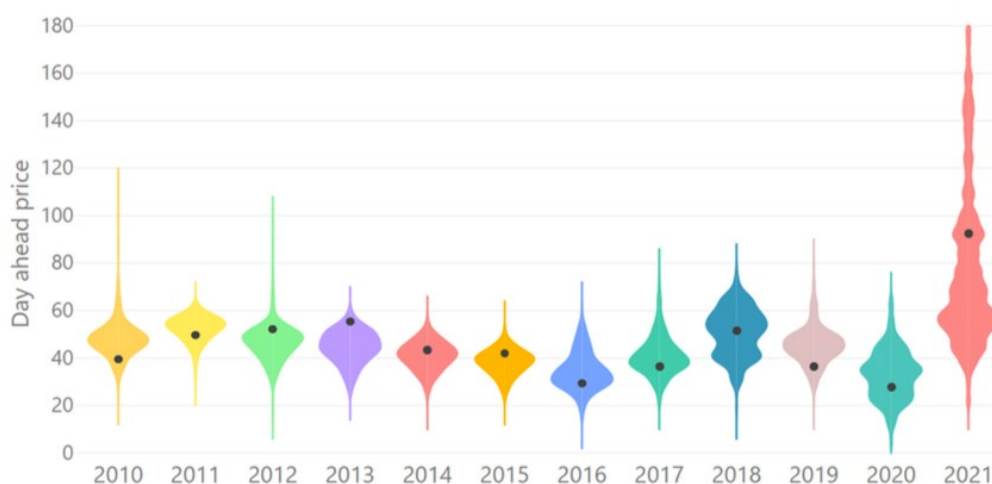
le parole del Segretario generale delle Nazioni Unite Gutierrez, per il quale la volontà politica collettiva di superare profonde contraddizioni si è dimostrata “insufficiente”, nonostante la società globale stia “bussando alle porte della catastrofe climatica” e occorra cessare quanto prima ogni supporto alle fonti fossili e sostenere finanziariamente la transizione nei paesi in via di sviluppo.<sup>10</sup>

### *La crisi energetica e le sue cause - Due opposte narrazioni*

#### Unione Europea

Secondo la commissaria all’Energia, l’estone Kadri Simson, né le politiche climatiche né il costo delle energie rinnovabili sono responsabili della crisi energetica, ma sono stati “l’impennata dei prezzi delle fonti fossili” e “l’insufficienza di energia verde a prezzi modici per tutti” all’origine della contingenza.<sup>11</sup> L’opinione è condivisa anche dalla stessa presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen, per cui la serietà della crisi energetica impone una approfondita riflessione sull’importanza delle rinnovabili nel futuro mix energetico europeo, più stabilità dei prezzi e indipendenza energetica. In questo momento, il principale responsabile dell’inquietudine diffusa sui mercati è lo squilibrio nella domanda e offerta di gas naturale.<sup>12</sup>

Fig. 3.2 - Distribuzione dei prezzi per la generazione elettrica comparata al Costo di produzione Attraverso il gas in Europa (2010-2021) (EUR/MWh)



Fonte: ACER

<sup>10</sup> A. Gutierrez, Secretary-General’s Statement on the Conclusion of the UN Climate Change Conference COP26, UNCC, External Statement, 13 novembre 2021.

<sup>11</sup> K. Simson, “Speech by Commissioner Simson on the Communication on Energy Prices”, Press Release, 13 ottobre 2021.

<sup>12</sup> “EU’s Von Der Leyen: “We Must Invest in Renewables for More Stable Energy Prices”, *Reuters*, 6 ottobre 2021.

N.B. il punto nero rappresenta il costo medio annuale della produzione di elettricità utilizzando gas naturale

Stando allo studio della Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Acer), il fattore chiave rimane la domanda incalzante di gas naturale a livello globale che ha lasciato l'UE, il tradizionale “swing market” del mercato di gas naturale liquefatto (Gnl) con meno importazioni. A ciò si vanno ad aggiungere fattori secondari che hanno impattato uniformemente il mercato integrato UE del gas e in misura minore quello dell'elettricità. Fra questi troviamo anche l'incremento del prezzo del carbone e dei prezzi per le emissioni di CO<sub>2</sub>, fenomeni meteorologici, un declino della produzione di gas in Europa e un basso livello di stoccaggio.<sup>13</sup>

Per il presidente del Consiglio europeo, il francese Charles Michel, l'impennata dei prezzi energetici “mette in difficoltà la ripresa post-pandemica e ha gravi ripercussioni sui cittadini e sulle imprese”.<sup>14</sup> Secondo un recente report di Eurostat, sono circa 31 milioni gli europei che vivono in un regime di povertà energetica e hanno difficoltà a mantenere la propria abitazione sufficientemente riscaldata. Una condizione peggiorata a causa degli effetti della crisi pandemica e che rischia di degenerare a causa dei rincari.<sup>15</sup>

La Commissione ha più volte indicato come la crisi odierna abbia una connotazione di carattere internazionale e geopolitico. Per il capo della politica climatica europea Timmermans, la grave difficoltà sui mercati energetici europei è prevalentemente la conseguenza di scarsità dell'offerta di risorse sul mercato e della dipendenza, ancora evidente, dell'Europa rispetto le fonti fossili.<sup>16</sup> Per Simson, l'UE dovrebbe tenere alta l'attenzione sulla geopolitica dell'energia e “sviluppare un approccio maggiormente strategico alla politica energetica estera”.<sup>17</sup>

Per l'Alto rappresentante alla politica Estera dell'UE Josep Borrell, Mosca vuole utilizzare la congiuntura per aumentare la pressione politica e “portare acqua al suo mulino”, ottenendo l'apertura del gasdotto Nord Stream 2. Confermando che l'Europa necessita di volumi di gas anche maggiori rispetto quelli già contrattati, Borrell si è detto anche a favore delle misure proposte da Madrid per una negoziazione congiunta di nuove forniture, proprio “come è successo per i vaccini” vista la situazione di estrema urgenza.<sup>18</sup> Altresì, l'Alto rappresentante ha ribadito come la risalita dei prezzi dell'energia abbia “radici geopolitiche” e sia accompagnata da problemi di regolamentazione interna.

---

<sup>13</sup> Acer, *High Energy Prices*, ottobre 2021.

<sup>14</sup> Lettera di Invito del Presidente Charles Michel ai Membri del Consiglio Europeo in vista della Riunione del 21 e 22 ottobre 2021, Consiglio Europeo, Comunicato stampa, 20 ottobre 2021.

<sup>15</sup> F. Simon and K. Taylor, “Energy Crisis Could Worsen Poverty of Millions of Europeans”, *Euractiv*, 22 novembre 2021.

<sup>16</sup> F. Timmermans, European Parliament Plenary Debate on Fit for 55 After Presentation of IPCC Report, Speech, 14 settembre 2021.

<sup>17</sup> K. Simson, Opening and Closing Remarks by Commissioner Simson at the European Parliament Plenary Session on Energy Prices, European Commission, Speech, 6 ottobre 2021.

<sup>18</sup> “Josep Borrell: Europa Se Tiene Que Hacer Valer y Ese Es Mi Papel”, *El País*, 11 ottobre 2021.

Lasciando ogni dubbio alle spalle, il rappresentante della Commissione ha additato la Russia come il paese che, nonostante stia adempiendo agli obblighi contrattuali, non abbia incrementato l'offerta di gas.<sup>19</sup> Lo stesso ministro polacco per il Clima e l'Ambiente Kurtyka e un gruppo di parlamentari europei hanno domandato alla commissione di investigare ufficialmente quale sia il ruolo di Mosca dietro la crisi.<sup>20</sup>

### **Federazione Russa**

A differenza di quanto affermato dalle autorità di Bruxelles, per il presidente Putin, i mercati energetici non tollerano “mosse frenetiche e capricci” ma ragionano su investimenti pianificati nel lungo periodo e azioni di questo tipo portano inevitabilmente a sbilanciamenti, come quelli osservati sui mercati europei.

Per lo stesso, le cause della crisi sono quattro:<sup>21</sup>

- la crescita economica, seguita alla crisi pandemica, che ha accelerato la domanda di energia;
- il calo delle riserve di gas naturale stoccate in Europa a seguito del rigido inverno 2021;
- il calo della produzione di energia eolica, la quale ha soppiantato carbone e nucleare in diversi sistemi energetici sul continente;
- la volontà, da parte dei partner europei, di disfarsi dei tradizionali contratti del gas a lungo termine e la transizione verso uno scambio nel breve termine.

Secondo il Cremlino, infatti, sarebbe proprio il sovvertire le specificità del mercato del gas e l'intrinseca incertezza legata ad alcune sue caratteristiche ad aver condotto alla crisi energetica europea. Sotto questo profilo la Russia si è dimostrata essere un fornitore credibile di gas verso tutti i paesi consumatori, sia in Europa che in Asia, mentre ha continuato a utilizzare il transito attraverso i gasdotti ucraini, incrementando i flussi verso il paese rispetto al 2020.

Un ragionamento ripetuto pochi giorni dopo, in cui il Presidente russo ha legato la scarsità di elettricità nel mercato europeo causata dall'inefficienza delle rinnovabili e squilibri nell'organizzazione dei mercati energetici europei come le vere forze motrici dietro l'incremento astronomico dei prezzi del gas naturale.

Su quest'ultimo tema, lo stesso Putin ha espresso le proprie preoccupazioni sugli effetti nel lungo termine per consumi e credibilità dell'intero settore gassifero, di cui stabilità e prevedibilità rimangono valori fondanti, prima di reiterare un invito esteso a paesi consumatori e produttori per un dialogo “libero da pregiudizi politici e luoghi comuni”.<sup>22</sup>

---

<sup>19</sup> J. Borrell, “EU’s Borrell fires back at Putin by saying gas price surge is political”, 18 ottobre 2021.

<sup>20</sup> M. Kurtyka, Minister of Climate and Environment, 19 ottobre 2021; W. van Gaal, “MEPs Suspect Gazprom Manipulating Gas Price”, *EU Observer*, 17 settembre 2021.

<sup>21</sup> V. Putin, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>22</sup> V. Putin, Russian Energy Week International Forum Plenary Session, President of Russia, 13 ottobre 2021.

Paradossalmente, lo stesso Ceo della tedesca UNIPER ha descritto come un “vaccino” contro gli esorbitanti prezzi l’offerta del Cremlino verso possibili nuove forniture di gas.<sup>23</sup>

Secondo il Segretario del Consiglio di Difesa della Federazione Russa Patrushev, la crisi energetica ha mostrato come le tecnologie esistenti non rendano possibile una risposta adeguata all’economia attraverso l’utilizzo di fonti rinnovabili.<sup>24</sup> Dal punto di vista del vice-premier russo Novak, gli altissimi prezzi in questo frangente non sono in realtà direttamente correlati alla ‘semplice’ dinamica fra domanda e offerta, ma appaiono invece subire l’influenza di speculatori finanziari. Allo stesso momento, i prezzi così alti potrebbero accelerare la transizione verso le rinnovabili, le quali però sono considerate “meno efficaci” nello stabilizzare il mercato.<sup>25</sup>

Tab. 3.1 - Variazione esportazioni di gas russo verso i paesi europei 1 gennaio-15 novembre 2021

<b>Turchia</b>	<b>+98,1%</b>
<b>Germania</b>	+19,6%
<b>Italia</b>	+18,3%
<b>Romania</b>	+247,1%
<b>Serbia</b>	+92,9%
<b>Bulgaria</b>	+48,2%
<b>Polonia</b>	+7,3%
<b>Grecia</b>	+13,7%
<b>Slovenia</b>	+53,5%
<b>Finlandia</b>	+10,8%

Fonte: Gazprom

Se inizialmente i toni conciliatori utilizzati dalle autorità europee sono state ben accolte dai media russi,<sup>26</sup> alle accuse provenienti da più parti di un cosiddetto “armamento dell’energia” Putin ha bollato queste come affermazioni prive di sostanza e politicamente motivate.<sup>27</sup> Per il rappresentante di Mosca presso le istituzioni europee, il fatto che l’Europa

<sup>23</sup> K.-D. Maubach, “Putin clegka ochladil evropejsij energorynok clovecnymi intervencijami” (“Putin ha raffreddato il settore energetico europeo attraverso interventi umani”), *Vedomosti*, 8 ottobre 2021.

<sup>24</sup> N. Patrushev, “Patrušev ob’jacnil cel’ subsidirovanija Zapadom ‘zelenoj’ energetiki Ukrainy” (“Patrushev ha spiegato lo scopo dell’Occidente nel sovvenzionare l’energia ‘verde’ in Ucraina”), *Interfax*, 30 ottobre 2021.

<sup>25</sup> A. Novak e V. Putin, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>26</sup> D. Spinant, “Evrokomiccija otvetila na vopros ob otvetstvennosti Rossi za ceny na gaz” (“La Commissione europea ha risposto alla domanda sulla responsabilità della Russia per i prezzi del gas”), *RLA Novosti*, 6 ottobre 2021.

<sup>27</sup> V. Putin, Russian Energy Week International Forum Plenary Session, President of Russia, 13 ottobre 2021.

si trovi in una crisi energetica è un fatto oggettivo “un’altra cosa è che la Russia abbia una diretta relazione con questo fatto”.<sup>28</sup>

Anche la stessa Gazprom ha risposto alle insinuazioni, evidenziando come i volumi verso i mercati esteri non facenti parte del vecchio blocco sovietico siano cresciuti dell’8,3% nel periodo che va da gennaio a novembre del 2021 rispetto allo scorso anno. In particolare, strida che sia la Germania sia l’Italia, i maggiori acquirenti di gas russo in Europa occidentale, abbiano raggiunto e superato già a metà del mese di novembre 2021 l’intero volume di gas importato nell’intero 2020.<sup>29</sup> Non assumendosi alcuna responsabilità, per la compagnia di stato russa la crisi è stata causata da una carenza di GNL, la quale ha generato un “poker del gas” legato a contratti flessibili a breve termine inflazionati dall’azione di attori regionali.<sup>30</sup>

Sintetizzando, non vi è dubbio che Gazprom stia agendo nei propri interessi. Eppure, a un’analisi più attenta, questi appaiono maggiormente economici (il mantenimento di prezzi più alti nella componente a breve termine dei propri contratti) che politici,<sup>31</sup> laddove il nuovo gasdotto Nord Stream 2 fra Russia e Germania ha subito un nuovo stop che rischia di allungarne i termini della sua messa in funzione.<sup>32</sup>

Al netto delle pressioni internazionali sulla vicenda Nord Stream 2, è chiara l’influenza che le decisioni e dichiarazioni della Federazione Russa hanno ormai accumulato sui mercati europei. Nel corso del mese di ottobre e novembre 2021 diverse dichiarazioni e movimenti di flussi di gas sull’asse est-ovest hanno determinato importanti variazioni nei prezzi del gas naturale in Europa, sia in positivo che in negativo (Figura 3.1). Gli stessi rimangono tuttora ben al di sopra della media degli ultimi cinque anni, con chiare conseguenze anche per il mercato dell’elettricità.<sup>33</sup>

### ***Strumenti e strategie nel breve termine: come reagire alla crisi?***

#### **Unione Europea**

Convocato per dirimere i punti salienti della crisi energetica, il Consiglio europeo dei capi di stato del 21 e 22 ottobre ha portato a un sostanziale nulla di fatto. Invocando uno studio approfondito da parte della Commissione verso i comportamenti del mercato delle emissioni carboniche (Ets) e la persecuzione di ogni eventuale abuso, anche il meeting dei ministri

---

<sup>28</sup> V. Chizhov, “Moskva ne imeet otnošenja k energokrizicu, zjavil pospred Rossii pri ES” (“Mosca non ha nulla a che fare con la crisi energetica, ha affermato il rappresentante permanente della Russia presso l’UE”), *RIA Novosti*, 19 ottobre 2021.

<sup>29</sup> Gazprom, “Gazprom’ uže postavil v Germaniju i Italiju bol’she gaza, čem za ves’ prošlyj god” (“Gazprom ha già fornito più gas a Germania e Italia che in tutto lo scorso anno”), Press Release, 15 novembre 2021. Queste statistiche comprendono anche il volume di gas esportato verso la Repubblica Popolare Cinese.

<sup>30</sup> “Gazprom’e nazvali pričinu kkačaka cen na gaz Evrope”, (“Gazprom, è stata chiarita la ragione del balzo dei prezzi del gas in Europa”), *RIA Novosti*, 24 novembre 2021.

<sup>31</sup> F. Sassi, *La Domanda Record di Gas in Europa e le Strategie di Gazprom*, Focus Sicurezza Energetica n. 2/2021, Osservatorio di Politica Internazionale-ISPI, Maggio/Agosto 2021, pp. 27-44.

<sup>32</sup> A. Rinke e V. Eckert, “German Regulator’s Nord Stream 2 Move May Delay Commissioning to March”, *Reuters*, 17 Novembre 2021.

<sup>33</sup> E. Mazneva, “European Gas Prices Surge on Delays to New Russian Pipeline”, *Bloomberg*, 16 novembre 2021; K. Golubkova e N. Buli, “Russia Increases Gas Flows to Europe, and Prices Fall”, *Reuters*, 10 novembre 2021.

europei dell'Energia interamente dedicato all'incremento dei prezzi energetici e il confronto e discussione delle misure per mitigare la crisi del 26 ottobre non ha portato a nulla di risolutivo.<sup>34</sup>

Se la presidenza slovena ha rimarcato che la transizione verde non è parte del problema, i ministri europei si sono espressi favorevolmente all'intervento della Commissione a supporto delle misure adottate nei singoli stati, utilizzando i proventi del mercato Ets (emission trading scheme), e prevenendo le future fluttuazioni di prezzi. Inoltre, diversi ministri hanno invece preteso dalla Commissione una chiarificazione quanto più veloce sul ruolo di gas e nucleare nella nuova tassonomia finanziaria europea.

Secondo il Commissario all'Energia UE, la soluzione all'odierna situazione rimane l'implementazione del pacchetto Fit for 55, con un occhio di riguardo all'integrazione delle rinnovabili nella rete elettrica per favorire stabilità e prevedibilità del mercato e prevenire il ripetersi di altre crisi energetiche. Per Simson, anche il ruolo del gas è centrale per la transizione, ma il primo obiettivo della UE rimane la decarbonizzazione del settore. Sempre in tema, occorrerebbe un sistema di stoccaggio del gas più integrato, proteggendosi nei confronti della volatilità dei prezzi e incrementando la sicurezza dell'intero sistema. Secondariamente, occorre esplorare i benefici potenziali e il possibile funzionamento dell'acquisto congiunto di gas naturale, in linea con le regolamentazioni e competizione dei mercati.<sup>35</sup>

Una proposta per una revisione dell'intero mercato dell'elettricità, con importanti interventi per il gas, è stata avanzata da diversi ministri delle Finanze. Fra tutti, Spagna, Francia e Polonia hanno richiesto un legame più stretto fra i costi pagati dai consumatori e quelli medi per la generazione elettrica nei rispettivi mix energetici nazionali, oltre a misure che limitino la volatilità e la speculazione finanziaria sull'Ets.<sup>36</sup>

A questi però si è opposto un fronte di nove paesi europei, capitanati da Germania, Austria e Olanda, i quali hanno confermato la loro opposizione a ogni riforma del mercato interno del gas e dell'elettricità.<sup>37</sup> Lo scontro è andato in scena in entrambi i summit europei nell'ultima decade di ottobre, contribuendo allo stallo decisionale. In conclusione, decisioni di lungo periodo sono state rimandate all'incontro del Consiglio europeo di dicembre, mese in cui la Commissione dovrà anche deliberare il nuovo pacchetto legislativo per la riforma del settore gassifero.

Così facendo, si rischia però che ulteriori instabilità sui mercati acuiscano le differenze fra chi all'interno dell'UE si è espresso a favore di un continuo supporto al gas e chi invece ne

---

<sup>34</sup> Council of the European Union, Transport, Telecommunications and Energy Council (Energy), Meetings, 26 ottobre 2021.

<sup>35</sup> K. Simson, Speech by Commissioner Simson on the Communication on Energy Prices, Press Release, 13 ottobre 2021.

<sup>36</sup> Gobierno de Espana et. al., *Common Statement*, 6 ottobre 2021; F. Simon, Europe's Energy Price Hike Fuelled by Speculators, Spain and Poland Say, 25 novembre 2021.

<sup>37</sup> H. Edwardes-Evans, *Nine EU Member States Reject Need for Energy Market Reform or Climate Rethink*, S&P Global Platts, 25 ottobre 2021.



vorrebbe un lento e graduale declino nel mix energetico continentale.<sup>38</sup> Così come domandato dagli stati membri, il rapporto di Acer arrivato il 15 novembre denota come la crisi non sia da attribuire né alle regolamentazioni vigenti, respingendo così al mittente le richieste di una riforma interna all'UE, né alla predilezione dell'acquisto di gas naturale sul mercato a pronti, che ha preso piede in Europa nel corso dell'ultima decade. Allo stesso modo, il report non ha evidenziato manipolazioni del mercato né internamente, a opera di speculatori, né da parte di agenti esterni, come Gazprom.<sup>39</sup>

Internamente all'UE, i governi nazionali si sono caratterizzati per una grande eterogeneità nelle misure introdotte per affrontare la crisi. In quasi venti paesi gli esecutivi si sono attivati per colmare alcune deficienze sistemiche. In molti hanno trasferito somme, talvolta anche ingenti, ai gruppi più vulnerabili della popolazione nell'ottica di mitigare gli effetti di una crescente povertà energetica. Se il Governo belga ha rifinanziato il programma di aiuti statali per a circa 500.000 utenti (il 6% circa della popolazione) per 208 milioni di euro,<sup>40</sup> quello lituano ha scelto di rimandare la riforma nazionale del mercato dell'elettricità di almeno sei mesi e il Parlamento ha scelto di emendare cinque provvedimenti legislativi per impedire aumenti dal 50% a oltre l'80% per il gas naturale dal prossimo gennaio.<sup>41</sup>

Fra i più attivi su questo fronte, il governo spagnolo è intervenuto ripetutamente tagliando le accise sui consumi fino al 2022 e adottando tassazioni incrementali per le compagnie energetiche di circa 2,6 miliardi di euro. Sul finire di agosto, Madrid ha annunciato un incremento straordinario del bonus sociale per il riscaldamento del costo finale di 202 milioni di euro che andrà a coprire buona parte dei rincari per gli oltre 1,2 milioni di utenti in difficoltà.<sup>42</sup> Dopo aver accumulato diverse settimane di ritardo rispetto gli altri paesi europei, in Germania si sono susseguite numerose richieste per agevolare le famiglie a basso reddito nell'affrontare i rincari energetici (+25% in un solo anno). Così anche Berlino è intervenuta tagliando dal prossimo gennaio le tasse applicate ai consumatori e i cui proventi sono destinati al supporto alle rinnovabili. A tal fine, il governo utilizzerà 3,25 miliardi di euro provenienti dal sistema Ets in conformità con le misure supportate dalla commissione.<sup>43</sup>

### **Federazione Russa**

L'attenzione della leadership russa si è andata via via focalizzandosi sulle conseguenze della crisi energetica europea sull'economia. Anche in Russia la domanda di elettricità per il 2021 è in decisa crescita. Le previsioni da parte di *Системный оператор Единой энергетической системы* (Operatore di sistema del sistema energetico unificato - SO) che si occupa della

---

<sup>38</sup> E. Krukowska e J. Ainger, "Energy Crisis Divides European Nations at Emergency Meeting", *Bloomberg*, 25 ottobre 2021.

<sup>39</sup> Acer, ACER'S preliminary Assessment of Europe's High Energy Prices and the Current Wholesale Electricity Market Design, novembre 2021.

<sup>40</sup> *L'Echo*, "Budget 2022: Ce Qu'Il Faut Retenir de la Communication du Gouvernement", 13 ottobre 2021.

<sup>41</sup> S. Balčiūnaitė, "Lithuanian Parliament Passes Plan to Mitigate Energy Price Hikes", *LRT*, 4 novembre 2021.

<sup>42</sup> I. Fariza, "El Gobierno Amplia Hasta 90 Euros Las Ayudas Para Calefacción En Los Hogares Vulnerables Y Duplica El Bono Social Electrico", *El País*, 26 ottobre 2021.

<sup>43</sup> "Germany Slashes Energy Surcharge to Help Consumers Weather Soaring Prices", *Reuters*, 15 ottobre 2021; "German Local Authorities Demand Reduction in Energy Prices", *The Local*, 1 novembre 2021.



trasmissione centralizzata di elettricità nella Federazione ha previsto che la domanda di elettricità in Russia si assesterà a un +5% annuale, un record nell'ultimo decennio e legato a un ritorno della crescita industriale e alti consumi.<sup>44</sup> Anche in questo caso, l'incontro dello scorso 6 ottobre appare rivelatore. Il Ceo di Inter RAO, la compagnia di stato nel settore dell'elettricità e unica esportatrice/importatrice nella Federazione ha sottolineato come, a differenza del resto dell'Europa il costo dell'elettricità in Russia abbia subito soltanto leggeri incrementi, del 3,7% e inferiori allo stesso tasso d'inflazione (al 6% circa).<sup>45</sup> Un dato che rivela uno dei vantaggi strategici della Russia nei confronti di altre realtà politiche e industriali.

Se le *utilities* del nostro continente si trovano oggi a far fronte a costi incrementati per le forniture, nella Federazione Russa le compagnie energetiche stanno festeggiando guadagni insperabili sino a pochi mesi fa. Trainata dall'indice che fa capo alle compagnie di petrolio e gas, lo scorso ottobre la borsa di Mosca ha raggiunto il suo picco storico.<sup>46</sup> Un modello di efficienza energetica che lo stesso Putin ha invece rimarcato essere messo in dubbio dalle autorità europee attraverso un uso strumentale della lotta al raggiungimento della neutralità carbonica e un "armamento" dell'agenda climatica per infierire un duro colpo alla competitività dell'economia russa. Un tema questo su cui Mosca si dice aperta al dialogo, tenendo però in considerazione gli interessi di tutte le parti sul mercato energetico globale.<sup>47</sup>

Definendo la situazione come "fuori dal nostro controllo", è stato lo stesso Putin a focalizzare l'attenzione della leadership russa sui possibili scenari ed effetti del rialzo dei prezzi su svariate industrie gas-intensive; fra questi vi sarebbe anche la possibilità che nel prossimo futuro i consumi di gas calino, ostacolando la normale operatività di Gazprom.<sup>48</sup> Anche il vice-primo ministro Novak ha indicato come gli effetti negativi dei prezzi energetici si stiano riverberando sull'operatività degli impianti petrolchimici e la disponibilità di fertilizzanti, con contraccolpi imprevedibili su interi filoni dell'industria alimentare che dall'Europa o dalla regione dell'Asia-Pacifico potrebbero influenzare le filiere russe.<sup>49</sup>

Su richiesta quindi del presidente della Federazione, il governo è stato chiamato ad anticipare possibili conseguenze negative, inclusi effetti sui prodotti metallurgici e industria alimentare.<sup>50</sup> Per garantire la prossima semina dei raccolti nelle regioni più produttive della Federazione, il governo ha ricevuto dalle compagnie russe impegnate nell'export di fertilizzanti l'impegno a rifornire il mercato interno a prezzi fissati sui livelli medi del periodo

---

<sup>44</sup> P. Smertyna, "Energija Vysokogo Sprosa" ("Energia ad alta domanda"), *Kommersant*, 12 ottobre, 2021

<sup>45</sup> B. Kovalchuk, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>46</sup> V. Gaidarov, "Syr'evoj magint" (Magnetite grezzo), *Kommersant*, 10 ottobre 2021. L'indice relativo alle compagnie Oil&Gas russe ha guadagnato il 33,5%, capitanate da Gazprom, seguita da Novatek e Rosneft, rispettivamente cresciute del 70%, 52% e 45%.

<sup>47</sup> V. Putin, Russian Energy Week International Forum Plenary Session, President of Russia, 13 ottobre 2021.

<sup>48</sup> V. Putin, Meeting with Government Members, President of Russia, 20 ottobre 2021.

<sup>49</sup> A. Novak, Meeting with Government Members, President of Russia, 20 ottobre 2021.

<sup>50</sup> *Tass*, "Putin poručil pazrabortat' mery po nejtralizacii energokrizisa v Evrope" ("Putin incaricato di sviluppare misure per neutralizzare le conseguenze della crisi energetica in Europa nella Federazione Russa, 25 ottobre 2021).

maggio-luglio 2021. Così, sino al maggio del prossimo anno, prezzi e volumi saranno decisi a livello statale, evitando così ulteriori possibili rincari.<sup>51</sup>

Il vice-primo ministro Novak ha affermato che la Russia è “pronta al dialogo” con i propri partner europei e aiutare l’Europa a recuperare i volumi mancanti di gas naturale. Questo non soltanto per quanto riguarda l’attuale stagione gasifera, visto che questa situazione “non si può escludere possa accadere ancora”. Anche per Novak, i politici europei stanno rimbalzando su altri la propria responsabilità nell’essere causa della situazione attuale, non volendo ammettere l’azzardo di una scommessa spropositata sulle rinnovabili e indicando invece nella Federazione Russa la responsabile della stessa crisi.<sup>52</sup>

Per la risoluzione della crisi attuale, Novak ha sottolineato l’importanza della certificazione anticipata di Nord Stream 2, incluso un eventuale utilizzo del gasdotto in anticipo rispetto agli stessi tempi previsti dal processo giuridico in corso in Germania, e l’offerta di volumi addizionali di gas naturale sulla piattaforma elettronica in cui Gazprom opera da alcuni anni in Europa.<sup>53</sup> La proposta ha ricevuto il sostegno di Putin, il quale ha evidenziato a tal proposito come le dinamiche di produzione, trasmissione e consumo di gas naturale si differenzino da altri mercati maggiormente liquidi, incluso il petrolio e i suoi derivati. Il presidente della Federazione ha anche sottolineato come la posizione russa sia stata nel corso degli ultimi due decenni snobbata dai rappresentanti della Commissione e gli esperti incaricati da Bruxelles di dirimere i vari contenziosi aperti con Mosca sul tema.<sup>54</sup>

### *Cosa fare nel futuro?*

#### **Unione Europea**

Nel pieno della crisi energetica e con alte probabilità che l’inverno porti ulteriori stravolgimenti del mercato, l’obiettivo di lunga durata della Commissione rimane quello di diminuire la dipendenza da fonti fossili e gas naturale, accelerando invece di rallentare la transizione verso una transizione alle rinnovabili affinché tutti possano usufruirne.<sup>55</sup> Tuttavia, dopo diversi mesi di continua volatilità dei mercati, appaiono evidenti i segnali che visioni nazionalistiche della transizione energetica si stiano rafforzando in Europa.

Il rischio è che, oltre a strategie di breve termine messe in piedi degli esecutivi, queste filtrino anche all’interno della stessa commissione, influenzandone o peggio ancora, mandandone in stallo il processo decisionale per colpa di veti intrecciati. Ad esempio, il ministro delle Finanze francese Bruno Le Maire ha presentato a Bruxelles un piano per limitare l’effetto deleterio dei costi crescenti di gas ed elettricità che “mettono a repentaglio

---

<sup>51</sup> O. Mordyushenko e A. Polukhin, “Udobrenija ubrali s rynka” (“Fertilizzanti rimossi dal mercato”), *Kommersant*, 22 novembre 2021.

<sup>52</sup> A. Novak, “Novak predupredil Evropu o vozmožnom povtorenni energokrizisa” (“Novak ha avvertito l’Europa di una possibile ripetizione della crisi energetica”), *Interfax*, 16 ottobre 2021.

<sup>53</sup> A. Novak, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>54</sup> V. Putin, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>55</sup> F. Timmermans, *European Parliament plenary Debate on Fit for 55 After Presentation of IPCC Report*, European Commission, Speech, 14 settembre 2021.

la sostenibilità sociale ed economica della transizione energetica”. Nella proposta di riforma presentata da Parigi vi è l’introduzione di uno “stabilizzatore automatico” che trasferisca i guadagni nel mercato elettrico dai produttori a fornitori e consumatori.<sup>56</sup>

Anche lo stesso commissario al Mercato e Servizi Interni, il francese Thierry Breton, si è espresso a favore di una revisione del mercato elettrico interno all’Unione, segnalando come anche i membri più indipendenti da fonti fossili abbiano visto i prezzi alzarsi oltre soglie mai viste prima.<sup>57</sup> Una proposta, quella francese, che creerebbe un divario insolubile fra i paesi consumatori di gas e chi, come Parigi, poggia su altre fonti nel proprio mix energetico. Su tutti, creerebbe un contenzioso aperto con il nuovo governo tedesco formato da socialisti, verdi e liberali, i quali puntano sul gas come fonte di supporto per la transizione da nucleare e carbone alle rinnovabili. Per Berlino, si parla di costruire nuove centrali durante il prossimo decennio fino ad aumentare di un terzo l’attuale generazione disponibile.<sup>58</sup>

Il report di Acer suggerisce che l’accoppiamento e l’integrazione del mercato dell’elettricità nel breve termine è la più efficiente forma per tutelare i consumatori finali. L’attenzione dei *policymakers* dovrebbe quindi concentrarsi sulla rimozione delle barriere nell’interconnessione fra i diversi mercati e di formulazione dei prezzi. Secondo Acer, entro una decade i *benefit* possibili si attestano a circa 300 miliardi di euro mentre una ridefinizione delle regole del mercato interno, così come auspicato da alcuni paesi, non otterrebbero risultati altrettanto positivi.<sup>59</sup>

Alla proposta francese è seguito il freddo ammonimento del commissario all’Economia Paolo Gentiloni per cui in un periodo di così intensa pressione politica approntare riforme repentine sarebbe pericoloso. Secondo Gentiloni, con ogni probabilità gli sviluppi negativi del mercato sono infatti “soltanto temporanei”.<sup>60</sup> Invece, il rischio vero per l’UE rimane quello della “fuga solitaria” in avanti. Risulta però chiaro che, di fronte alle attuali condizioni, si necessiti di “tarare la velocità” della transizione per assicurarne il compimento.<sup>61</sup>

Un segnale inequivocabile del fatto che la Commissione stia rivedendo i propri intenti, anche alla luce della recente crisi, è venuto dalla stessa presidente della Commissione, la quale ha chiarito come durante il processo di transizione sia gas sia nucleare saranno fonti necessarie all’UE e per questo dovrebbero essere incluse nella nuova tassonomia energetica. In particolare, impianti a gas dovranno emettere al massimo 340g CO<sub>2</sub>/kWh, conto i 100g CO<sub>2</sub>/kWh consigliati nel 2020 dal gruppo tecnico di esperti per la finanza sostenibile.<sup>62</sup> Secondo le indiscrezioni, ci sarebbe proprio Parigi, intenta a creare un vasto fronte

---

<sup>56</sup> W. Horobin, “France Demands Energy-Market Shake Up as Europe Resists”, *Bloomberg*, 8 novembre 2021.

<sup>57</sup> T. Breton, “Energy Crisis and Dependencies: We Must Anticipate the Transition”, Blog Post, 13 ottobre 2021.

<sup>58</sup> N.J. Kurmayer, “New German Coalition Aims for 80% Renewable Power by 2030, More Gas as Back-Up”, *Euractiv*, 25 novembre 2021.

<sup>59</sup> Acer (2021), pp. 12-14.

<sup>60</sup> I. Rogers, “EU’s Gentiloni Warns France Against ‘Risky’ Energy Market Revamp”, *Bloomberg*, 14 novembre 2021.

<sup>61</sup> P. Gentiloni, “Gentiloni Vede 2 Grandi Rischi Sulla Transizione Energetica”, *AskaNews*, 13 novembre 2021.

<sup>62</sup> F. Simon, “Leaked: Paper on Gas and Nuclear’s Inclusion in EU Green Finance Rules”, *Euractiv*, 3 novembre 2021.

diplomatico nell'UE, dietro la proposta. Durante Cop26, lo stesso vice-presidente della commissione ha segnalato che gli investimenti nel gas naturale, laddove sono temporanei e destinati all'uscita del carbone dal mix energetico, possono essere giustificati in Europa.<sup>63</sup> E proprio sullo sfondo di COP26 è andato in scena anche l'ennesimo episodio della querelle fra i paesi a favore di una inclusione del gas naturale e contrari a quella del nucleare nella tassonomia verde europea, quando ben cinque paesi UE hanno dichiarato congiuntamente che l'inclusione del nucleare avrebbe danneggiato permanentemente "l'integrità, la credibilità e quindi l'utilità" della stessa tassonomia.<sup>64</sup>

Descritta come troppo flebile e slegata al suo interno, l'UE ha ricevuto diverse critiche rispetto la propria incapacità di tenere le redini delle negoziazioni a livello internazionale ed è stata bollata come il "leader mancante" dei negoziati sul clima.<sup>65</sup> La possibile inclusione di gas e nucleare nella tassonomia verde europea ha già suscitato forti reazioni negative a livello internazionale.

La Net-Zero Asset Owner Alliance, parte di un più ampio conglomerato finanziario con oltre 130 trilioni di capitali indirizzati verso la transizione, ha dichiarato che si opporrà a una simile decisione.<sup>66</sup> Le conseguenze potrebbero portare così a un minore interesse del gruppo a investire negli asset europei, influenzando anche altri investitori internazionali, facendo mancare capitali essenziali alla stessa transizione verso le rinnovabili e il raggiungimento degli obiettivi inclusi nel pacchetto Fit-for-55.

### **Federazione Russa**

Per il Cremlino, le prossime due-tre decadi saranno di fondamentale importanza per tutelare sia gli interessi nazionali che la sostenibilità ambientale. A livello globale la domanda di idrocarburi continuerà a crescere: il petrolio sino al 2045, il carbone sino al 2035 circa, mentre il consumo di gas continuerà ad aumentare più velocemente. Per quanto riguarda lo sviluppo in campo energetico, l'attenzione dovrebbe ricadere sullo sviluppo di piccole centrali nucleari, energie rinnovabili e idrogeno, così come energia mareomotrice.<sup>67</sup>

In tema di produttività, nuove infrastrutture, sia nell'Artico che per via terrestre, garantiranno agli investitori del settore del petrolio e gas risorse a "prezzi ragionevoli nei prossimi 20-30 anni" e una continua flessibilità dell'intero sistema energetico.<sup>68</sup> A far eco a queste parole, Shulginov ha precisato come il cambiamento della struttura del settore

---

<sup>63</sup> J. Ainger e E. Krukowska, "EU's Climate Chief Signals Natural Gas Will Be Included in Green Transition", *Bloomberg*, 11 novembre 2021.

<sup>64</sup> Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Joint Declaration for a Nuclear-Free Taxonomy, 11 novembre 2021.

<sup>65</sup> K. Mathiesen, "EU Accused of Being the 'Missing Leader' on Climate Talks", *Politico*, 11 novembre 2021.

<sup>66</sup> J. Ainger e A. Marsh, "Net-Zero Alliance Plans to Reject Gas, Nuclear as Green Assets", *Bloomberg*, 8 novembre 2021.

<sup>67</sup> V. Putin, Meeting on Development of the Energy Industry, President of Russia, 6 ottobre 2021.

<sup>68</sup> P. Sorokin, "Pavel Sorokin: «Cozdanie infrastruktury moščnostej pozvolit investoram postavljat' resursy po razumnym zenam v bližajšie 20-30 let»" (Pavel Sorokin: "La creazione di infrastrutture consentirà agli investitori di fornire risorse a prezzi ragionevoli nei prossimi 20-30 anni"), 7 Ottobre, 2021.

energetico globale debba avvenire con bilanciamento e moderazione, garantendo l'accesso universale a moderne fonti energetiche "poco costose, affidabili e sostenibili".<sup>69</sup> In tal senso, la Federazione Russa continuerà a rifornire il mercato di gas come elemento chiave per garantire la sicurezza energetica e la transizione.

Rivelatore dello stretto legame che esiste per la Russia fra sicurezza energetica e climatica è stato il discorso pronunciato da Putin durante il secondo giorno del G20 di Roma. Minacciata dal rialzo delle temperature, il paese si impegna a ridurre le emissioni di gas serra, modernizzando l'economia e migliorando l'efficienza energetica secondo i trattati internazionali sottoscritti da Mosca. Chiave, dal punto di vista internazionale, è l'interesse a mostrarsi come una potenza nel campo della produzione di energia a bassa intensità carbonica, anche attraverso gas e nucleare, riducendo l'intensità carbonica del paese negli ultimi 20 anni. Chiara in tal senso è anche la volontà di mantenere competitiva la propria economia, anche dopo l'introduzione della cosiddetta Carbon Border Tax (CBAM) da parte di Bruxelles.<sup>70</sup>

Per Mosca, la formulazione di risposte concrete all'interdipendenza fra economia e tutela dell'ambiente, deve lasciare ogni paese indipendente nell'implementazione dell'Accordo di Parigi mentre la bilancia energetica non può essere calcolata a detrimento della sicurezza energetica e ambientale, cercando in qualche modo di slegare gli effetti dell'eccessivo consumo di idrocarburi dalle cause che indeboliscono la stessa stabilità dei sistemi energetici e sociali.<sup>71</sup>

Contro quelli che sono considerati da parte del governo vuoti slogan indirizzati alla neutralità carbonica, il pragmatismo viene richiamato come principio guida per accertarsi che "6,5 miliardi di persone che vivono in paesi in via di sviluppo ricevano la loro energia".<sup>72</sup> Per il vice ministro all'energia Sorokin, la Russia rimane un paese dal grande potenziale in termini di produzione di energia da fonti rinnovabili e centrale rimane l'introduzione di nuove tecnologie capaci di adattarsi velocemente alla transizione, "garantendo obblighi sociali e creando una riserva per il futuro." Nei fatti, un nuovo ciclo economico legato all'agenda ambientale è alle porte e occorrono incentivi per le compagnie in modo che queste si integrino in nuove filiere produttive.<sup>73</sup>

A fronte di ciò, l'avvento di una nuova stagione per solare ed eolico nel sistema energetico russo sembra ancora lontano dal realizzarsi. SO ha infatti recentemente proposto di limitare

---

<sup>69</sup> N. Shulginov, "Nikolaj Šul'ginov: «My sčitaem dostup k gazu ključevym uslovuem energetičeskoj bezopasnosti, pozvoljajuščim osuščestvit' energetičeskij perechod»" ("Nikolay Shulginov: "Consideriamo l'accesso al gas una condizione chiave per la sicurezza energetica, che consente una transizione energetica"), Ministero dell'Energia della Federazione Russa, 16 Novembre 2021.

<sup>70</sup> V. Putin, G20 Summit Second Session, President of Russia, 31 ottobre 2021.

<sup>71</sup> N. Patrushev, "Patrušev ob'jasnil zel' subsidirovaniya Zapadom "selenoj" energetiki Ukrainy" (Patrushev ha spiegato lo scopo dell'Occidente nel sovvenzionare l'energia "verde" in Ucraina), *Interfax*, 30 ottobre 2021.

<sup>72</sup> P. Sorokin, "Pavel Sorokin: «My vse ob'edineny ednoj zel'ju - dostič' klimatičeskoj nejtral'nosti»" ("Pavel Sorokin: «Siamo tutti uniti da un obiettivo comune: raggiungere la neutralità climatica»), Ministero dell'Energia della Federazione Russa, 15 novembre 2021.

<sup>73</sup> P. Sorokin, "Pavel Sorokin: «V časti energoperechoda Rossija - odin iz naibolee nedoosenennykh rykov»" ("Pavel Sorokin: «In termini di transizione energetica, la Russia è uno dei mercati più sottovalutati»), Ministero dell'Energia della Federazione Russa, 9 luglio 2021.

la costruzione di nuove fonti rinnovabili nelle regioni maggiormente produttive del paese per evitare sovraccarichi nel sistema. Invece di procedere verso un'integrazione più marcata della rete, SO avrebbe optato per limitare i costi e cercando di indirizzare nuovi parchi eolici e solari verso altre regioni. Una decisione che rischia di avere ripercussioni finanziarie sullo sviluppo dell'intero settore delle rinnovabili.<sup>74</sup>

Sfruttando il palcoscenico internazionale del G20, Putin ha anche sottolineato come la Russia giochi un ruolo essenziale nella stabilità dei mercati energetici, come in occasione dell'accordo Opec Plus e la cooperazione con l'Arabia Saudita. Per assicurare infatti energia a buon mercato, la responsabilità dovrebbe ricadere sui paesi consumatori, impegnati a garantire gli interessi di lungo termine dei produttori energetici con l'obiettivo finale di ristabilire l'economia e la garanzia di standard energetici in tutti i paesi del G20.<sup>75</sup>

Sulla stessa lunghezza d'onda, il vice-premier russo Novak ha sostenuto come si necessitano una "pianificazione" e "bilanciamento fra domanda e offerta", al fine di estinguere l'odierna crisi e impedirne altre in futuro. Per Novak, non saranno né le politiche per le rinnovabili all'interno dell'Unione né "l'invisibile mano del mercato" a sbrogliare la matassa dello strettissimo legame fra sicurezza energetica e climatica. È invece necessario un approccio "più sobrio e ragionevole" al tema, salvaguardando le esigenze della popolazione. Ecco, dunque, che il ritmo dello sviluppo e le metodologie adottate per favorire il processo della transizione rappresentano elementi primari che, se mal organizzati, possono causare crisi come quella odierna.<sup>76</sup>

Al fine di legare interdipendenza energetica e sostenibilità ambientale, la Federazione Russa ha da poco approvato una prima "tassonomia verde" che ha l'ambizione di allineare il paese alle iniziative internazionali in tema e sviluppare un mercato di "progetti verdi" fra i più grandi al mondo, attirando finanziamenti internazionali.

Con un occhio particolare all'evoluzione del dibattito in Europa, la strategia allinea la soglia di 100g CO<sub>2</sub>/kWh per la generazione elettrica agli impianti a gas e potrebbe creare un incentivo nodale per uno sviluppo sostenibile del settore.<sup>77</sup> Fondamentali per la decarbonizzazione dell'intera filiera produttiva, di trasmissione e consumo rimane lo sviluppo di sistemi di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub>, l'obiettivo qui è di neutralizzare dal 70% al 90% delle emissioni lungo tutta la catena e facendo del gas naturale un bastione della transizione russa.<sup>78</sup>

---

<sup>74</sup> P. Smertina, "Zelenuju generaziju stavjat na mesto" ("La generazione verde è stata messa in atto"), *Kommersant*, 23 novembre 2021.

<sup>75</sup> V. Putin, First Session of the G20 Summit, President of Russia, 30 ottobre 2021.

<sup>76</sup> A. Novak, "Buduščee tradizionnoj energetiki: gotov li mir orkazat'sja ot urlevodorodov" ("Il futuro dell'energia tradizionale: il mondo è pronto a rinunciare agli idrocarburi?"), *Vedomosti*, 15 ottobre 2021.

<sup>77</sup> VEB.RF, "Climate Bonds Initiative, Russian Federation Adopts Green Taxonomy Matches 100g CO<sub>2</sub> Gas-Power Threshold in EU Parliament's Approved Act", Joint Media Release, 10 novembre 2021.

<sup>78</sup> P. Sorokin, "Rossija uže segodnja zanumaet odno iz ključevykh mest v kontekste global'nogo energoperechoda" ("La Russia occupa già uno dei posti chiave nel contesto della transizione energetica globale"), 10 Novembre 2021.



## *Conclusioni*

L'analisi delle narrazioni, percezioni e implicazioni della crisi energetica che ha avuto inizio nel 2021 evidenzia in primo luogo come il differente punto di vista di Unione Europea e Federazione Russa renda le posizioni dei due attori politici centrali nella ricerca difficilmente conciliabili. Da una parte, le autorità di Bruxelles hanno indicato nei combustibili fossili, e implicitamente i paesi produttori, come gli elementi di criticità del sistema energetico globale. Partendo da questa considerazione, gli investimenti nelle rinnovabili rappresentano per i *policymakers* europei la principale strada da intraprendere per terminare, quanto prima possibile, la dipendenza dagli idrocarburi. Questo implicherebbe un naturale incremento dell'autosufficienza energetica, oltre che a fornire un modello di sviluppo sostenibile e, sempre secondo Bruxelles, esportabile verso altre realtà in tutto il globo.

A Mosca invece, l'attuale fase di instabilità dei mercati e volatilità dei prezzi è letta come la ripercussione di una transizione male o scarsamente governata. Lo stesso processo sarebbe stato abbandonato dall'Occidente alle manipolazioni e speculazioni del mercato energetico. Perciò, la soluzione della crisi è tanto politica quanto industriale e tecnologica.

Laddove gli investimenti devono essere rivolti a rendere l'intero sistema energetico maggiormente sostenibile, è il pragmatismo il principio guida della strategia energetica russa per estinguere la crescita dei prezzi e bilanciare domanda e offerta a livello globale. Incapaci di realizzare una piena transizione con gli strumenti a oggi esistenti, sia i paesi produttori che consumatori sono chiamati a dirimere le proprie diatribe attraverso un dialogo tra pari, in cui l'orizzonte comune sia il lungo periodo e una programmazione di carattere politico che sostituisca la "*mano libera del mercato*" e indirizzata alla costituzione del futuro sistema energetico globale.

Separate da quello che appare come un incolmabile divario prospettico, Unione Europea e Federazione Russa non osservano soltanto la crisi da posizioni antitetiche ma indicano, come se non bastasse, strumenti incompatibili fra loro nella risoluzione della diffusa inquietudine dei mercati, con inevitabili conseguenze politiche. Nel momento in cui sta aumentando il divario strategico fra paesi poveri di risorse energetiche e le economie basate sulla loro produzione ed esportazione, un punto di incontro potrebbe arrivare dal carsico spostamento di posizioni prima ritenute inamovibili all'interno dell'UE nei confronti del gas naturale e del settore nucleare.

Mentre sul secondo un dialogo appare davvero complicato, a ragion veduta della grande sensibilità in materia di cooperazione nel settore in termini di sicurezza, la presa di posizione di diversi attori politici a favore di una riconsiderazione del ruolo del gas nel mix energetico europeo dei prossimi 10-20 anni potrebbe costituire un primo punto strategico nel dialogo fra Bruxelles e Mosca. Sopra di questo si potrebbe infatti instaurare un tavolo negoziale con un orizzonte geografico e temporale chiaro e condiviso, nei pieni interessi di entrambe le parti, rispettivamente finalizzando la transizione dal carbone (e dal nucleare laddove previsto) e dall'altra consentire una graduale e completa decarbonizzazione del settore del gas naturale russo, senza minacciarne l'esportazione verso l'Europa e senza mettere in pericolo una stabilità economica russa così intrinsecamente legata alla sua produzione e utilizzo. Per far ciò, occorre che una nuova tassonomia europea certifichi chiaramente quale prospettiva il

gas naturale potrà avere nel futuro dell'Europa, rendendo a mercato e investitori il quadro meno precario e variabile possibile.

Dall'altra, occorrerebbe che la Federazione Russa mostrasse senza indugi l'interesse alla stabilizzazione dei prezzi energetici, la cui crescita mette a rischio la stessa domanda e sicurezza dei paesi produttori. In tal senso, un ritorno all'utilizzo della piattaforma con cui Gazprom può offrire gas naturale nel breve periodo ai consumatori europei, ormai ferma da più di un mese e mezzo, garantirebbe le componenti meno elastiche della domanda europea di gas ed elettricità, rafforzando un capitale politico imprescindibile nel dialogo fra Mosca e Bruxelles come quello riguardante la sicurezza energetica.



## 4. La transizione verde russa e l'Unione europea: sfide e opportunità

*Elena Maslova, Eleonora Tafuro Ambrosetti*

Accelerare la transizione globale verso un'economia a basse emissioni di carbonio richiede collaborazione internazionale, soprattutto tra attori rilevanti quali l'Unione Europea (UE) e la Russia. Quest'ultima (ad oggi il maggiore esportatore netto di petrolio e gas al mondo) contribuisce a peggiorare la crisi climatica, ma ne subisce anche gli effetti pesantemente. Proprio per questo e alla luce di pressioni internazionali, derivanti anche dal Green Deal europeo, negli ultimi anni Mosca ha messo a punto una strategia di riduzione delle emissioni di carbonio per raggiungere la neutralità carbonica nel 2060. Questa analisi esamina in dettaglio il ruolo e la strategia della Russia nel processo di transizione verde, soffermandosi sulle principali divergenze e potenziali fonti di scontro con l'UE, ma evidenziando al contempo le possibilità di cooperazione, in particolare con l'Italia.

### *La Russia: un attore energetico e geopolitico cruciale, soprattutto per l'UE*

Quando si parla di questioni ambientali nello spazio post-sovietico, tutti gli occhi sono puntati sulla Russia, data la sua **importanza geopolitica ed energetica**. La produzione di gas e petrolio in Russia ha registrato il più grande calo volumetrico di qualsiasi altro paese nel 2020, eppure Mosca rimane il **maggiore esportatore netto al mondo di petrolio e gas**.<sup>79</sup> La Russia è il secondo maggiore produttore di gas al mondo e il terzo produttore di petrolio, con il 17% e il 12% della produzione mondiale, rispettivamente.

Nonostante Mosca abbia intensificato la cooperazione energetica con Pechino e aumentato l'export di gas anche grazie al gasdotto Power of Siberia, **l'UE rimane un cliente strategico** per i combustibili fossili russi, soprattutto per il gas: per l'UE in aggregato, l'import di gas russo nel 2020 era del 30% sul totale, facendo della Russia la prima fonte di approvvigionamento. In particolare, Germania, Italia e Paesi Bassi sono indicati come i maggiori clienti di Gazprom al mondo (escludendo Turchia e paesi dell'area post-sovietica).<sup>80</sup>

Anche a causa dell'intensa produzione di energia da combustibili fossili, Mosca è spesso sotto accusa a causa della sua pesante "impronta ecologica". In effetti, adottando una prospettiva di lungo periodo, la Russia (nella forma di Impero Russo, Unione Sovietica e Federazione Russa) è quarta per emissioni globali cumulative di CO<sub>2</sub> dal 1750 a oggi. La Federazione rimane d'altra parte ancora oggi un forte **inquinatore**, anche se **in misura molto minore rispetto ad altri paesi del G20**, in primis Usa e Cina.

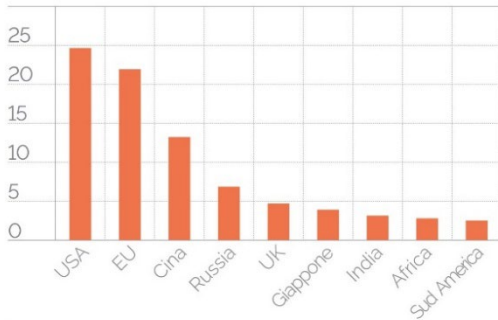
---

79 BP. *Statistical Review of World Energy – 2021 Russia's energy market in 2020*.

80 Statista, *Gazprom's leading customer countries beyond former Soviet Union states (FSU) based on gas sales volume in 2020*, 24 settembre 2021.

## Chi ha contribuito di più all'inquinamento?

Quota (%) delle emissioni globali cumulative di CO<sub>2</sub> tra il 1750 e il 2019



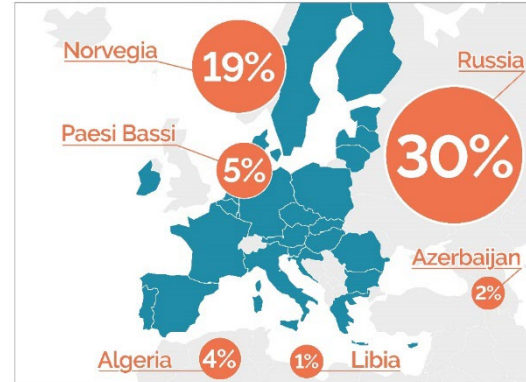
Fonte: OWID

ISPI

## Da dove importa gas l'Europa?

ISPI

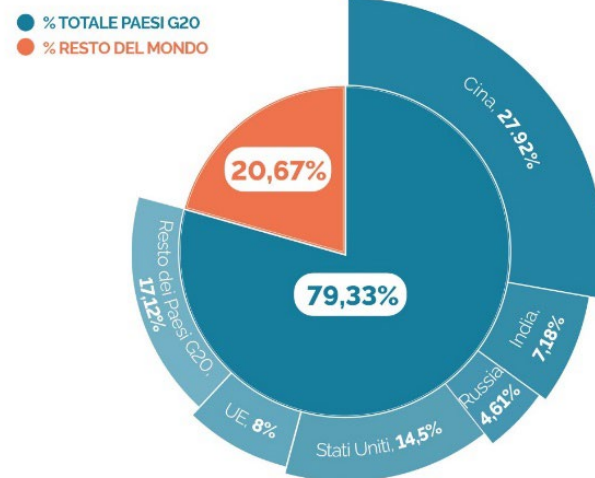
Quota (%) sul totale di gas importato dalla UE



Fonte: BP

## Quanto inquina il G20?

Quota (%) delle emissioni annue globali di CO<sub>2</sub>\*



\*Francia, Germania, e Italia considerate all'interno dell'UE  
Fonte: OWID

ISPI

La Russia è inoltre particolarmente **esposta al cambiamento climatico**, che sta sciogliendo il permafrost che copre il 65% della massa continentale, con conseguenze ambientali gravissime. Il paese è stato recentemente teatro di gravissimi incidenti sia legati al cambiamento climatico sia dovuti alla mano dell'uomo: dalla fuoriuscita di petrolio in Siberia del giugno 2020 – che, con oltre 21.000 tonnellate di diesel riversate nell'Oceano Artico, è uno delle più grandi incidenti di questo tipo nella storia della Russia – fino agli incendi in Yakutia della scorsa estate.

Desta infine attenzione anche la **strategia russa sull'Artico**, dove le ingenti risorse energetiche tessono una rete di interessi comuni, ma anche competizione geopolitica fra paesi artici e non artici, ivi compresa la Cina. L'Artico ospita circa il 22% del petrolio e del gas naturale non ancora scoperti della Terra: più di 60 grandi giacimenti, 43 solo nell'Artico russo, sono stati scoperti dall'inizio degli anni Sessanta. Gli interessi geoeconomici ed energetici russi insieme ad altri fattori internazionali quali la crescente assertività cinese e la sua relazione conflittuale con gli Stati Uniti hanno portato ad una "rinnovata competizione di grandi potenze" intorno alla regione dell'Artico.

La Russia, dunque, rappresenta un attore geopolitico ed energetico cruciale, i cui "destini" economici e geopolitici rimangono ancora saldamente legati all'Unione europea. È dunque naturale che la **svolta verde europea** – e di attori energetici fondamentali come la Cina o l'Arabia Saudita – verso la neutralità carbonica costituisca una grossa **sfida** per la Russia. Eppure, come evidenziato nella sezione seguente, tale svolta offre anche delle interessanti **opportunità** per la diversificazione economica russa e per la sua transizione energetica.

### *Le ricadute del Green Deal europeo e i "pilastri" della strategia russa*

Il Green Deal rappresenta un pilastro fondamentale per la strategia economica di Bruxelles, così come per la sua politica estera.<sup>81</sup> L'UE, attraverso la politica sul clima, lancia un messaggio al mondo: il cambiamento climatico non ha vincitori né vinti, trattandosi di una sfida transnazionale. Per la Russia, il Green Deal europeo rappresenta tuttavia una grande sfida: **il calo prospettico della domanda di energia russa** minaccia una significativa riduzione delle entrate per il bilancio russo. Eppure, Mosca è anche conscia dei rischi economici e politici dell'inerzia in questo ambito e ha accelerato la propria strategia di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> che aveva avviato già da alcuni anni.

La riduzione delle emissioni è l'obiettivo fissato dalla **Strategia per lo sviluppo a basse emissioni di carbonio della Russia fino al 2050**,<sup>82</sup> approvata dal governo ad ottobre 2021. Questo documento è già stato rivisto più volte, l'ultima - nell'autunno del 2021, alla vigilia della conferenza COP26 di Glasgow. La Strategia ipotizza **due scenari**, uno inerziale e l'altro intensivo (target), in cui è previsto il raggiungimento della **neutralità carbonica entro il 2060**. Nello scenario target, si presume che le emissioni di gas serra saranno ridotte entro il 2050 del 60% rispetto al livello del 2019 e dell'80% rispetto al livello del 1990. È attualmente in fase di sviluppo una tabella di marcia per l'attuazione della strategia aggiornata, che sarà presentata nell'aprile 2022.

È degno di nota che per la prima volta la transizione energetica prevista nello scenario target venga descritta come uno dei fattori in grado di assicurare la **competitività dell'economia russa**; lo scenario inerziale, al contrario, è presentato come causa di

---

<sup>81</sup> Si veda E. Tafuro Ambrosetti, *The 'Climate Dimension' of EU Foreign Policy in the Neighbourhood*, Valdai Expert Opinions, 17 dicembre 2020,

<sup>82</sup> [Rasporyazheniye pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 29 oktyabrya 2021 g. № 3052-r. Pravitel'stvo Rossiyskoy Federatsii](#) (Disposizione del governo della Federazione Russa del 29 ottobre 2021 n. 3052-p. Governo della Federazione Russa.).

rallentamento del tasso di crescita economica. La Russia, come l'UE, ora riconosce dunque ufficialmente la transizione energetica come un'opportunità di crescita. Si rimarca inoltre come lo scenario *business-as-usual* non soddisfi in linea di principio l'obiettivo fissato dal presidente Vladimir Putin nel discorso all'Assemblea federale dell'aprile 2021<sup>83</sup> sulle emissioni di gas serra - che devono essere ridotte del 20% entro il 2024.

Lo scenario target postula dunque la neutralità climatica entro il 2060. La Russia è arrivata tardi rispetto all'Unione Europea, agli Stati Uniti e alla Cina a questo obiettivo, sebbene abbia sempre partecipato alle conferenze sul clima delle Nazioni Unite, al protocollo di Kyoto e all'accordo di Parigi, sostenendo un "**consenso verde**" globale. La dichiarazione di neutralità carbonica è stata un'importante **mossa reputazionale** per la Russia. Nonostante alcune critiche per la partecipazione da remoto e non di persona di Putin alla Conferenza sul Clima di Glasgow, la strategia di neutralità carbonica ha permesso alla Russia di entrare nel "club del clima", ossia i paesi che sostengono la transizione verde. Il presidente russo ha anche indicato il cambiamento climatico come la sfida più impellente che la Russia ha di fronte in futuro, segnalando un importante **cambio nella retorica politica** del presidente Putin sul tema.<sup>84</sup>

Tuttavia, avere un obiettivo comune non significa avere approcci comuni per raggiungerlo. Mentre l'**Unione Europea** ha lanciato una "*perestroika* verde", scegliendo il paradigma della decarbonizzazione, l'**approccio russo** implica l'adattamento alle conseguenze del cambiamento climatico e la ricerca di strumenti per ridurre le emissioni assorbendole, ad esempio attraverso strumenti di stoccaggio e cattura, ma anche aumentando la silvicoltura: la cosiddetta strategia di riduzione delle perdite e dell'utilizzo dei benefici.

La ricetta russa per la decarbonizzazione si basa su **due pilastri**: 1) aumentare la capacità degli ecosistemi di **assorbire le emissioni**; e 2) **decarbonizzare i settori economici** attraverso l'efficienza energetica e delle risorse, anche nelle industrie ad alta intensità di carbonio. Inoltre, politiche specifiche nelle aree della regolamentazione tecnica e della politica finanziaria e fiscale sembrano essere i motori del rinnovamento tecnologico. Il primo pilastro implica in misura maggiore la realizzazione del potenziale nazionale russo, mentre il secondo – la modernizzazione delle industrie in chiave verde – racchiude un forte **potenziale di cooperazione tra Occidente e Russia**. La cooperazione in questo senso potrebbe portare ad una nuova versione del Partenariato per la modernizzazione – l'accordo di cooperazione tecnologica tra Russia e UE che fu sospeso nel 2014 nel contesto delle sanzioni europee. Mancherebbe, però, la sua componente politica: ovvero la condizionalità democratica che l'UE poneva come condizione alla cooperazione. Le due sezioni seguenti esaminano i due pilastri nel dettaglio, soffermandosi sulle potenzialità di cooperazione con l'Occidente e, soprattutto, con l'Italia.

---

<sup>83</sup> [Poslaniye Prezidenta Federal'nomu Sobraniyu](#) (Messaggio del Presidente all'assemblea Federale), 21 aprile 2021.

<sup>84</sup> [Valdai Discussion Club, Vladimir Putin Meets with Members of the Valdai Discussion Club. Transcript of the Plenary Session of the 18th Annual Meeting](#). 22 ottobre 2021.

### *Non solo un inquinatore, ma uno “spazzino” del pianeta?*

Il primo pilastro della strategia russa per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> si basa sul loro assorbimento dall'ecosistema. La Russia è ricca non solo di risorse energetiche, ma anche di altre risorse naturali - soprattutto acqua e foreste, che costituiscono il **20% delle foreste del mondo**. Non è dunque un caso che ai margini del vertice di Glasgow, il Cremlino abbia sottoscritto solo una dichiarazione sulle foreste e l'uso del suolo<sup>85</sup> mentre il ruolo della foresta come strumento per raggiungere la neutralità carbonica è stato evidenziato anche nel discorso video rivolto da Putin ai partecipanti al vertice Cop26.

Secondo il Centro analitico del governo russo, la Russia emette più di 1,5 miliardi di tonnellate di anidride carbonica all'anno, mentre le foreste russe assorbono 395 milioni di tonnellate di carbonio, cioè 1,5 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub>. Se questi calcoli sono corretti, la Russia è già di fatto neutrale dal punto di vista climatico. È quindi ora uno dei compiti del governo russo dimostrare la neutralità carbonica della Russia, che si ottiene attraverso l'assorbimento.

Sull'isola di Sakhalin, dal 1° gennaio 2022 fino al 2025, sarà organizzato un esperimento per raggiungere la neutralità carbonica misurando l'emissione e l'assorbimento del carbonio. Altri esperimenti sono condotti sui cosiddetti poligoni di carbonio – foreste, paludi, praterie, etc. L'obiettivo è quello di determinare la capacità (potenza) di assorbire un ettaro di superficie in funzione della topografia. Il punto importante qui è stabilire ed **usare una metodologia comune riconosciuta a livello internazionale**, altrimenti non sarà possibile dimostrare il potenziale russo nel raggiungere la neutralità carbonica.

Un altro aspetto importante è il monitoraggio e il **rilevamento della Terra dallo spazio** per osservare le condizioni del suolo e delle foreste. In questo campo, non colpito dalle sanzioni europee contro la Russia, la **cooperazione russo-italiana** può essere approfondita, data la superiorità tecnologica italiana nel campo delle osservazioni spaziali. In particolare, il programma italiano **COSMO-SkyMed** per l'osservazione satellitare della Terra è tra i più rinomati al mondo, con satelliti all'avanguardia per la qualità delle immagini. ScanEx Research & Development Center e la società italiana e-GEOS, operatore dei quattro satelliti radar COSMO-SkyMed, hanno firmato un accordo di rivendita, in base al quale ScanEx RDC ha cominciato a distribuire immagini radar COSMO-SkyMed in Russia.<sup>86</sup>

### *Modernizzazione industriale in chiave ecologica*

Il secondo pilastro della transizione verde russa passa per la modernizzazione della produzione industriale e l'introduzione di "tecnologie pulite" per minimizzare i danni all'ambiente. L'obiettivo principale qui è quello di aggiornare le attrezzature negli impianti di produzione "sporchi" esistenti; introdurre tecnologie per la cattura (Ccs), così come la creazione di infrastrutture ingegneristiche appropriate e la produzione delle attrezzature

---

<sup>85</sup> COP26, [Glasgow Leaders' Declaration on Forests and Land Use](#), 2 novembre 2021.

<sup>86</sup> ScanEx, [COSMO-SkyMed](#)

necessarie; sviluppare la produzione di nuovi tipi di vettori energetici, tra cui idrogeno, ammoniaca "verde", biodiesel da materie prime di legno e biometano.

La Strategia 2050 menziona specificamente la realizzazione di progetti verdi e l'investimento in progetti a basse emissioni di anidride carbonica; inoltre, il documento suggerisce letteralmente alle controparti occidentali che "questo settore dovrebbe essere sottratto alle sanzioni", che ora colpiscono le tecnologie legate al settore energetico. Le misure restrittive dell'UE si applicano ora all'esportazione di attrezzature ad alta tecnologia per il settore petrolifero e del gas della Russia.

Un ruolo di primo piano nell'attuazione della Strategia russa è rivestito dalla **collaborazione con le aziende italiane**, tanto rispetto all'utilizzo e sviluppo di tecnologie "pulite" quanto sul versante **della svolta verde**. Ruolo particolarmente significativo in questo senso è svolto da Enel, uno dei più grandi investitori internazionali nel settore energetico russo. Nel 2017 Enel Green Power si è aggiudicata la gara d'appalto per le energie rinnovabili e la costruzione di impianti eolici.

Lo scorso maggio ha così inaugurato il suo primo parco eolico "Azov" nella regione di Rostov, composto da 26 turbine.<sup>87</sup> Due altri progetti di centrali eoliche sono inoltre in fase di costruzione: uno nella regione di Murmansk, la centrale "Kolskaya"; l'altro nel territorio di Stavropol, la centrale "Rodnikovskaya".<sup>88</sup> Particolarmente rilevante è l'impegno di Enel nello sviluppo di progetti sull'idrogeno "verde". Il gruppo – in collaborazione con Gazprom, Rosatom, Novatec e Rosano – pianifica oggi la produzione e l'esportazione verso l'UE di idrogeno "verde" attraverso elettrolizzatori alimentati a energia rinnovabile prodotta dalla centrale eolica "Kolskaya", prevista entrare in funzione nel corso di quest'anno. Tuttavia, la fattibilità del progetto rimane oggetto di dibattito: il costo finale, anche in considerazione dei problemi di connessione infrastrutturale, potrebbe essere estremamente elevato e rendere il progetto poco redditizio; inoltre, l'idrogeno generato in questo modo potrebbe non superare la certificazione UE come "rinnovabile", poiché i parchi eolici per la sua produzione non sono stati creati appositamente per generazione dell'idrogeno.

Tra le aziende italiane attive in Russia, meritano particolare menzione anche Danieli e Tecnimont. La prima, attiva nel mercato russo sin dall'era sovietica, promuove tecnologie a gas in sostituzione di quelle a carbone nella produzione di acciaio, mentre sviluppa anche collaborazione scientifica con le università russe e ha firmato un contratto per la costruzione di una fabbrica metallurgica che utilizza **macchinari innovativi a idrogeno**. **Tecnimont**, d'altra parte, assieme alla società petrolchimica russa Sibur, promuove nuove tecnologie sostenibili sul complesso chimico "Amur Gas", nell'estremo oriente della Federazione.

---

<sup>87</sup> Enel, [Azov wind farm](#).

<sup>88</sup> Tra gli altri progetti di Enel vale la pena menzionare la modernizzazione delle stazioni elettriche funzionanti a gas, finalizzata ad aumentare l'efficienza e ridurre le emissioni nell'atmosfera, nonché a favorire l'elettrificazione del trasporto automobilistico. Con l'azienda russa "Rosseti" Enel sta inoltre sviluppando un progetto per la digitalizzazione del sistema di distribuzione dell'energia elettrica mentre collabora con RZD, le ferrovie russe, per la fornitura di energia elettrica ed è in fase di realizzazione un progetto di cooperazione per lo sviluppo dei sistemi innovativi per lo stoccaggio dell'energia.



Di particolare interesse per gli investitori italiani e internazionali è il mercato delle **obbligazioni verdi**, i cosiddetti *green bonds*. Cesare Maria Ragaglini, già Ambasciatore d'Italia a Mosca (2013-2017) ed ex-vicepresidente della banca d'investimento statale VEB.RF, dove è stato responsabile dello sviluppo del mercato dei finanziamenti verdi in Russia, sottolinea che le obbligazioni verdi serviranno a finanziare impianti funzionali alla realizzazione della Strategia russa, come quello legato allo smaltimento energetico dei rifiuti.<sup>89</sup>

Attraverso *green bonds*, la Russia intende finanziare parte del piano nazionale per la ricostruzione dell'economia e attrarre fondi privati, russi e stranieri, per la realizzazione di progetti ambientali. Condizioni indispensabili per attrarre investitori sono la trasparenza, norme burocratiche favorevoli e comprensibili per gli investitori stranieri, la compatibilità con le classificazioni europee.

In questa prospettiva, tuttavia, **una delle difficoltà per l'attrazione di investimenti è data, secondo Ragaglini, proprio dalla mancanza di chiarezza su cosa sia il "progetto verde", che genera incertezza tra gli investitori e ostacola lo sviluppo e il finanziamento del mercato verde.** A fine maggio 2021 è stato presentato al governo un documento che include i criteri per i progetti "verdi", nonché la tassonomia delle obbligazioni "verdi" della Federazione Russa. Ragaglini afferma che "per essere riconosciuta al livello internazionale, la tassonomia russa deve essere armonizzata con gli standard di Ue e Cina, nonché allineata a standard internazionali quali quelli di CBI, ICMA ed altri". Per aprire il mercato russo dei progetti verdi agli investitori stranieri, occorre infatti avvicinare il più possibile lo standard nazionale a quello internazionale.

### **Conclusioni**

La Russia rappresenta uno degli attori energetici più importanti al mondo: è dunque naturale che il mondo, e soprattutto l'UE, guardi a **Mosca come un tassello fondamentale** per il successo della strategia della neutralità carbonica. Il Cremlino sembra aver aderito a quest'obiettivo comune attraverso la **Strategia 2050**, che fissa il 2060 come anno in cui la Russia raggiungerà la neutralità carbonica.

I due pilastri alla base della Strategia – modernizzazione industriale in chiave verde e assorbimento di gas serra da parte di ecosistemi gestiti – possono generare cooperazione internazionale, ma anche qualche attrito con altri attori globali. Due sono le principali potenzialità di scontro. Primo, la questione della **tassonomia**: è necessario assicurare la conformità degli approcci russi all'identificazione e alla verifica dei progetti sostenibili, compresi quelli "verdi", con gli standard internazionali. In questo senso, l'UE, in qualità di mercato unico più grande del mondo, può stabilire standard che si applicano a tutte le catene del valore globali, utilizzando il suo peso economico per plasmare standard internazionali in

---

<sup>89</sup> Rostech, Rosatom e VEB.RF nella primavera del 2020 hanno firmato un accordo per la costruzione di inceneritori – finanziati anche attraverso obbligazioni verdi – che bruceranno i rifiuti scartati dalla raccolta differenziata e produrranno energia elettrica, per poi venderla come tariffa verde.



linea con le proprie ambizioni ambientali.<sup>90</sup> Ma il successo della strategia europea di standardizzazione dipende dalla volontà russa di condividere e applicare i parametri di Bruxelles.

In secondo luogo, bisogna evitare che i diversi pilastri delle differenti strategie verdi perseguite dagli attori internazionali entrino in conflitto. Due idee alternative sono alla base della logica degli stati per combattere il cambiamento climatico: decarbonizzazione e assorbimento. Queste due idee, anche se non sono necessariamente in conflitto diretto tra loro, creano dei “**club del clima**”. Per la Russia, che ha scelto il paradigma dell’assorbimento, questo può significare relazioni difficili sul perimetro del proprio “club”, principalmente con l’Unione europea, che ha scelto invece la strada della decarbonizzazione.

A medio termine questo contribuirebbe ad aumentare la tensione tra i due attori, in un momento in cui le loro relazioni sono già piuttosto tese. È quindi imperativo approfondire il dibattito e la cooperazione internazionale tra UE e Russia sul dossier climatico per evitare attriti in futuro e per evitare che altri attori internazionali assumano la leadership in questo processo. Ad esempio, è probabile che se l’Unione europea non si pone come principale fornitore di tecnologie verdi alla Russia, la Cina ne assumerà il ruolo.

L’Italia è un attore europeo importante in questo senso. Il **dialogo russo-italiano** non riguarda solo la cooperazione energetica o lo sviluppo delle energie rinnovabili (che non è una priorità per il Cremlino). La cooperazione si basa piuttosto sulla modernizzazione della produzione industriale russa e sull’introduzione di “tecnologie pulite” per minimizzare i danni ambientali. La Russia è interessata a sviluppare industrie innovative e a sviluppare e implementare tecnologie a risparmio energetico e rispettose dell’ambiente che avrebbero lo scopo di far ripartire l’economia russa.

Infine, la **diplomazia delle città** offre un altro potenzialmente efficace canale di cooperazione russo-europea. Sotto gli auspici di Bruxelles, molti sindaci europei stanno iniziando ad agire come diplomatici, mediando accordi e placando controversie geopolitiche, capovolgendo le gerarchie convenzionali e raggiungendo obiettivi normalmente fuori dalla portata dell’UE.

Questa “diplomazia cittadina” si applica anche al settore ambientale. Più di un centinaio di città hanno dichiarato la loro intenzione di essere *carbon neutral* entro il 2050. Alcune città particolarmente attive su questo dossier, ad esempio Stoccolma, Helsinki e Copenaghen, progettano di raggiungere quest’obiettivo anche prima. Le città russe di Mosca, Rostov-on-Don e Yuzhno-Sakhalinsk partecipano al Patto globale dei sindaci per il clima e l’energia, anche se non hanno stabilito degli obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli nazionali. Un coinvolgimento attivo di queste città russe che hanno mostrato interesse e desiderio di cooperare è essenziale per raggiungere per progredire sul dossier climatico anche a livello internazionale.

---

<sup>90</sup> Si veda EUR-LEX, [Communication From The Commission To The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions The European Green Deal](#), 11 dicembre 2019 .

## 5. La strategia Gnl della Russia passa dall'Artico

*Paolo Sorbello*

Quando si parla della Russia e del suo ruolo nel mercato internazionale del gas naturale, si fa riferimento a uno tra i più prolifici produttori e al primo esportatore di gas via gasdotto. Per anni, questo assunto è stato sinonimo dell'utilizzo di infrastrutture di epoca sovietica, attraverso le quali la compagnia statale Gazprom ha esportato gas in Europa.

Il piano del governo russo è di aumentare a circa un miliardo di metri cubi la produzione di gas per il 2035,<sup>1</sup> un piano ambizioso e votato all'aumento delle esportazioni, principalmente verso i mercati europei e la Cina.

Dalle origini nei primi anni 2000 allo sviluppo attuale, il gas naturale liquefatto (Gnl) sta prendendo piede come strumento complementare all'export di gas attraverso gasdotto. Il gasdotto, infatti, è un'infrastruttura fissa, costosa e limitata dalla geografia. Le navi che trasportano gas naturale liquefatto, invece, hanno accesso a un mercato geograficamente diversificato e possono muoversi in maniera più flessibile, navigando verso una moltitudine di porti nel mondo.

Nel 2020 la Russia ha esportato l'equivalente di 40 miliardi di metri cubi (bcm) di gas naturale liquefatto, un incremento del 300% rispetto al 2010. Nell'ultimo quinquennio, la strategia energetica russa ha trovato nel Gnl un'importante soluzione al piano di diversificazione delle esportazioni. I mercati europei e la Cina, infatti, sono collegati da gasdotti, mentre il Gnl dà la possibilità di trovare nuovi mercati anche più lontani. Il cambiamento climatico che oggi permette la navigazione della rotta settentrionale all'interno del Circolo polare artico ha stimolato sia le esplorazioni, sia l'apertura delle compagnie a nuovi mercati. È inoltre interessante notare come ci sia un quadro più variegato di compagnie impegnate nella produzione e nel trasporto di Gnl rispetto al settore tradizionale del gas-via-gasdotto, appannaggio della statale Gazprom.

È quasi impossibile, tuttavia, pensare che le esportazioni di gas russo cambino radicalmente modalità nel breve o medio periodo. Per i prossimi decenni, l'esportazione attraverso gasdotti rimarrà la preferita sia da Gazprom sia dal governo che la controlla. I gasdotti sono infrastrutture di larga scala la cui importanza non tramonterà facilmente, grazie alle logiche finanziarie del trasporto di gas fino al confine, che mette in relazione – spesso per lunghi periodi contrattuali – Gazprom e i suoi clienti stranieri. Il Gnl, di contro, è più legato alle fluttuazioni di mercato e ai costi di trasporto.

Il Gnl era diventato un pallino del governo russo dopo le crisi del gas degli anni 2000, che coinvolsero l'Ucraina e la Bielorussia. Insieme ai piani per nuovi gasdotti, come il Nord Stream e il TurkStream (ma anche il meno fortunato South Stream, mai costruito), il Gnl sembrava una delle soluzioni più convenienti al “problema” del transito dei gasdotti attraverso l'Ucraina. Il bypass via mare, con pipeline o con tanker, si trasformò in una strategia concreta di geopolitica dell'energia.

---

<sup>1</sup> M. Langone, “Come cambierà la posizione della Russia come esportatore di gas fino al 2035”, Sicurezza Internazionale, 9 giugno 2021.

### *Dalle origini ai progetti di Novatek*

Nel 2009 Gazprom aveva partecipato al primo progetto di gas naturale liquefatto che il governo russo aveva destinato all'export, Sakhalin-2. Negli stessi anni, la compagnia di bandiera stava lavorando ai depositi offshore nel Mare di Barents per il progetto Shtokman LNG,<sup>2</sup> che però fu prima bloccato nel 2012 e poi abbandonato nel 2019. La rivoluzione dello shale gas negli Stati Uniti rese il mercato principale per Shtokman saturo e il progetto non riuscì a essere competitivo. Negli anni, i progetti di Gnl di Gazprom non hanno tuttavia generato i successi sperati. Secondo le ultime informazioni, il progetto Baltic LNG con base operativa a Ust-Luga dovrebbe partire nell'ultimo trimestre del 2023, mentre il progetto Vladivostok LNG nell'est del paese è ancora etichettato come "potenziale".<sup>3</sup>

Nel 2013 il governo russo decise di far entrare due nuovi player nel mercato delle esportazioni del gas.<sup>4</sup> Mentre il commercio estero di gas via gasdotto sarebbe rimasto appannaggio di Gazprom, l'altra compagnia di stato, Rosneft, e la privata Novatek avrebbero avuto la licenza di esportare Gnl.

Novatek, in particolare, è diventato un attore importante nell'industria russa del gas. Dal 2010 al 2020, la compagnia ha raddoppiato la propria produzione di gas fino a 77,4 bcm, assestandosi come secondo produttore nel paese. Di questi, circa 26 bcm<sup>5</sup> sono stati prodotti dal progetto Yamal Lng. Novatek ha la maggioranza delle quote in Yamal (50,1%), mentre Total e la cinese China National Petroleum Corporation (Cnpc) detengono il 20% ciascuna e il fondo cinese Silk Road Fund possiede il 9,9%. Secondo il rapporto annuale di Novatek, il Gnl prodotto dal progetto Yamal è stato esportato in vari Paesi, dalle coste settentrionali del continente europeo (Gran Bretagna, Francia, Paesi Bassi, Belgio e Spagna) all'America del Sud (Brasile), fino all'Asia (India, Cina e Giappone).

Il progetto Yamal si trova a nord del circolo polare artico e, fino a qualche anno fa non sarebbe stato possibile garantire il passaggio dei tanker che trasportano Gnl senza il supporto di navi rompighiaccio. Nel maggio 2020 e poi nuovamente nel gennaio-febbraio 2021, il consorzio di Yamal ha inaugurato la rotta settentrionale (Northern Sea Route) con 15 navi Arc7, dei tanker disegnati per resistere alla navigazione artica in maniera autonoma.

Nel 2020 Novatek ha dichiarato di aver raddoppiato i volumi commerciali con il mercato della regione Asia-Pacifico. Attraverso la Northern Sea Route, il Gnl di Yamal può arrivare a destinazione con tempi ridotti del 40% rispetto alla rotta del Canale di Suez.

La regione di Yamal presenta un altro progetto importante per la produzione di idrocarburi nel nord della Russia: Arctic Lng-2. Novatek detiene la maggioranza delle quote (60%), mentre Total, Cnpc, China National Offshore Oil Corporation (Cnooc) e un consorzio tra Mitsui e Jorgmec, due imprese giapponesi, detengono ciascuna il 10%. Alla fine

---

<sup>2</sup> Dopo anni di negoziazioni, il progetto Shtokman LNG si concretizzò nell'accordo tra Gazprom, la francese Total e la norvegese StatoilHydro nel febbraio 2008. T. Mosolova, "UPDATE 1-Gazprom confirms Shtokman LNG export start in 2014", *Reuters*, 21 febbraio 2008.

<sup>3</sup> V. Markelov, *Activities of Production Complex Investment Projects in Gas Processing Sector*, Gazprom, 27 maggio 2021.

<sup>4</sup> V. Soldatkin, "Russia's Putin approves LNG exports for Gazprom's rivals", *Reuters*, 2 dicembre 2013.

<sup>5</sup> Calcolo ottenuto attraverso la conversione tradizionale di 18,8 milioni di tonnellate annue nell'equivalente in miliardi di metri cubi (fattore di 1,379).

di novembre 2021, un gruppo di fondi di investimento internazionali, tra cui banche russe, cinesi e giapponesi, ha effettuato un prestito di 9,5 miliardi di euro per il progetto, che attualmente prevede costi totali per 20 miliardi di euro. Si prevede che Arctic Lng-2 entri a pieno regime dal 2026.

Gazprom, nel frattempo, non è stata a guardare. Pur avendo abbandonato i suoi progetti più ambiziosi, la compagnia statale ha pianificato e realizzato importanti progetti infrastrutturali per il Gnl. Uno di questi è l'unità offshore di ri-gassificazione Vasilevski, che dal 2019 riceve Gnl e lo indirizza attraverso un gasdotto verso la exclave di Kaliningrad, al confine con la Germania. Secondo il sito di Gazprom, il progetto è stato ultimato “al fine di incrementare la sicurezza energetica della regione”.<sup>6</sup>

### *Le rotte per il futuro*

La Russia si trova di fronte a quattro principali sfide per il futuro. Primo, il governo deve fare i conti con le reciproche ripercussioni che forniture energetiche e strategie geopolitiche hanno le une sulle altre: le recenti velate minacce di intervento militare in Ucraina e il piano di bypassare sempre più il paese per rifornire i clienti dell'Europa occidentale potrebbero avere effetti negativi qualora si prefigurasse uno scenario di sanzioni economiche. Secondo, i governi dell'Europa occidentale, i principali compratori di gas russo, stanno lentamente provando a ridurre i consumi di combustibili fossili e potrebbero tagliare i consumi di gas, anche se solamente nel lungo periodo. Terzo, la pandemia ha generato un cambiamento strutturale al mercato del gas, sempre meno legato al prezzo del petrolio: l'incremento della presenza di Gnl nel mercato potrebbe farne una commodity a tutti gli effetti, liberalizzandone il commercio. Quarto, l'output interno russo dovrà superare la prova della sostenibilità finanziaria per poter essere realmente competitivo a livello globale: tuttora, Novatek e Gazprom ricevono entrambe sussidi e agevolazioni statali per la produzione di Gnl, di fatto escludendo questo settore dalle logiche del mercato.

Queste sfide si intrecciano e si sovrappongono in un intricato e delicato equilibrio. Durante il picco della pandemia nell'estate 2020, i produttori di Gnl hanno sofferto a causa delle mancate vendite. Secondo Andrei Belyi, professore all'Università Eastern Finland, “un crollo dei prezzi finirà per colpire maggiormente i produttori di Gnl ... anche perché stoccare Gnl è molto più costoso, oltre al fatto che ci sono perdite pari a un 0,13% al giorno a causa dell'evaporazione”.<sup>7</sup>

Da tempo la Russia si dimostra riluttante ad accettare che ingenti volumi di Gnl possano essere destinati ai mercati europei, per paura che questo metodo di esportazione possa “cannibalizzare” i flussi via gasdotto. Gli esperti dell'Oxford Institute of Energy Studies affermano tuttavia che la strategia sulla quale il governo russo ha insistito per anni sia in corso di revisione. Il Cremlino ha infatti “intrapreso l'approccio pratico di far pesare di più

---

<sup>6</sup> “Project for LNG supplies to Kaliningrad Region”. Sito web di Gazprom: <https://www.gazprom.com/projects/kaliningrad-terminal/>

<sup>7</sup> A. Belyi, “Petrolio, Gas e GNL: chi rischia di più tra Russia, USA, Arabia Saudita e Qatar?”, *RIEnergia*, 3 giugno 2020.

l'efficienza e la sostenibilità commerciale rispetto alle guerre di quartiere per decidere quale compagnia si faccia carico dell'export".<sup>8</sup> Per il momento, il commercio estero di Gnl non è soggetto alla tassa di esportazione del 30% alla quale devono sottostare le transazioni via gasdotto. Se e quando il governo decidesse di ripianare le differenze fiscali, la "sostenibilità commerciale" del Gnl potrebbe ridursi.

Per quanto riguarda i clienti europei, inoltre, il Gnl russo piuttosto che essere in competizione con il gas russo via pipeline è in concorrenza con le forniture di Gnl da altri. Se Novatek dovesse adempiere i propri piani di espansione e le strategie di Gazprom si realizzassero, la Russia potrebbe entrare di diritto tra i quattro maggiori esportatori di Gnl, insieme a Stati Uniti, Qatar e Australia. Ma per arrivare da 29 milioni di tonnellate all'anno (mtpa) a circa 100 mtpa<sup>9</sup> – il livello che gli analisti considerano "da player globale" – servono investimenti e politiche di sviluppo per il settore.

La Russia sta diversificando le sue esportazioni di gas, sia dal punto di vista degli attori (insieme a Gazprom e Novatek, si potrebbe presto aggiungere Rosneft), sia dal punto di vista geografico, con la rotta artica per il Gnl e i nuovi gasdotti verso l'Europa. Complice il riscaldamento globale, che ne ha facilitato lo sfruttamento logistico, i progetti di estrazione e trasporto nella regione artica stanno finalmente garantendo profitti per Mosca.

---

<sup>8</sup> V. Yermakov and J. Sharples, *A Phantom Menace: Is Russian LNG a Threat to Russia's Pipeline Gas in Europe?*, Oxford Institute for Energy Studies, OIES PAPER, NG 171, luglio 2021.

<sup>9</sup> L'equivalente di 100 mtpa di Gnl in miliardi di metri cubi è circa 138 bcm – comparabile ai 162 bcm che la Russia ha esportato in Europa nel 2020.

## 6. Bilanciare le politiche verdi con la sicurezza energetica: una sfida per la governance cinese dopo Covid-19

Giulia Sciorati

A partire dalla seconda metà dello scorso mese di settembre la Cina si è trovata costretta a razionare l'elettricità in diverse aree, soprattutto nel nord est del paese.<sup>1</sup> Non soltanto le abitazioni, ma anche la produzione industriale ha dovuto fare i conti con gli stringenti limiti imposti al consumo energetico e allo stop dei lavori che è durato anche giornate intere e non ha risparmiato neanche quelle aziende che riforniscono i giganti dell'industria tecnologica mondiale come Tesla e Apple.<sup>2</sup>

Nel mese di settembre la produzione industriale nazionale ha subito una sensibile decelerazione, crescendo soltanto del 3,1% rispetto al mese di settembre dell'anno precedente e mancando, di conseguenza, le previsioni dei mercati di una crescita mensile annua pari ad almeno il 4,5%.<sup>3</sup> Si è trattato del tasso di crescita più basso dal marzo 2020, quando la Cina ancora risentiva dei lockdown stabiliti per far fronte alla pandemia.<sup>4</sup>

Eppure, le interruzioni di energia in Cina non sono inusuali, sebbene si registrino solitamente nei mesi estivi e invernali quando i consumi domestici sono maggiori.<sup>5</sup> Quest'analisi si domanda quindi quali fattori abbiano contribuito allo scatenarsi di una crisi tanto intensa quanto fuori dal comune, individuando nelle scelte di governance interna e nella centralità di clima e ambiente nell'espansione del capitale diplomatico cinese i principali elementi scatenanti.

### *Scelte interne di governance dell'energia*

Un primo elemento ad aver contribuito all'attuale crisi energetica sono state le scelte del governo di Pechino in fatto di governance interna. La Cina utilizza ancora i combustibili fossili per soddisfare più del 60% del suo fabbisogno di energia elettrica e rimane tra i maggiori paesi importatori di carbone al mondo (Figura 6.1).<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> I razionamenti sono stati particolarmente frequenti nelle province del Liaoning, Jilin e dell'Heilongjiang. Si veda *The Global Times*, "Power Shortage in NE China's Provinces Affects Local Livelihood", 26 settembre 2021.

<sup>2</sup> P. Riordan, "China's Energy Crisis: What Caused the Crunch?", *Financial Times*, 10 ottobre 2021 e J. Sutherland e T. Hancock, "China's Energy Crisis Is Hitting Everything From iPhones to Milk", *Bloomberg*, 7 ottobre 2021.

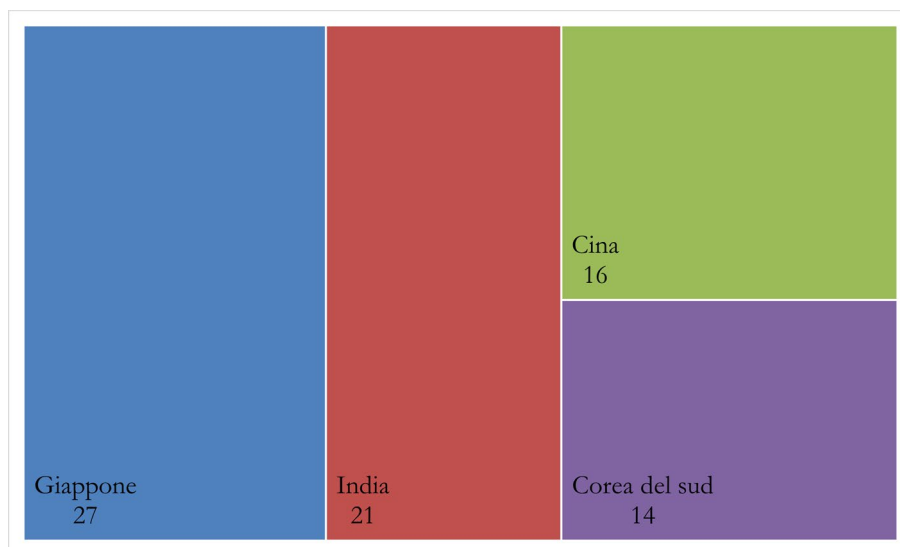
<sup>3</sup> Trading Economics, "China's Industrial Production", 2021.

<sup>4</sup> National Bureau of Statistics, *Gongye zengjia zhi* [Industrial Added Value], 2021.

<sup>5</sup> J. Li, "What You Need To Know About China's Power Crunch", *Quartz*, 30 settembre 2021.

<sup>6</sup> Secondo i dati del World Factbook della Central Intelligence Agency (aggiornamento 2016-2017), l'elettricità in Cina è prodotta per il 62 per cento da combustibili fossili, per il 18 per cento dagli impianti idroelettrici e per altrettanto da altre energie rinnovabili nonché per il 2 per cento dal nucleare. Si veda Central Intelligence Agency, *The World Factbook: China*, 2021.

Fig. 6.1 – Maggiori importatori di mattonelle di carbone tra il 2001 e il 2019; % su valore commerciale mondiale



Fonte: Elaborazione dati OEC

Sebbene la Cina stia riducendo il consumo di carbone per far fede agli impegni presi in merito alla propria transizione verde (Figura 6.2), circa due terzi dell'energia elettrica del paese continua a essere generata dal consumo di questo materiale.<sup>7</sup> Per tutto il 2021, tuttavia, la disponibilità di carbone in Cina è andata scemando e le energie rinnovabili – come quella eolica o idroelettrica – non sono riuscite a colmare il gap energetico che è andato a crearsi.<sup>8</sup> Da una parte, infatti, la chiusura di diversi impianti e l'imposizione di restrizioni hanno ridotto la produzione interna.<sup>9</sup>

Dall'altra, le frizioni diplomatiche con l'Australia e l'informale embargo imposto da Pechino sui prodotti australiani ha diminuito le importazioni di carbone a basso prezzo, costringendo la Cina a fare affidamento su altri fornitori, a prezzi più elevati.<sup>10</sup> Questo ha portato a un sensibile aumento dei prezzi del carbone che i grandi produttori cinesi si sono ritrovati incapaci di gestire con efficacia: l'aumento dei prezzi dell'elettricità ai consumatori si è infatti dimostrato impossibile a causa degli stringenti massimali nazionali.<sup>11</sup>

<sup>7</sup> China Energy Portal, 中国能源门户, *2019 Electricity and Other Energy Statistics*, 2020.

<sup>8</sup> Central People's Government of the People's Republic of China, *Shang bannian woguo nengyuan xiaofei kuaisu zengzhang nengyuan gongxu zongti chuyu jin pingheng zhuangtai* (My Country's Energy Consumption Grew Rapidly in the First Half of the Year. Energy Supply and Demand Were Generally in a Tight Balance), 2021.

<sup>9</sup> J. Li (2021).

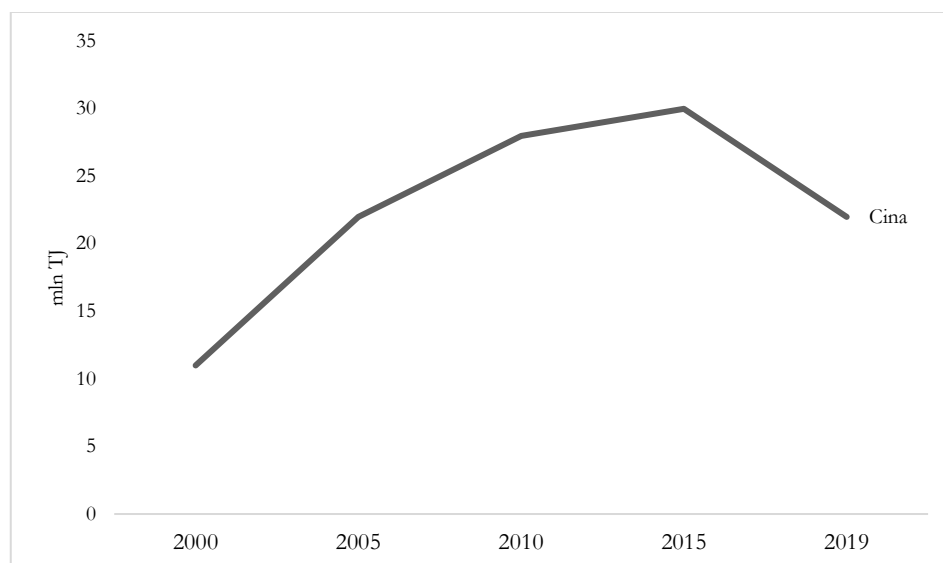
<sup>10</sup> Le relazioni tra Pechino e Canberra si sono inasprite lo scorso anno a causa della richiesta australiana di iniziare un'indagine internazionale sulle origini della pandemia da coronavirus. Si veda, tra gli altri, D. Hurst, "Australia Insists Who Inquiry into Covid Origin Must Be Robust, Despite China Tensions", *The Guardian*, 28 dicembre 2020.

<sup>11</sup> L. Myllyvirta, "The Real Reasons Behind China's Energy Crisis", *Foreign Policy*, 7 ottobre 2021.



La conseguenza è stata quindi la produzione di energia in perdita che ha addirittura costretto alcuni produttori a sospendere ogni attività.<sup>12</sup>

Fig. 6.2 – Consumo annuale finale di carbone (uso energetico)



Fonte: elaborazione dati Iea

Nonostante Pechino stia prendendo in considerazione l'idea di aumentare i massimali, la preoccupazione del governo è che un aumento dei prezzi dell'energia comporti un aumento dell'inflazione che andrebbe a intaccare il tenore di vita dei cittadini e rischierebbe di causare disordini sociali.<sup>13</sup> Per questo motivo, un razionamento selettivo dell'energia in alcune aree del paese è stato preferito a una maggiorazione dei prezzi a livello nazionale. Ciò non significa che il governo cinese impedirà qualsiasi oscillazione dei prezzi dell'elettricità, ma che le variazioni rimarranno entro un intervallo ben limitato.

Inoltre, la scelta dell'attuale leadership di portare l'industria a conformarsi più da vicino con l'agenda politica del paese, accelerando le riforme, ne sta mettendo in evidenza gli elevati costi economici.<sup>14</sup> Province, municipalità, zone amministrative speciali e regioni autonome, infatti, si sono ritrovate a dover far fronte a obiettivi specifici e ambiziosi e scadenze precise e ravvicinate affinché Pechino raggiunga appieno i target inerenti alla riduzione delle emissioni nei tempi previsti.<sup>15</sup>

Poiché molti di questi obiettivi hanno a che fare con il consumo elettrico, diverse amministrazioni locali hanno imposto restrizioni ad aziende ad alto consumo, in particolare acciaio, plastica, tessile e farmaceutico. Se questi obiettivi non fossero raggiunti, infatti, le conseguenze sulla carriera dei quadri locali si dimostrerebbero particolarmente aspre. La

<sup>12</sup> J. Du, "China's Energy Crisis Shows Just How Hard It Will Be to Reach Net Zero", *The Conversation*, 8 ottobre 2021.

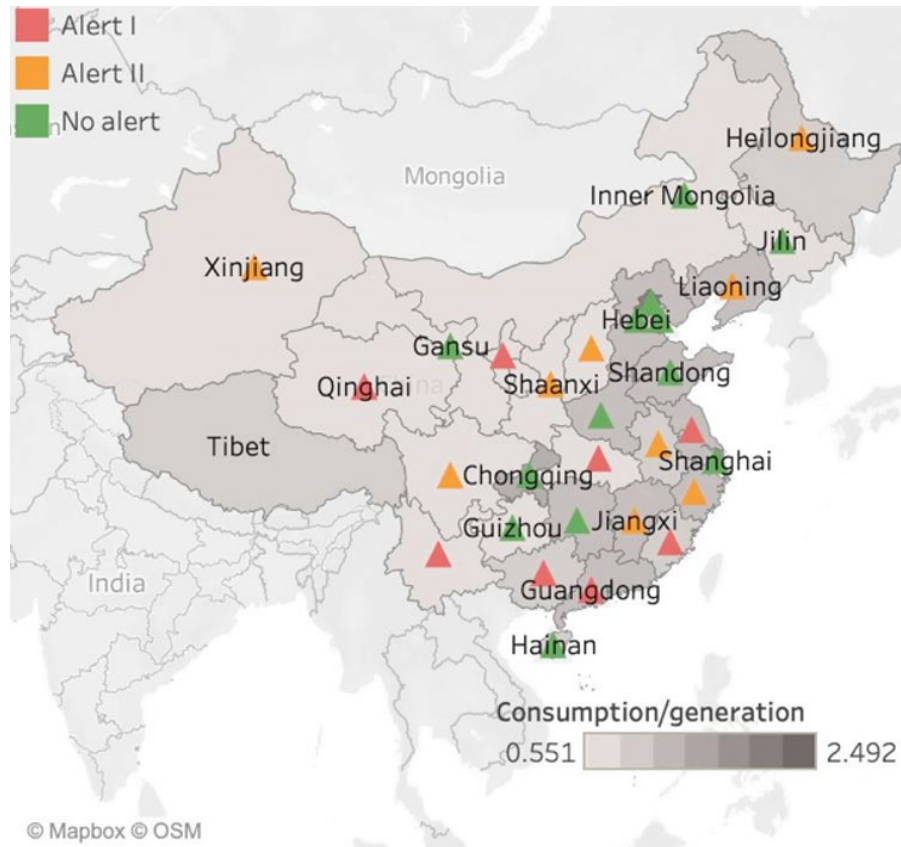
<sup>13</sup> J. Li (2021).

<sup>14</sup> J. Du (2021).

<sup>15</sup> A. Lee, "Everything You Should Know About China's Power Crisis", *South China Morning Post*, 10 ottobre 2021.

mappa “*name and shames*”, redatta da Du Jun, docente di economia internazionale presso l’Università di Aston, ne è un esempio concreto. La mappa, infatti, raccoglie tutti quegli avvisi pubblicati dal governo centrale che identificano pubblicamente le aree che non rispettano i target di consumo dell’energia elettrica (Figura 6.3).<sup>16</sup>

Fig. 6.3 - Mappa *name and shames* sugli obiettivi locali di consumo di elettricità



Elaborazione dati di Du Jun, *The Conversation*

Sotto la leadership del presidente Xi Jinping, la centralizzazione delle riforme ha comportato un più attento controllo sull’operato delle amministrazioni locali che ha fatto sì che il grado di tolleranza di errori/eccezioni si sia radicalmente ridotto e le direttive centrali siano applicate con maggiore zelo.<sup>17</sup> Quest’approccio ha dato vita a una serie di crisi una dietro l’altra dalle quali i governi locali e l’industria hanno maggiore difficoltà a riprendersi.<sup>18</sup>

L’attuale crisi energetica cinese può essere pertanto attribuita alla scelta del governo centrale di applicare un maggior controllo sull’operato delle amministrazioni locali nonché sulla decisione di dare priorità al mantenimento dei prezzi di consumo dell’elettricità entro massimali che non rispecchiano il prezzo di mercato del carbone al fine di tenere al centro

<sup>16</sup> J. Du (2021).

<sup>17</sup> Sulla centralizzazione sotto la leadership di Xi, si veda principalmente J. Fewsmith, “Xi Jinping’s Centralization of Power”, in *Rethinking Chinese Politics*, Cambridge, Cambridge University Press, 2021, pp. 131-56.

<sup>18</sup> J. Li (2021).

un'immagine positiva della performance del governo su cui si basa anche la legittimità politica del Partito comunista cinese.

### *Costruzione di una reputazione internazionale come potere “verde”*

Un secondo elemento identificato come un possibile fattore scatenante dell'attuale crisi energetica cinese riguarda il capitale diplomatico che la Cina sta investendo negli obiettivi della transizione energetica nazionale. Una tendenza che è legata al tentativo di Pechino di aumentare la propria reputazione e che si è fatta ancora più pressante con la pandemia da Covid-19 a causa della quale la Cina ha subito gravi perdite.<sup>19</sup>

L'assunto è che le politiche adottate per raggiungere gli obiettivi di transizione verde – come la chiusura di diverse miniere di carbone e i relativi impianti – non siano state seguite da un'implementazione effettivamente sostenibile e che la Cina si sia trovata impreparata a sostenere un'industria in crescita senza poter fare affidamento sul carbone come primaria fonte energetica. Il rilassamento delle normative relative all'utilizzo del carbone, infatti, avrebbero un esito disastroso in termini della posizione cinese nel contesto internazionale, soprattutto in uno scenario politico come quello dell'autunno 2021 con l'attenzione mondiale focalizzata sul G20 e la Cop26.

Oltretutto, lo stesso Xi ha legato a doppio filo la propria leadership agli obiettivi di lotta al cambiamento climatico e protezione dell'ambiente, utilizzando le considerazioni annuali all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite come canale preferenziale per l'annuncio degli ambiziosi obiettivi di transizione verde, tutela del clima e dell'ambiente.<sup>20</sup> Non a caso, a fine 2020, Xi dedicò il suo discorso al percorso intrapreso dalla Cina per il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2060.<sup>21</sup>

Nel 2021, invece, il presidente scelse di enfatizzare l'impegno cinese a non finanziare la costruzione di centrali a carbone all'estero, tentando, in questo modo, di rispondere alle crescenti critiche riguardo gli investimenti della Nuova Via della Seta.<sup>22</sup> Nonostante la creazione di un “ramo verde” della Nuova Via della Seta, infatti, gli investimenti cinesi all'estero nel settore energetico hanno continuato a essere dedicati principalmente alle risorse non rinnovabili, soprattutto in alcune aree del mondo come l'Asia centrale.<sup>23</sup>

Anche da un punto di vista della politica interna, l'impegno di Pechino nei confronti del clima e dell'ambiente è rimasto centrale, poiché volto a dissipare il malcontento della società

---

<sup>19</sup> G. Sciorati, “Covid-19: A Resilience Test for China's Political System”, in A. Amighini (a cura di), *China After Covid-19: Economic Revival and Challenges to the World*, Milano, Ledizioni, pp. 73-86.

<sup>20</sup> S. Geall, “Xi's a Likely No-Show At Glasgow But It Doesn't Matter Much”, *The Sydney Morning Herald*, 25 ottobre 2021.

<sup>21</sup> Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China, “Statement by H.E. Xi Jinping President of the People's Republic of China At the General Debate of the 75th Session of The United Nations General Assembly”, 2020.

<sup>22</sup> Ministry of Foreign Affairs of the People's Republic of China, “Xi Jinping Attends the General Debate of the 76th Session of the United Nations General Assembly and Delivers an Important Speech”, 2021.

<sup>23</sup> American Enterprise Institute, *China's Global Investment Tracker*, 2021; G. Sciorati, *A Greener BRI in Central Asia?*, Istituto per gli studi di politica internazionale (ISPI), 2021

civile che, fin dall'inizio degli anni 2010, quando l'inquinamento atmosferico nelle grandi metropoli della costa aveva reso la vita quotidiana insostenibile a milioni di persone, rendeva noto il proprio disappunto per l'operato della precedente leadership (quella di Hu Jintao) attraverso mobilitazioni in rete.<sup>24</sup> Un compromesso al ribasso nella regolamentazione sull'utilizzo del carbone come fonte energetica per l'industria avrebbe rischiato quindi di risollevare le stesse problematiche.

È necessario, inoltre, considerare che Pechino rimane ben consapevole del fatto che buona parte delle metropoli cinesi si trova in aree che sono altamente sensibili agli effetti del cambiamento climatico poiché affacciate sulla costa sud-orientale del paese.<sup>25</sup> La posizione geografica di queste città, dove è localizzato un gran numero delle città-potenze economiche cinesi, le rende suscettibili a fenomeni meteorologici estremi, all'innalzamento del livello del mare così come alle alluvioni e aumenta le preoccupazioni del governo riguardo la sicurezza economica del paese.

Per comprendere il peso dei temi verdi sul capitale diplomatico cinese, oltre alla centralità di queste tematiche negli obiettivi di leadership di Xi, occorre prendere in considerazione anche la pratica storica della politica estera del paese. Nel 2009 lo studioso Gang Chen scriveva che, nei primi anni Novanta, il clima si era dimostrato “uno strumento ideale per la Cina per recuperare la propria posizione internazionale” (p. 231) dopo l'isolazionismo politico in cui il paese era incorso in seguito al massacro di piazza Tiananmen.<sup>26</sup>

Una ricca letteratura sui processi decisionali nella politica estera identifica nelle scelte del passato e, principalmente, negli esiti considerati come positivi dai decisori, gli elementi che determinano la scelta di un'opzione invece di un'altra.<sup>27</sup> Secondo questa logica, le sanzioni e le contro-sanzioni reciprocamente imposte dalla Cina e da alcuni paesi occidentali nel 2020 potrebbero quindi portare il paese a essere più flessibile durante negoziati climatici e ambientali poiché memore dell'impatto positivo che l'attiva partecipazione alle discussioni sul clima aveva avuto nel riscattare la Cina dopo il 1989.<sup>28</sup>

La gravità della crisi energetica cinese deve quindi essere considerata anche in relazione alla centralità che le tematiche relative alla lotta al cambiamento climatico e alla protezione dell'ambiente hanno assunto nello sviluppare il capitale diplomatico cinese. Non solo la Cina è infatti oggi conscia di quelli che sono i rischi posti dal clima alla propria sicurezza economica, ma si trova anche a far fronte allo stretto legame istituito tra la reputazione –

---

<sup>24</sup> Tra gli altri, A.C. Mertha, *China's Water Warriors: Citizen Action and Policy Change*, Ithaca, Cornell University Press, 2010; H.C. Steinhardt e W. Fengshi, “In the Name of the Public: Environmental Protest and the Changing Landscape of Popular Contention in China”, *The China Journal*, vol. 75, 2016, pp. 61-82.

<sup>25</sup> The World Bank Group and the Asian Development Bank, *Climate Risk Country Profile: China*, 2021, pp. 17-8.

<sup>26</sup> G. Chen, “China's Climate Diplomacy and Its Soft Power”, in Mingjiang Li (a cura di), *Soft Power: China's Emerging Strategy in International Politics*, 2011, Lanham, Lexington Books, pp. 225-43.

<sup>27</sup> Si vedano, ad esempio, H. Feng, *Chinese Strategic Culture and Foreign Policy Decision-Making: Confucianism, Leadership and War*, Asian Security Studies, London, Routledge 2007; L. Odgaard, “China's Central Asia Policy Beijing's Doctrines of Active Defense, Belt and Road, and Peaceful Coexistence”, in C. Shei e W. Wei (a cura di), *The Routledge Handbook of Chinese Studies*, Abingdon e New York, Routledge. 2021, pp. 83-97.

<sup>28</sup> È importante specificare che nell'applicare questa logica non si vuole creare un parallelo tra i caratteri della Cina contemporanea e quella dei primi anni Novanta.

interna e internazionale – del presidente Xi e la transizione verde del paese che lascia pochi spazi a Pechino per rimettere in discussione i propri obiettivi a livello interno.

## 7. Il ruolo della Cina nel continente africano e gli effetti della decarbonizzazione

Marco Valigi

La Cina ha da poco varato il quattordicesimo piano quinquennale nel quale, dal punto di vista della politica energetica, l'attuale leadership comunista ha fissato due punti chiave. Il primo riguarda il consumo di combustibili fossili il cui picco è stato previsto per il 2030. Il secondo, invece, concerne l'obiettivo della *carbon neutrality* il cui raggiungimento è auspicato entro il 2060 – un traguardo molto ambizioso qualora si tenessero in considerazione i limiti strutturali del sistema energetico cinese e le caratteristiche del mix di risorse sul quale il gigante asiatico basa i suoi consumi.

Attualmente, Pechino è il maggiore consumatore di energia al mondo (circa 3.200 di milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), il maggiore inquinatore, il maggiore produttore di energia da fonti rinnovabili e, infine, il maggiore produttore di tecnologie *energy clean* (pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, batterie al litio) fabbricate tuttavia in impianti alimentati da fonti fossili altamente inquinanti, ovvero carbone. Quello della Cina rappresenta insomma un profilo contraddittorio, che riflette alcuni squilibri tipici di un paese non ancora completamente sviluppato, ancorché il suo rango internazionale sia quello di una potenza globale.

Nel mix energetico cinese il carbone rappresenta tuttora circa il 57% del totale, seguito dal petrolio a circa il 20%, il gas naturale all'8%, l'idroelettrico attorno al 3% e le rinnovabili (eolico, solare, biomasse) al di sotto del 3%. La produzione di energia elettrica è di circa 7.500 TWh, di cui circa il 62% è generato da carbone, e il livello di intensità energetica (il parametro dal quale si evince l'efficienza) permane ancora al di sotto degli standard occidentali (1,7 volte rispetto alla media europea e circa 2 volte rispetto a un paese manifatturiero efficiente come l'Italia).

A fronte di un profilo energetico tuttora fondato sul carbone, data la notevole disponibilità sul territorio nazionale e l'economicità (sinora) di tale fonte, a partire dagli anni Settanta Pechino si è mossa per tentare di colmare la cronica carenza di idrocarburi che affligge il suo sistema energetico. In particolare, dinnanzi a una produzione industriale crescente e a un mutato stile di vita della popolazione in alcune aree urbane, il consumo di petrolio è continuato a crescere durante gli ultimi due decenni e, secondo gli studi condotti dall'istituto di ricerca della China National Petroleum Corporation, il picco della domanda cinese di petrolio è stimato attorno al 2025, a un livello di circa 730 milioni di tonnellate. Per quanto concerne il picco del gas, invece, le stime di Cnpc parlano del 2040 con un ritmo di incremento dei consumi di circa il 2,8% annuo.<sup>1</sup>

In generale, tanto rispetto al petrolio quanto e ancor di più rispetto al gas la Cina è fortemente dipendente dall'esterno. Il ruolo delle importazioni è infatti cruciale per mantenere l'attuale ritmo di crescita e centrare l'obiettivo dello sviluppo interno (ovvero di diventare un paese moderatamente sviluppato entro il 2035), che a oggi rappresenta la

---

<sup>1</sup> “China's energy use to peak in 2035 under carbon-neutral goal - CNPC research”, *Reuters*, 17 dicembre 2020.

maggior sfida nonché il principale fattore di legittimazione per l'attuale gruppo dirigente del Partito Comunista Cinese. Nello specifico, la Cina è il secondo maggiore consumatore di petrolio con una quota pari al 14% circa del totale mondiale, dietro agli Stati Uniti e prima dell'India, la quale però non fa segnare consumi a doppia cifra, e dipende per oltre il 70% di quei consumi da approvvigionamenti stranieri, quando il limite massimo idealmente fissato dal governo è di circa il 60%.

Da un punto di vista del profilo energetico, dunque, la Cina non solo è un'economia energivora, caratterizzata da un mix sbilanciato a favore di fonti "sporche" e fortemente dipendente dall'esterno (nel caso del gas anche più che rispetto al petrolio). La sicurezza energetica, prima ancora che la decarbonizzazione – il cui valore come strumento di legittimazione sia interna sia internazionale non va omissa – appare cruciale nel caso del gigante asiatico, il quale diversamente correrebbe il rischio di costruire la sua proiezione economica e di potenza su basi labili.

La produzione di petrolio cinese è scesa da 1,55 miliardi di barili nel 2014 a 1,43 miliardi di barili nel 2020. La produzione nazionale ha soddisfatto poco più di un quarto del fabbisogno cinese nel 2020. Inoltre, poiché solo il 2,4% delle riserve mondiali accertate di petrolio si trova in Cina, aumentare la produzione interna pare un'ipotesi velleitaria. Il governo, quindi, da un lato ha attivato lo strumento diplomatico e di indirizzo politico, dall'altro ha spinto le sue società E&P nazionali ad andare alla ricerca di nuove riserve e aumentare la produzione interna.

Sul versante diplomatico, in questi anni, uno dei maggiori tentativi di ancorare a fondamenta più strutturate la sicurezza energetica di Pechino è passato attraverso la *Belt Road Initiative* (Bri) la quale, attraverso le rotte terrestri dell'Asia Centrale e quelle marittime attraverso l'Oceano Indiano, ha inteso assicurare: 1) le risorse energetiche necessarie allo sviluppo cinese; 2) la sicurezza energetica del paese attraverso la diversificazione di relazioni, forniture e rotte; 3) la costruzione di riserve energetiche adeguate a prevenire eventuali shock futuri. Questa iniziativa, in particolare, ha favorito la penetrazione cinese in Africa. Mossa dall'interesse verso gli idrocarburi che ogni giorno transitano per le rotte marittime di Eritrea, Etiopia, Gibuti e Somalia, a partire dal 2018, la Cina è infatti tornata (perché un primo approccio era avvenuto negli anni Sessanta e Settanta) a interessarsi dell'Africa.

I primi accordi siglati hanno riguardato le trattative con l'Etiopia in vista della realizzazione di un oleodotto verso il Gibuti e una raffineria di gas naturale liquefatto (Gnl) a Damerjog. In generale, Pechino si è proposta ai propri interlocutori come partner affidabile, insieme al quale cooperare in vista del mutuo sviluppo. Nello specifico, gli investimenti effettuati da Pechino, infatti, sono andati nella direzione di costruire un legame strutturato, attorno al quale il dragone asiatico tende a definirsi come fattore di influenza rispetto alle dinamiche politiche, economiche e in una certa misura sociali del continente africano.

Questo tipo di penetrazione, evidentemente, non è limitata alle risorse energetiche, tuttavia da esse ha tratto un grande impulso. Energia, logistica e grandi progetti infrastrutturali sono altamente interconnessi, infatti. Del resto, quel tipo di legame, lo aveva già mostrato durante gli anni Novanta la *oil diplomacy* americana verso i paesi ex comunisti del Caspio e dell'Asia centrale.



Una volta poste le basi logistico-infrastrutturali, Pechino ha iniziato a muoversi nell'ottica di penetrare il mercato energetico africano, utilizzando il dinamismo delle compagnie energetiche nazionali e la finanza come leva per ridimensionare e ribilanciare eventualmente quella posizione di dipendenza che le derivava dal bisogno di approvvigionamenti esterni. Proprio nell'ottica di ridefinire il proprio ruolo globale nel mercato di petrolio e del gas, le compagnie petrolifere cinesi hanno investito notevolmente nell'esplorazione e nella produzione di forniture di petrolio e gas in Africa. L'Africa, dunque, è diventata nel giro di pochi anni la seconda regione, dopo il Medio Oriente, a fornire petrolio e gas a Pechino. Il 25% del petrolio importato dalla Cina è infatti di provenienza africana.

China National Petroleum Corporation (Cnpc), China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) e China National Offshore Oil (Cnooc) hanno messo in campo un investimento congiunto di oltre \$10 miliardi per il quadriennio 2019-23, di cui due terzi stanziati in Nigeria, Angola, Uganda e Mozambico. Si tratta di un investimento massivo, insomma, inferiore solo a quello di BP, Shell ed Eni, ovvero attori storicamente ben posizionati nel continente. La Cina sta scalando il mercato del maggiore produttore africano, la Nigeria, il cui obiettivo dichiarato è di arrivare a tre milioni b/g entro il 2023.

Dal 2005 a oggi, infatti, gli investimenti cinesi sono cresciuti di anno in anno facendo della Cnooc il maggiore investitore cinese nel paese. Nel 2006 la Cnooc ha acquistato il 45% della compagnia nigeriana Oml 130, per acquisire le licenze necessarie a operare in uno dei bacini di petrolio e gas più vasti del pianeta. A queste operazioni, benché supportate dalla Nigerian National Petroleum Corporation (Nnpc), sono seguiti alcuni episodi di violenza e forme sporadiche di instabilità associate soprattutto al tema dei diritti di accesso alla ricchezza da parte degli autoctoni. Accanto alla Nigeria, poi, tramite l'acquisizione della maggioranza delle quote della compagnia australiana FAR Ltd., Pechino ha proiettato la sua influenza anche in Guinea Bissau.

Cnpc, infine, ha recentemente firmato un contratto con il governo del Benin (Africa occidentale) per costruire e gestire un oleodotto dal giacimento Agadem in Niger al porto di Seme Terminal in Benin. Si tratta del più grande investimento realizzato di Cnpc in Africa e consentirà il trasporto di petrolio dal Niger al mercato internazionale, contribuirà indubbiamente allo sviluppo infrastrutturale della regione e alla sua apertura all'economia globale.

È evidente che attraverso questo progetto i legami con Pechino si approfondiranno, così come la dipendenza del paese africano dalle strategie energetiche cinesi. Questo aspetto in particolare si è reso evidente soprattutto nel 2020 quando, di fronte agli effetti generati dalla pandemia e dalla linea scelta dall'Opec Plus, la Cina ha continuato ad acquistare dai partner africani per sfruttare l'eccesso di offerta e i bassi prezzi.

Dal quadro tracciato in questi passaggi emerge come, in previsione del futuro picco di consumi che avrebbe amplificato la dipendenza cinese da fonti energetiche estere, Pechino abbia optato per acquisire una leva, attraverso investimenti infrastrutturali, acquisizione di diritti/licenze di esplorazione e di quote di compagnie autoctone o già operanti in Africa, che gli consentisse di controllare la *supply chain* alla quale è ancorato, in effetti, gran parte dello sviluppo della sua economia.

Come sottolineano gli osservatori, la rivoluzione verde cinese è piuttosto sfocata e, in questa fase, più un vettore di legittimazione interna e internazionale che una policy effettiva. Un cambiamento di rotta in Africa, dunque, sembra lontano a venire. Tuttavia, in prospettiva futura, il grado di penetrazione nelle economie del continente e nei settori, quello estrattivo in primis, dai quali l’Africa dipende getta qualche ombra sugli effetti di un eventuale disimpegno cinese. Al di là della mole di investimenti, infatti, la politica cinese in Africa non sembra abbinarsi a un effettivo approccio regionale verso i produttori di quell’area.

La spinta che effettivamente sta giungendo alle economie di paesi come Nigeria, Etiopia, Eritrea, Somalia e Gibuti appare eterodiretta e veicolata dai ritmi di sviluppo dell’economia cinese nel quadro di dinamiche di dipendenza del continente dalla potenza asiatica: uno scenario che, in caso di frenata del “treno” orientale determinerebbe un sicuro contraccolpo su sistemi politici fragili ed economie la cui crescita è stata in qualche modo “drogata” dalla necessità di Pechino di compiere un’ultima accelerazione sulle fonti fossili prima di saltare sul livello tecnologico successivo, quello delle rinnovabili. In quel caso per le economie dei produttori africani significherebbe andare incontro a una vera e propria caduta libera. L’instabilità regionale e l’erompere della conflittualità endemica sarebbero gli scenari più plausibili, coerente con le accuse di neocolonialismo che tuttora gravano su Pechino. Un quadro differente, di contro, si potrebbe delineare qualora la Cina guardasse in maniera lungimirante all’Africa come a un mercato, analogamente a quanto l’ammiraglio Mahan, uno dei padri della geopolitica, preconizzava per l’Asia, e in particolare la Cina, alla fine del XIX secolo. In quel caso, se al decrescere della domanda cinese di idrocarburi le infrastrutture sopra menzionate fossero utilizzate per sostenere un sistema energetico africano coerente con un’economia dei consumi, allora l’energia potrebbe diventare vettore di sviluppo proprio nelle aree nelle quali si concentrano gli investimenti cinesi.

## 8. La transizione energetica negli Emirati Arabi Uniti, in equilibrio tra rinnovabili e produzione convenzionale

*Fabio Indeo*

Il 7 ottobre, nel corso della settimana inaugurale dell'Expo 2020 Dubai, le massime autorità locali – lo sceicco Mohamed bin Zayed, principe di Abu Dhabi e lo sceicco Maktoum bin Mohammed Al Maktoum, emiro di Dubai – hanno annunciato l'iniziativa “*Net Zero*”, strategia energetica nazionale che ha come obiettivo ambizioso il raggiungimento della cosiddetta neutralità climatica, ovvero azzerare le emissioni nette di carbonio entro il 2050.

Per raggiungere questo obiettivo saranno necessari massicci investimenti per attuare un processo di riconversione energetica e per sviluppare una produzione endogena di energia pulita, provenienti da fonti rinnovabili: gli Eau si sono impegnati a stanziare più di 600 miliardi di *dirham* nei prossimi trent'anni, pari all'incirca a \$163 miliardi ovvero circa \$6 miliardi all'anno.<sup>1</sup>

La volontà di promuovere questa iniziativa “*Net Zero*” si pone in linea di continuità con altre iniziative adottate dalla monarchia emiratina, oltre a implementare gli obiettivi dell'Accordo di Parigi sul clima – entrato in vigore a fine 2016 e che vede gli Eau come paese firmatario – ovvero l'adozione di strategie atte a ridurre le emissioni di gas serra e limitare l'aumento della temperatura globale a 1,5 gradi rispetto ai livelli preindustriali.

Ad esempio, “*Net Zero*” appare la naturale prosecuzione delle linee guida e obiettivi contenuti nel Piano nazionale sui cambiamenti climatici 2017-2050, nel quale gli Eau hanno individuato una serie di politiche da adottare per la riduzione delle emissioni inquinanti e per promuovere una crescita sostenibile dell'economia, attraverso un sostanziale riequilibrio tra produzione energetica e consumi domestici che supporti gli sforzi degli Eau per rispettare gli impegni internazionali in materia climatica.

Uno degli obiettivi principali della Strategia Energetica 2050 è la diversificazione del mix energetico, che dovrebbe comporsi per il 44% di energia da fonti rinnovabili (solare, eolico, biofuel), 38% di gas naturale, il 12% di carbone pulito, e il 6% di energia nucleare.<sup>2</sup> La strategia preconizza una crescita annua della domanda di energia del 6% e una riduzione del 70% (nei prossimi tre decenni) delle emissioni di carbonio nel processo di produzione dell'elettricità. Quindi, non solo interventi sul piano dell'incremento dell'utilizzo di energia pulita – dal 25% al 50% nel mix energetico, grazie all'apporto delle rinnovabili (46%) e del nucleare (6%) – ma agire in termini di maggior efficienza nei consumi (+40%) sia individuali che istituzionali, con complessivi risparmi stimati in 700 miliardi di *dirham*.<sup>3</sup>

In tale quadro, nel dicembre 2020 la nazione ha aggiornato il documento di indirizzo, che contiene obiettivi maggiormente ambiziosi come il rafforzamento degli sforzi per ridurre le emissioni del 23,5%, pari a 70 milioni di tonnellate, entro il 2030.

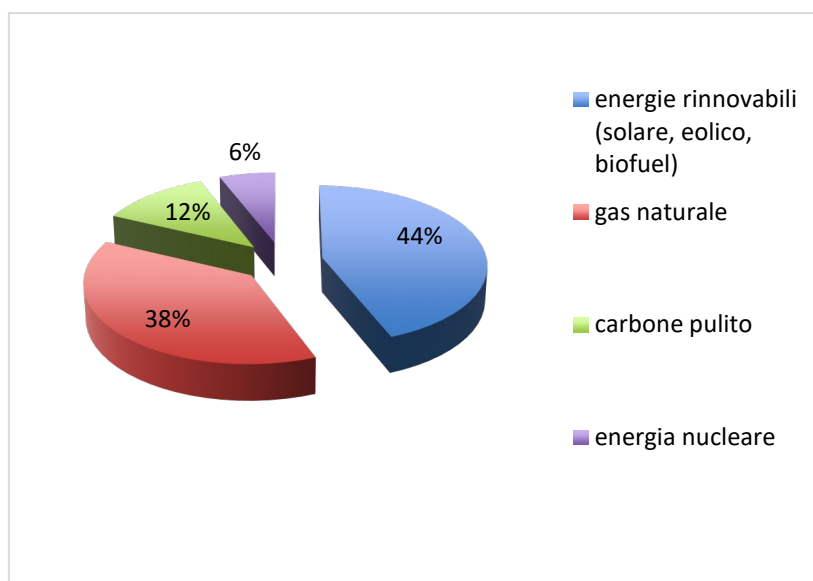
---

<sup>1</sup> “UAE announces Net Zero by 2050 strategic initiative”, *Emirates News Agency*, 7 ottobre 2021.

<sup>2</sup> The United Arab Emirates' governmental portal, *UAE Energy Strategy 2050*; United Arab Emirates Ministry of Energy and Infrastructures, *Vice President Unveils UAE Energy Strategy For Next Three Decades*, 10 gennaio 2017.

<sup>3</sup> *UAE Energy Strategy 2050*..., cit.

Fig. 8.1-Mix Energetico EAU Nel 2050



Fonte: Strategia Energetica 2050

### La rilevanza del comparto petrolifero e la gradualità della transizione energetica

Da un'analisi più approfondita della strategia energetica emiratina, emerge come questa sia finalizzata non soltanto all'abbattimento delle emissioni e alla neutralità climatica, ma anche alla diversificazione delle fonti, cercando di ridurre progressivamente la propria dipendenza dall'industria estrattiva di petrolio e incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili da destinare alla domanda interna, in modo da coprire metà del fabbisogno entro il 2050.<sup>4</sup>

Gli Emirati da quindici anni hanno iniziato a finanziare progetti per la produzione di energia pulita, investendo nel settore oltre \$40 miliardi. Le tendenze attuali prevedono che la capacità di produzione di energia pulita, inclusi solare e nucleare, raggiungerà i 14 GW entro il 2030, da circa 100 MW nel 2015 e 2,4 GW nel 2020.<sup>5</sup>

Ciononostante, negli indirizzi di politica energetica emiratina il rinnovato impegno verso la transizione energetica e la decarbonizzazione non significa affatto accantonare l'industria petrolifera e quella gasifera: questo discorso vale in primis per il gas naturale (fonte energetica non pienamente sfruttata negli Eau) considerato il suo ruolo di *transit fuel* in un processo di transizione energetica dai fossili alle fonti di energia rinnovabile.

Infatti, parallelamente agli investimenti nel settore delle rinnovabili, gli Emirati hanno programmato massicci investimenti anche nelle attività di esplorazione e perforazione alla ricerca di combustibili fossili: a novembre 2021, la compagnia petrolifera statale Adnoc (Abu

<sup>4</sup> "Emirati Arabi Uniti: annunciata l'iniziativa 'Net Zero', neutralità climatica entro il 2050", Osservatorio sulla Sicurezza Internazionale, LUISS, 8 ottobre 2021.

<sup>5</sup> "UAE announces Net Zero by 2050 strategic initiative"... , cit.

Dhabi National Oil Company), ha annunciato \$6 miliardi di investimenti, con l'obiettivo di aumentare la capacità di produzione di 1 milione di barili entro il 2030 (passando da 4 a 5 milioni di barili al giorno) e raggiungere l'autosufficienza per quanto concerne il gas naturale. Questa scelta strategica riflette la consapevolezza pragmatica delle élites politiche emiratine sulla gradualità del processo di transizione energetica, all'interno del quale il petrolio continuerà – nonostante tutto – a rappresentare nel breve-medio periodo una risorsa importante per soddisfare la crescente domanda globale, trainata dalla Cina e in generale dalle economie asiatiche.<sup>6</sup>

L'impetuoso sviluppo dell'economia nazionale e il successo degli Emirati Arabi Uniti si fondano sin dalle origini sullo sfruttamento e la commercializzazione su larga scala delle riserve petrolifere. Gli Eau si collocano al settimo posto al mondo per riserve accertate di petrolio (pari a circa 98 miliardi di barili) – il 96% delle quali si trovano nel sottosuolo dell'Emirato di Abu Dhabi – e di gas naturale.

Dal 1967 la nazione è membro dell'Organizzazione delle Nazioni Esportatrici di Petrolio (Opec), e rappresenta la settima nazione al mondo per produzione di petrolio: nel 2019 la vendita degli idrocarburi ha generato introiti per \$72 miliardi, il 25% del totale dei ricavi delle esportazioni, a testimonianza dell'importanza strategica del settore estrattivo nel bilancio della nazione.<sup>7</sup>

In condizioni normali – escludendo quindi il 2020, l'anno della pandemia globale legata al Covid-19 che ha portato a una contrazione della domanda di petrolio sul scala mondiale – gli Eau possiedono una capacità produttiva giornaliera che si attesta sui 4 milioni di barili di petrolio (-8,6% nel 2020), e ne esportano sui mercati internazionali 3,1 milioni al giorno: il 93% del petrolio emiratino è destinato ai mercati asiatici, con il Giappone primo partner energetico (29% delle esportazioni Eau).<sup>8</sup>

L'assenza di oleodotti terrestri implica che la totalità delle esportazioni viene commercializzata per via marittima, in gran parte attraverso lo stretto di Hormuz, principale *chokepoint* energetico mondiale: al fine di ridurre la vulnerabilità e l'impatto economico derivante da una potenziale chiusura di Hormuz, gli Eau hanno realizzato un oleodotto terrestre (Abu Dhabi Crude Oil Pipeline, con una capacità di trasporto pari a 1,5 milioni di barili al giorno) che attraversa il territorio nazionale sino a raggiungere il porto di Fujairah, sul golfo di Oman, soluzione che consente di accedere ai mercati internazionali bypassando lo stretto di Hormuz.

Tab. 8.1- Gas naturale negli Emirati Arabi Uniti (2020)

<b>Volumi in Gmc</b>	
<b>Riserve</b>	5900 Gmc
<b>Produzione</b>	55,4 Gmc

<sup>6</sup> “Abu Dhabi’s ADNOC to invest \$6 billion for more oil drilling”, *The Arab Weekly*, 16 novembre 2021.

<sup>7</sup> US Energy Information Administration, *United Arab Emirates*, 6 maggio 2020.

<sup>8</sup> Ibid.

<b>Consumo</b>	69,6 Gmc
<b>Esportazioni</b>	7,6 Gmc
<b>Importazioni</b>	20,6 Gmc

Fonte: BP Statistical Review 2021

Nonostante disponga di ingenti riserve di gas naturale (5.900 miliardi di metri cubi, Gmc), gli Eau sono ancora in una fase iniziale di sfruttamento di questa risorsa: a titolo comparativo, basti pensare che le riserve gasifere emiratine sono quasi il triplo di quelle dell'Algeria, nazione che da decenni si è affermata come produttrice ed esportatrice di gas naturale (e petrolio) nei mercati europei e internazionali. Annualmente gli Eau esportano circa 7,6 Gmc di gas naturale (2/3 dei quali nel mercato indiano) ma gli elevati consumi interni hanno costretto la nazione a importare gas dal Qatar (20,6 Gmc all'anno) attraverso un gasdotto regionale – la Dolphin pipeline, che alimenta anche l'Oman – che consente di coprire il 29% dei consumi domestici.<sup>9</sup>

La rilevanza strategica di questo gasdotto si evince dal fatto che gli approvvigionamenti sono stati regolari anche durante la crisi diplomatica che ha contrapposto dal 2017 al 2021 gli Eau (e le altre monarchie arabe del Consiglio di Cooperazione del Golfo) al Qatar.

### ***Rinnovabili e diversificazione energetica: la partnership con le imprese italiane***

Da oltre un decennio gli Eau hanno avviato un processo di diversificazione energetica, volto a ridurre la dipendenza dall'estrazione e dall'esportazione di idrocarburi attraverso un impegno notevole (in termini di investimenti e ricerca tecnologica) nella produzione di energia da fonti alternative, prevalentemente da fonti rinnovabili (solare) ma anche energia nucleare.

Lo sviluppo della produzione di energia solare rappresenta un'opzione concreta per gli Emirati, in virtù della loro posizione geografica e del clima che consente di massimizzare lo sfruttamento di questa fonte rinnovabile. In quest'ottica, sono stati avviati grandi progetti come la centrale solare Muhammad bin Rashid Al Maktoum (Mbr) nell'Emirato di Dubai che diverrà nel 2030 il più grande impianto al mondo (copre un'area di 77 km<sup>2</sup>) di energia solare termodinamica (detta anche solare a concentrazione), capace di assicurare il 25% della produzione energetica nazionale.

Ad oggi sono state completate tre delle cinque fasi di sviluppo della centrale Mbr: con la realizzazione della quarta e quinta fase – che rispettivamente aggiungeranno 950 MW e 900 MW – verrà raggiunta la capacità produttiva massima prevista pari a 5 GW. Una volta completata, Mbr permetterà di ridurre le emissioni inquinanti di Dubai per oltre 6,5 milioni di tonnellate (15.000a tonnellate all'anno), contribuendo al raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi.<sup>10</sup> Il vantaggio della tecnologia del solare termodinamico è nella possibilità di conservare l'energia prodotta per 8-12 ore e quindi diventa possibile utilizzarla

<sup>9</sup> British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy 2021*, pp. 38-44-45.

<sup>10</sup> The United Emirates' Governmental Portal, *Solar Energy*.

per l'illuminazione notturna. Questo progetto è stato lanciato nell'ambito della *Dubai Clean Energy Strategy 2050* – che prevede investimenti per circa 38 milioni di euro – per aumentare la produzione di energia pulita dal 7% del 2020 al 25% del 2030 sino al 75% del 2050, con l'obiettivo di rendere l'emirato di Dubai un polo mondiale dell'energia pulita e della *green economy*.

Altri importanti progetti basati sul solare sono in cantiere, tra questi:

- l'impianto solare fotovoltaico di Al Dhafra (produzione prevista 2 GW), che diventerà operativa nel 2022, con 4 milioni di pannelli solari pensati per produrre energia elettrica “pulita” capace di soddisfare il fabbisogno di 160.000 abitazioni;<sup>11</sup>

- la centrale di Shams (lanciata nel 2013 con un investimento di \$600 milioni, rappresenta uno dei maggiori impianti per la produzione di energia solare termodinamica al mondo), che occupa 2,5 km quadrati di territorio ed è capace di produrre 100 MW di elettricità pulita convogliati successivamente nella rete elettrica nazionale, per soddisfare il fabbisogno di 20.000 abitazioni e riducendo l'emissione nell'atmosfera di 175.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno.<sup>12</sup>

Altri impianti solari (anche di piccola taglia) sono in fase di realizzazione, come l'impianto di Shweihan (capacità 350 MW) e il fotovoltaico Noor Abu Dhabi (capacità 1,77 GW), che sono in funzione dal 2019.

Sulla base dei progetti in cantiere e degli investimenti prospettati (nonostante la contrazione economica globale legata alla pandemia), la capacità di solare fotovoltaico installata dovrebbe quadruplicare nei prossimi quattro anni, dagli attuali 2,1 GW agli 8,5 GW del 2025, rappresentando il 94% circa della capacità di produzione emiratina in termini di energia rinnovabile.<sup>13</sup>

Parallelamente allo sviluppo dell'energia solare nelle sue varie declinazioni, la produzione di elettricità dall'energia nucleare rappresenta un'ulteriore concreta opzione per rafforzare il processo di diversificazione. L'impianto nucleare di Barakh (“benedizione” in arabo) costituisce un fiore all'occhiello dei successi emiratini, in quanto primo impianto nucleare operante in un paese arabo.<sup>14</sup> Barakah (situata nell'emirato di Abu Dhabi) ha iniziato a produrre energia in uno dei quattro reattori, ma una volta completata sarà capace di coprire il 25% della domanda energetica nazionale, riducendo inoltre le emissioni di gas serra, con una produzione di 5600 MW.<sup>15</sup>

---

<sup>11</sup> N. Al-Hosany, “The UAE’s 2050 net-zero initiative marks a global turning point”, *The National*, 9 ottobre 2021.

<sup>12</sup> *Solar Energy*..., cit

<sup>13</sup> J. Scully, “UAE solar capacity to increase fourfold by end of 2025 thanks to ‘robust’ development pipeline”, *PW Tech*, 10 febbraio 2021.

<sup>14</sup> La collaborazione con la Korea Electric Power Corporation (Corea del Sud) ha consentito lo sviluppo dell'impianto, che gli EAU hanno potuto costruire in quanto firmatari dell'accordo per lo sviluppo dell'energia nucleare per usi civili e a fini pacifici (“123 Agreement for Peaceful Civilian Nuclear Energy Cooperation”) con gli Stati Uniti, in cui la federazione si impegna a non sviluppare tecnologia dual-use (civile e militare) e a rinunciare all'arricchimento dell'uranio, in cambio di assistenza e cooperazione da parte degli americani.

<sup>15</sup> US Energy Information Administration, [United Arab Emirates](#).



In quest'ottica di diversificazione, la collaborazione e le partnership siglate dagli Eau con alcune compagnie e imprese italiane si prospetta come funzionale al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica, ovvero l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e lo sviluppo del potenziale gasifero, come componenti di un *energy mix* progressivamente meno inquinante.

Da anni la compagnia energetica italiana Eni è una presenza attiva negli Eau, avendo ottenuto la maggiore superficie esplorativa tra le compagnie internazionali operanti nel territorio (oltre 26.000 km<sup>2</sup> di superficie), con un totale di otto blocchi esplorativi nell'onshore e nelle acque poco profonde degli Emirati di Abu Dhabi, Ras Al Khaimah e Sharjah. Parallelamente all'attività estrattiva, a gennaio 2019, Eni e la compagnia Adnoc hanno firmato un accordo che ha consentito a Eni di acquisire la quota del 20% della società Adnoc Refining, operativa nel complesso di raffinazione di Ruwais, quarto impianto al mondo in termini di capacità produttiva.<sup>16</sup>

Nel corso degli ultimi anni, la collaborazione tra le principali compagnie energetiche dei due paesi si è focalizzata in misura crescente sulla promozione di attività congiunte di ricerca e sviluppo sull'energia sostenibile (Dichiarazione di Intenti Eni-Adnoc siglata nel gennaio 2020), in modo particolare lo studio e l'adozione di soluzioni tecnologiche avanzate per la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio delle emissioni inquinanti (*Ccus*). Si tratta di una collaborazione reciprocamente proficua, sia per supportare gli Eau nel perseguimento degli obiettivi di transizione energetica sia per implementare la strategia di decarbonizzazione dell'Eni, che punta a raggiungere gradualmente gli obiettivi climatici e la neutralità carbonica entro il 2050.<sup>17</sup>

A settembre di quest'anno Eni ha siglato un altro *Memorandum of Understanding* con Mubadala Petroleum, per attività di cattura e stoccaggio del carbone e per lo sviluppo e le applicazioni dell'idrogeno. Anche in questo caso gli obiettivi comuni in materia di transizione energetica facilitano la collaborazione e la pianificazione di investimenti in innovazione e tecnologia per lo sviluppo industriale e per portare avanti il processo di decarbonizzazione.<sup>18</sup>

Ad aprile 2021 la Snam (uno dei principali operatori di infrastrutture energetiche al mondo), e Mubadala Investment Company hanno firmato una dichiarazione d'intenti con l'obiettivo di collaborare su iniziative congiunte di investimento per sviluppare il potenziale tecnologico dell'idrogeno e la sua capacità di accelerare la transizione energetica. Entrambe le compagnie studiano da tempo gli ambiti di applicazione di questa fonte energetica innovativa.

Snam è stata la prima società in Europa a sperimentare l'immissione di idrogeno misto a gas naturale nella propria rete del gas ed è impegnata a rendere la propria infrastruttura pronta a trasportare quantitativi crescenti di idrogeno. Mubadala Investment Company ha creato di recente la Abu Dhabi Hydrogen Alliance (insieme ad Adnoc e Adq), con l'obiettivo di creare

---

<sup>16</sup> Eni, [“Eni rafforza la sua presenza nell’Emirato di Ras Al Khaimah con l’assegnazione del Blocco 7 onshore”](#), 19 aprile 2021.

<sup>17</sup> [“ADNOC and Eni Sign Strategic Framework Agreement on CCUS and Research and Development”](#), Adnoc, 20 gennaio 2020.

<sup>18</sup> [“Eni, Mubadala sign energy transition agreement”](#), Eni, 7 settembre 2021.

una vera economia dell'idrogeno verde negli Emirati e sviluppare una *roadmap* che acceleri l'adozione dell'idrogeno nei principali settori, quale quello delle *utilities* e della mobilità sostenibile.<sup>19</sup>

### ***Conclusioni***

La progressiva decarbonizzazione di un comparto energetico che ha fondato le proprie fortune sul petrolio rappresenta un impegno notevole e un obiettivo ambizioso per la monarchia emiratina, destinato a influire anche sul suo crescente ruolo nello scenario geopolitico dei prossimi decenni, in quanto prima nazione del Medio Oriente e del Nord Africa a porsi un obiettivo di questa portata (aree tradizionalmente produttrici ed esportatrici di idrocarburi), evidenziando l'ambizione e la volontà anche politica di porsi come guida nel processo di transizione energetica nella regione. In quest'ottica, va ricordato che gli Eau hanno offerto la propria disponibilità a ospitare i negoziati sul clima Cop28 previsti per il 2023, per i quali anche la Corea del Sud ha manifestato interesse.

La combinazione tra la volontà di sfruttare le immense riserve di gas naturale e i progetti per incrementare la produzione di energia solare consentirà nei prossimi anni una progressiva diversificazione del mix energetico, in quanto solare e gas naturale potranno agevolmente coprire i 2/3 dello stesso.

Le compagnie energetiche italiane possono fornire un notevole contributo all'implementazione della strategia “*net zero*”, focalizzando le attività di ricerca e sviluppo sulla creazione di applicazioni pratiche efficienti e funzionali al processo di decarbonizzazione.

La particolarità dello scenario energetico emiratino sembra rendere fattibile lo sviluppo di una produzione di idrogeno e il suo utilizzo come fonte di energia: infatti, la presenza di enormi impianti fotovoltaici e i futuri progetti di sviluppo (l'elevata irradiazione presente nel territorio garantisce un'elevata performance produttiva) permetterà lo sviluppo dell'idrogeno “verde” – estratto dall'acqua usando la corrente prodotta da una centrale alimentata da energie rinnovabili – anche se la produzione di idrogeno “blu” – estratto da idrocarburi fossili, dove l'anidride carbonica che risulta dal processo viene catturata e immagazzinata con la tecnologia *Ccus* – appare un obiettivo di concreta realizzazione nel medio termine.

---

<sup>19</sup> “Snam e Mubadala firmano accordo per potenziali opportunità di sviluppo dell'idrogeno negli Emirati Arabi Uniti”, Snam, 22 marzo 2021.

## 9. L'Egitto tra cooperazione energetica regionale e ambizioni turche nel Mediterraneo orientale

*Fabrizio Anselmo*

Il recente accordo con Cipro e Grecia per il collegamento delle proprie reti elettriche ha evidenziato ancora una volta il ruolo guida dell'Egitto nella più generale partita dello sfruttamento delle risorse energetiche nel Mediterraneo orientale. Il presidente egiziano Al-Sisi mira ad assicurare l'autosufficienza energetica al paese e, allo stesso tempo, a trasformarlo in uno dei maggiori esportatori di energia nell'area, in particolare di gas naturale liquefatto. Una strategia, quella egiziana, che si delinea lungo due direttrici: da un lato, quella della cooperazione con gli altri paesi dell'area, in particolare Israele, Cipro e Grecia, attraverso la stipulazione di una serie di accordi e mediante il rafforzamento del ruolo dell'East Mediterranean Gas Forum (Emgf); dall'altro lato, la competizione con la Turchia, interessata a sottrarre all'Egitto il ruolo di potenziale hub regionale del gas.

### *L'Egitto nel risiko energetico del Mediterraneo orientale*

Egitto, Cipro e Grecia hanno firmato martedì 19 ottobre ad Atene un accordo per la realizzazione di una interconnessione tra le reti elettriche dei tre paesi, ponendo così le basi per un nuovo quadro di cooperazione definito dal presidente egiziano Al-Sisi come “un primo passo che ci avvicina all'obiettivo di tutti e tre i paesi di collegarci al resto d'Europa”.<sup>1</sup> Alla base dell'accordo vi è il progetto tecnico che prevede la posa di quello che sarà il cavo sottomarino più lungo al mondo (1.396 km) per un costo stimato di \$2 miliardi e 700 milioni e in grado di consentire ai tre paesi di condividere fino a 2.000 megawatts.

L'accordo, sebbene limitato al settore elettrico, si inserisce nella più generale partita economica e politica legata alla competizione per lo sfruttamento delle risorse di gas naturale scoperte nell'ultimo decennio nel Mediterraneo orientale e che vede proprio nell'Egitto uno dei paesi guida del progetto che punta a trasformare l'intera area, ancora in parte inesplorata,<sup>2</sup> in un grande hub energetico.<sup>3</sup>

Con la scoperta nel 2015 del maxi-giacimento di Zohr, che con una stima di 850 Gmc di gas, si presenta come un vero e proprio *game changer*, superando di gran lunga tutti gli altri giacimenti presenti nell'area, l'Egitto ha mutato radicalmente la propria strategia energetica nazionale, anche alla luce dell'importanza che il settore energetico ha acquisito nell'economia nazionale (pari a oltre il 13% del Pil). Operativo dal 2018, Zohr produce infatti circa 80 Mmc di gas al giorno, pari a poco meno della metà della produzione quotidiana di gas nel paese<sup>4</sup>.

---

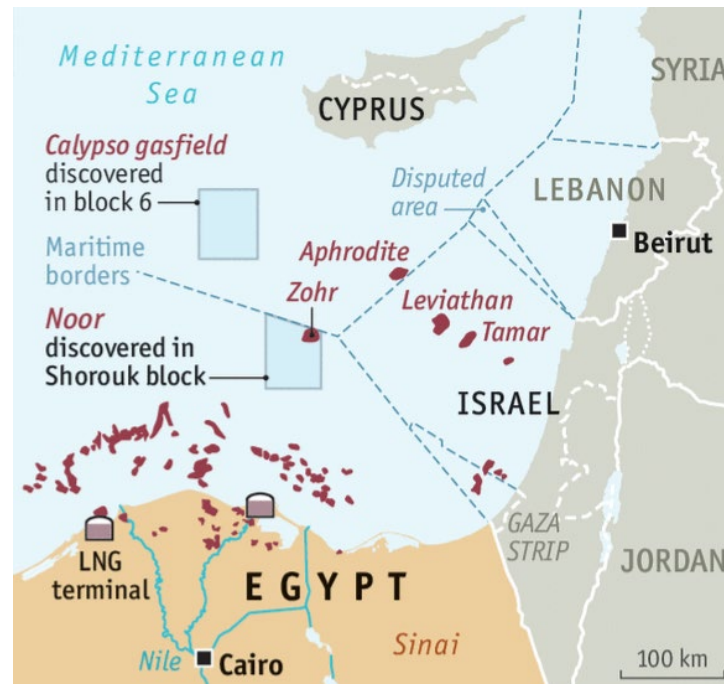
<sup>1</sup> H. Hendawi, *Egypt, Greece and Cyprus sign deal to link power grids*, *The National*, 19 ottobre 2021.

<sup>2</sup> Secondo le stime contenute nell'US Geological Survey il Mediterraneo orientale dovrebbe racchiudere complessivamente almeno 3.400 Gmc. Si veda U.S. Geological Survey, *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resource of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean*, World Petroleum Resources Project, USGS Science for a Changing World, 2010.

<sup>3</sup> M. Tanchum, *Egypt's Prospects as an Energy Export Hub Across Three Continents*, Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI), settembre 2020.

<sup>4</sup> “Egypt's Petroleum Ministry says 15 gas wells operative at Zohr Field”, *Egypt Today*, 7 settembre 2020.

Fig. 9.1 – I principali giacimenti di gas nel Mediterraneo Orientale



Fonte: The Economist

Tali quantità di gas, unitamente a quelle provenienti dalle più recenti scoperte nell'area di Nour e di North El Hammad, e la rapidità con le quali sono state utilizzate per soddisfare la crescente domanda interna del paese, che con oltre 100 milioni di abitanti è attualmente il più popoloso del Medio Oriente, hanno consentito all'Egitto di raggiungere, a partire dal 2018, l'autosufficienza nel settore del gas.

Già paese esportatore sino alla rivoluzione del 2011, negli anni successivi l'Egitto si era visto costretto a importare ingenti quantità di gas dal Qatar e dall'Arabia Saudita a causa della contemporanea crescita della domanda interna e della diminuzione della capacità produttiva dei vecchi giacimenti. In particolare, poi, i nuovi giacimenti hanno permesso al paese di diventare un esportatore netto di gas, impegnato in prima linea nel favorire una cooperazione energetica sub-regionale finalizzata alla commercializzazione delle risorse presenti nel Mediterraneo orientale.

L'accordo stipulato a ottobre con Grecia e Cipro è quindi esemplificativo di quell'approccio cooperativo che l'Egitto cerca di perseguire da tempo nel risiko mediterraneo e che si sviluppa sia sul piano bilaterale sia su quello multilaterale, in particolare all'interno dell'East Mediterranean Gas Forum, sebbene con alcuni limiti che non possono essere ignorati.

### *La cooperazione bilaterale: gli accordi con Israele, Cipro e Grecia*

I giacimenti di gas presenti nel Mediterraneo orientale si trovano a poca distanza tra loro e questo potrebbe favorire una cooperazione sub-regionale per quanto riguarda l'estrazione

e la commercializzazione di gas. È quindi in tale contesto che si inserisce, innanzitutto, l'accordo firmato nel febbraio 2018 e che prevede la vendita di gas naturale da parte di Israele all'Egitto.

L'intesa, siglata tra la società israeliana Delek e quella egiziana Dolphinus Holdings, prevede la vendita di 64 Gmc di gas in dieci anni, provenienti dai giacimenti Leviatano e Tamar, per un valore totale di \$15 miliardi.<sup>5</sup> Successivamente, nell'ottobre 2019, un nuovo accordo tra le due parti ha incrementato del 34% la quantità di gas che dovrà essere fornita, portandola a 85 Gmc, per un valore totale intorno ai \$19,5 miliardi.<sup>6</sup> Le forniture di gas verso la penisola del Sinai sono state avviate nel gennaio 2020 mediante un gasdotto sottomarino<sup>7</sup> e, secondo quanto affermato recentemente dal ministro dell'Energia israeliano, i due paesi starebbero negoziando la realizzazione di un nuovo gasdotto in grado di aumentare le forniture di Israele verso il proprio vicino.<sup>8</sup>

Se l'accordo con Israele rappresenta il primo tassello della strategia di cooperazione bilaterale dell'Egitto, da oltre un anno sono in corso negoziati per collegare le riserve di gas presenti nell'offshore di Cipro con le infrastrutture di esportazione presenti sulle coste egiziane. Nel settembre 2018, infatti, Egitto e Cipro hanno firmato un accordo<sup>9</sup> per la costruzione di un gasdotto sottomarino, con un costo stimato di circa un miliardo di dollari, in grado di convogliare il gas proveniente dal giacimento di Afrodite verso gli impianti di liquefazione egiziani di Idku e Damietta. I piani iniziali prevedevano l'avvio delle forniture entro il 2022 ma l'allora ministro cipriota dell'Energia Yiorgos Lakkotrypis nel maggio 2019 ha affermato che sarà necessario aspettare il 2024 o il 2025 affinché il gas possa essere trasportato verso le coste egiziane.<sup>10</sup>

Sebbene si parli, da tempo, della possibile costruzione di un impianto di liquefazione sulle coste cipriote,<sup>11</sup> a oggi il rapporto con l'Egitto rappresenta la chiave di volta per la futura commercializzazione del gas di Cipro, anche alla luce del fatto che nei prossimi anni non sono da escludere nuove scoperte significative al largo delle coste dell'isola.<sup>12</sup> In tale ottica vanno lette le recenti dichiarazioni del ministro per l'Energia, il Commercio e l'Industria Natasa Pilides per la quale, con riferimento anche allo sfruttamento del gas estratto dal

---

<sup>5</sup> T. Cohen e A. Rabinovitch, "Egyptian firm to buy \$15 billion of Israeli natural gas", *Reuters*, 19 febbraio 2018.

<sup>6</sup> T. Cohen e A. Rabinovitch, "Israel to increase gas exports to Egypt, companies say", *Reuters*, 2 ottobre 2019.

<sup>7</sup> Il nuovo gasdotto, una volta giunto sulla terraferma, si unisce a quello già esistente che collega il terminal israeliano di Ashkelon con Arish.

<sup>8</sup> D. Avis, "Israel, Egypt Plan New Gas Pipe That Could Boost Europe Supplies", *Bloomberg*, 21 ottobre 2021.

<sup>9</sup> N. Onum, "Greek Cyprus, Egypt sign deal for gas pipeline project", *Anadolu Agency*, 20 settembre 2018.

<sup>10</sup> D. Kumar, "Cyprus expects first natgas output from Aphrodite field by 2025", *Reuters*, 3 maggio 2019.

<sup>11</sup> "LNG import terminal a 'transformational project' for Cyprus", *Hellenic Shipping News*, 15 novembre 2021.

<sup>12</sup> Il ministro per l'Energia, il Commercio e l'Industria Natasa Pilides ha affermato, nel corso del Nono Simposio sull'Energia a Nicosia, di nutrire grandi aspettative per "il prossimo round di esplorazioni che avrà inizio con le perforazioni di ExxonMobil e Qatar Petroleum dal momento che le quantità di idrocarburi presenti nel nostro offshore determineranno la velocità e la modalità di sfruttamento delle risorse presenti nella zona economica esclusiva di Cipro". Si veda "Next exploration round will determine the speed and way of hydrocarbon exploitation, Minister says", *Cyprus Mail*, 5 novembre 2021.

giacimento Glaucus-1, “l’opzione più probabile sembra essere quella di costruire un gasdotto in grado di collegare il giacimento con i terminali di liquefazione egiziani”.<sup>13</sup>

Proprio per rafforzare questa strategia di collaborazione con i paesi produttori nell’area, l’Egitto nel corso dello scorso anno ha accelerato i negoziati con la Grecia, arrivando così nell’agosto 2020 alla firma di un accordo per la delimitazione delle frontiere marittime tra i due paesi, definendo in maniera precisa le zone economiche esclusive dei due stati. Nel commentare l’accordo, che si presenta come la risposta greco-egiziana a quello stipulato l’anno precedente tra Libia e Turchia, il ministro degli Esteri egiziano Sameh Shoukry ha sottolineato come l’intesa abbia la finalità principale di garantire lo sfruttamento delle risorse energetiche nel Mediterraneo orientale, evidenziando anche che consentirà ai due paesi di “massimizzare i propri benefici derivanti dalle risorse disponibili nelle rispettive zone economiche esclusive, con particolare riferimento a gas e petrolio”.<sup>14</sup> Inoltre, nei giorni scorsi, l’Egitto ha firmato un Memorandum con la Grecia per espandere la cooperazione nel settore del Gnl e per la (possibile) costruzione di un gasdotto in grado di collegare i due paesi.<sup>15</sup>

### ***La cooperazione multilaterale: l’East Mediterranean Gas Forum***

Al fine di inserire le strategie energetiche dei singoli paesi interessati alle risorse dell’area all’interno di un vero e proprio framework istituzionale, l’Egitto ha spinto, unitamente ad altri sei paesi che si affacciano sul Mediterraneo (Cipro, Francia, Grecia, Italia, Israele, Giordania e Autorità Palestinese) per la creazione, nel gennaio 2019, di un Forum del gas del Mediterraneo orientale (East Mediterranean Gas Forum). Nella dichiarazione iniziale i paesi firmatari hanno sottolineato come l’obiettivo del Forum sia quello di “aiutare gli Stati membri a monetizzare le proprie riserve, utilizzando le infrastrutture esistenti, e costruendone di nuove ove necessario”.<sup>16</sup>

Un ruolo di primo piano, all’interno del Forum, è giocato proprio dall’Egitto: se, infatti, da un lato la sede dell’organizzazione si trova al Cairo, dall’altro lato la carica di segretario generale *ad interim* del Forum è stata assegnata al sottosegretario egiziano al ministero del Petrolio Osama Mobarez. E con l’entrata in vigore nel settembre 2020 dello Statuto il Forum è stato trasformato in una vera e propria organizzazione internazionale finalizzata a facilitare la creazione di un mercato del gas regionale nel Mediterraneo orientale e ad approfondire la collaborazione e il dialogo strategico tra i paesi produttori, di transito e consumatori di gas naturale<sup>17</sup>.

---

<sup>13</sup> “Cyprus eyes Egypt’s plans to Liquefy ExxonMobil’s Glaucus-1 well’s natural gas”, *Abram Online*, 14 ottobre 2021.

<sup>14</sup> N. Elhennawy, “Egypt, Greece sign maritime deal to counter Libya-Turkey one”, *AP*, 6 agosto 2020.

<sup>15</sup> J. Murphy, “Greece, Egypt expands gas ties”, *Natural Gas World*, 26 novembre 2021.

<sup>16</sup> “Cairo declaration establishes Eastern Mediterranean Gas Forum with seven countries”, *Abram Online*, 14 gennaio 2019.

<sup>17</sup> “East Mediterranean states formally establish Egypt-based gas forum”, *Reuters*, 22 settembre 2020.



La nuova organizzazione, che recentemente ha accolto l'Unione europea in qualità di "Osservatore permanente",<sup>18</sup> si presenta quindi come uno strumento in grado di consentire al governo egiziano di condurre una politica estera da protagonista nel Mediterraneo, valorizzando così la strategica posizione di centralità dell'Egitto, anche se non mancano alcuni elementi che, nel medio e lungo periodo, potrebbero limitare l'efficacia dell'azione dell'organizzazione.

Tra questi, in particolare, il fatto che alcuni importanti attori regionali, come Libano e Turchia, siano formalmente esclusi dal Forum, rendendo così difficile parlare concretamente di cooperazione energetica su base regionale.<sup>19</sup> Se da un lato nonostante i ripetuti inviti il Libano non ha mai voluto, per propria volontà, aderire all'organizzazione a causa della presenza di Israele, nazione con la quale è formalmente in guerra, dall'altro lato la Turchia, al contrario, viene deliberatamente tenuta al di fuori del Forum, alla luce soprattutto della sua politica energetica (e militare) particolarmente aggressiva.

Tali esclusioni rappresentano, in realtà, un vero e proprio controsenso, dal momento che il Forum, ovvero un'organizzazione che guarda alla cooperazione come strumento fondante della propria attività, si presenta proprio come la sede più idonea per la soluzione di quelle dispute esistenti in grado di congelare l'ambizione di commercializzare le riserve di gas esistenti attraverso la creazione di infrastrutture d'esportazione. Con la conseguenza di alimentare, di fatto, la politica conflittuale di Ankara nel Mediterraneo orientale.

### ***Le ambizioni della Turchia sono inconciliabili con quelle del Cairo?***

L'attivismo egiziano nel Mediterraneo orientale si scontra con le ambizioni del presidente turco Erdogan di trasformare la Turchia in un hub energetico, ponendosi come ponte naturale tra Asia, Medio Oriente ed Europa<sup>20</sup>. Ambizioni inconciliabili che hanno portato la Turchia a tenere un atteggiamento particolarmente aggressivo nell'area, in omaggio alla dottrina della "Patria Blu", sfociato in alcuni casi in vere e proprie provocazioni che hanno visto la ferma reazione dell'Egitto, fino all'avvio di perforazioni da parte di Ankara nelle acque antistanti la costa settentrionale di Cipro che hanno portato l'Unione europea all'adozione di sanzioni contro la Turchia.

In questa strategia della tensione si è poi inserito l'accordo, stipulato nel novembre 2019<sup>21</sup>, con la Libia, grazie al quale la Turchia è entrata di fatto con forza nella partita energetica del Mediterraneo, dal momento che il gasdotto Eastmed, una delle soluzioni allo studio per il trasporto del gas verso il mercato europeo e che escluderebbe Ankara dalla sua

---

<sup>18</sup> "EU as observer in the East Mediterranean Gas Forum", European Commission, 8 luglio 2021.

<sup>19</sup> F. Indeo, *East Med Gas Forum un anno dopo. Risultati, limiti, prospettive*, Focus Sicurezza energetica n. 1/2021.

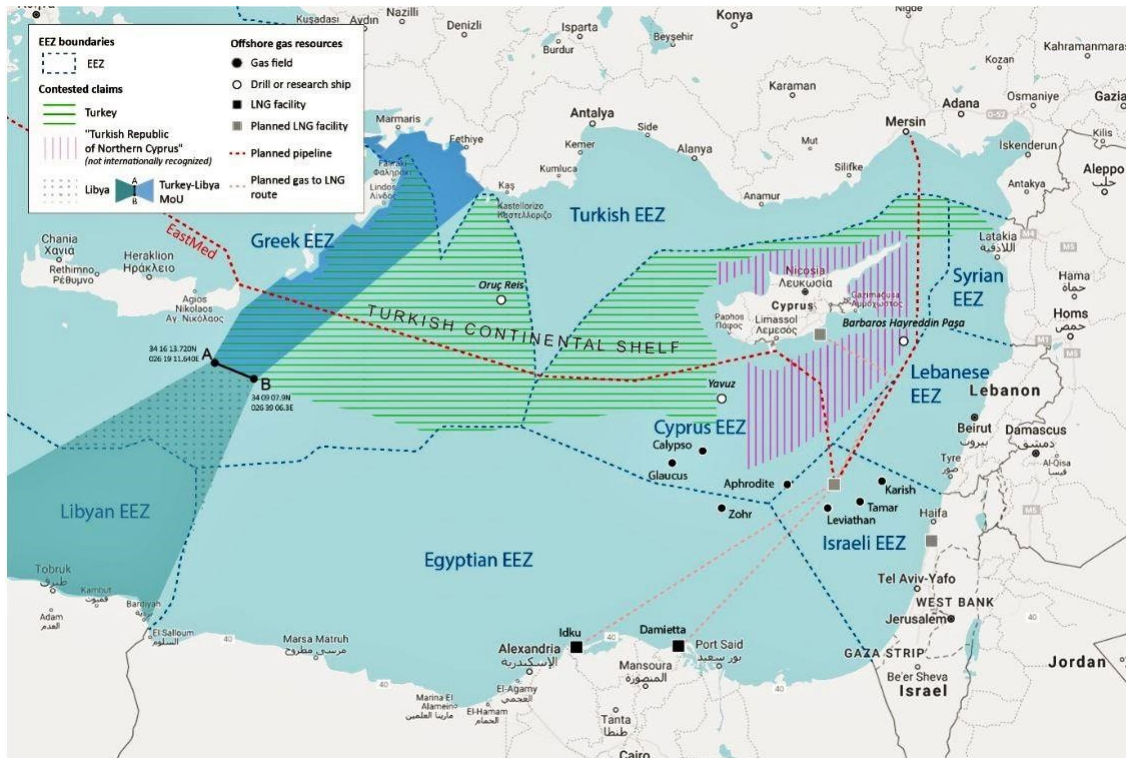
<sup>20</sup> Tale ambizione si è rafforzata dopo la scoperta, nell'agosto 2020, di un vasto giacimento di gas nel Mar Nero. Si veda A. Cohen, "Turkey Finds Enormous Gas Field In The Black Sea-But Tricky Process Ahead", *Forbes*, 18 settembre 2020.

<sup>21</sup> D. Butler e T. Gumrukcu, "Turkey signs maritime boundaries deal with Libya amid exploration row", *Reuters*, 28 novembre 2019.



commercializzazione, attraverserebbe proprio le acque oggetto dell'intesa con la Libia<sup>22</sup>. L'accordo è stato fortemente criticato dall'Egitto, che in una dichiarazione quadripartita con Francia, Grecia e Cipro ha definito l'intesa come “nulla e senza valore”, sottolineando come l'accordo turco-libico vada a violare “diritti sovrani di Stati terzi” e sia in “contrasto con il diritto del mare”.<sup>23</sup>

Fig. 9.2 – le rivendicazioni delle zone economiche esclusive



Fonte: Aspenia online

Anche se recentemente vi sono stati alcuni tentativi di riavvicinamento tra le parti, con il primo vertice governativo negli ultimi otto anni<sup>24</sup>, le ambizioni turche ed egiziane sono destinate a rimanere confliggenti, a maggior ragione alla luce dell'esclusione della Turchia dall'Emgf, tanto che negli ultimi anni l'Egitto, al fine di proteggere i propri asset nel Mediterraneo, ha effettuato numerosi investimenti per rafforzare la propria flotta navale.

### Conclusioni

È indubbio come la sua favorevole posizione geografica nel Mediterraneo renda l'Egitto uno snodo centrale tra Africa, Medio Oriente ed Europa, ponendolo quale naturale hub di

<sup>22</sup> L. Baker, T. Gumrukcu e M. Kambas, “Turkey-Libya maritime deal rattles East Mediterranean”, *Reuters*, 25 dicembre 2019.

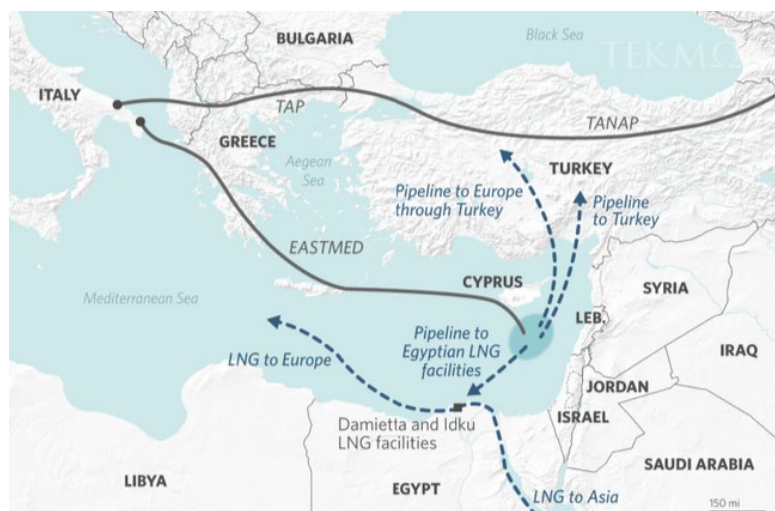
<sup>23</sup> “Turkey-Libya deals ‘void’: Egypt, France, Greece, Cyprus”, *Al Arabiya*, 9 gennaio 2020.

<sup>24</sup> C. Spinella, “Turchia-Egitto, il grande disgelo nel Mediterraneo”, *Ansa*, 6 maggio 2021

riferimento a livello macroregionale per le esportazioni di energia, in particolare gas naturale ed elettricità<sup>25</sup>.

Tale ruolo è poi rafforzato dal fatto che, anche alla luce delle previsioni dell'Agencia Internazionale dell'Energia (Iea), per la quale nel 2050 la domanda di gas diminuirà del 55%<sup>26</sup>, al momento la soluzione più competitiva dal punto di vista economico per lo sfruttamento del gas estratto nel Mediterraneo orientale è proprio quella di utilizzare gli impianti di liquefazione egiziani di Idku e Damietta, i quali presentano una capacità combinata di 19 Gmc all'anno.<sup>27</sup> Tale soluzione, inoltre, è quella in grado di garantire la maggiore flessibilità agli esportatori, dal momento che consente di convogliare il gas non solo verso il mercato europeo ma anche verso altri mercati, magari più convenienti, come quello asiatico.

Fig. 9.3 – Le possibili rotte di esportazione del gas



Fonte: Stratfor

La strategia egiziana, però, potrà avere successo solo se il paese riuscirà a risolvere o, almeno, ad attenuare le tensioni con la Turchia, dal cui coinvolgimento, magari proprio all'interno del Forum, nella gestione delle risorse non è possibile prescindere. Entrambi i paesi dovranno, quindi, rinunciare in parte alla propria ambizione di ricoprire un ruolo egemonico nella gestione dei flussi energetici, optando per un approccio cooperativo all'interno della governance energetica regionale.

<sup>25</sup> F. Borsari, *Egitto: La grande scommessa sull'energia*, Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI), 5 febbraio 2021.

<sup>26</sup> *Net Zero by 2050*, International Energy Agency, maggio 2021.

<sup>27</sup> L'opzione alternativa, il gasdotto Eastmed, nonostante l'appoggio politico di alcuni paesi, a oggi sembra abbastanza irrealistica, oltre che per la ferma opposizione della Turchia anche alla luce della sproporzione tra il costo previsto (oltre 6 miliardi di euro) e la sua capacità potenziale (10 Gmc all'anno).

## 10. Afghanistan e Asia Centrale tra energia, diplomazia, e sicurezza

*Filippo Costa Buranelli*

I recenti cambiamenti geopolitici e di sicurezza causati dal ritiro delle forze USA e NATO dall'Afghanistan hanno comportato la riconfigurazione dello scenario politico, economico e commerciale per gli stati dell'Asia Centrale. Se nel periodo in cui la presenza occidentale sul territorio afgano aveva permesso alle cancellerie di Kazakistan, Kirghizistan, Tagikistan, Turkmenistan e Uzbekistan di considerare l'Afghanistan come una, seppur importante, zona periferica del complesso di sicurezza regionale centrasiatrico, a oggi la situazione è drasticamente cambiata, con i governi delle repubbliche centrasiatriche (con i dovuti caveat per quel che riguarda il Tagikistan) che ogni giorno discutono sulla possibilità di dialogo, riconoscimento e relazioni con le forze talebane. A costo di semplificare la complessità degli eventi e delle narrative pertinenti all'Afghanistan, si può dire che in Asia Centrale e specialmente in Uzbekistan il paese viene progressivamente visto non più come “terra di minaccia”, ma come “terra di opportunità”.

Alla luce di questi cambiamenti, questa analisi vuole gettare luce sulle seguenti quattro domande: Cosa vogliono dire i recenti cambiamenti in Afghanistan per il mercato energetico centrasiatrico? Quale sarà la tendenza principale nella politica estera energetica delle Repubbliche centrasiatriche verso l'Afghanistan: collaborazione o conflitto?

Cosa succederà ai due mega-progetti che collegano, sulla carta, l'Asia Centrale all'Afghanistan, in particolare la rete Casa-1000 (lungo la linea Kirghizistan-Tagikistan-Afghanistan-Pakistan) e il gasdotto Tapi (Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India)? E infine, può l'Afghanistan essere inglobato in un complesso energetico di carattere regionale?

### ***Cambiamenti politici in Afghanistan e prospettive per il mercato energetico centrasiatrico***

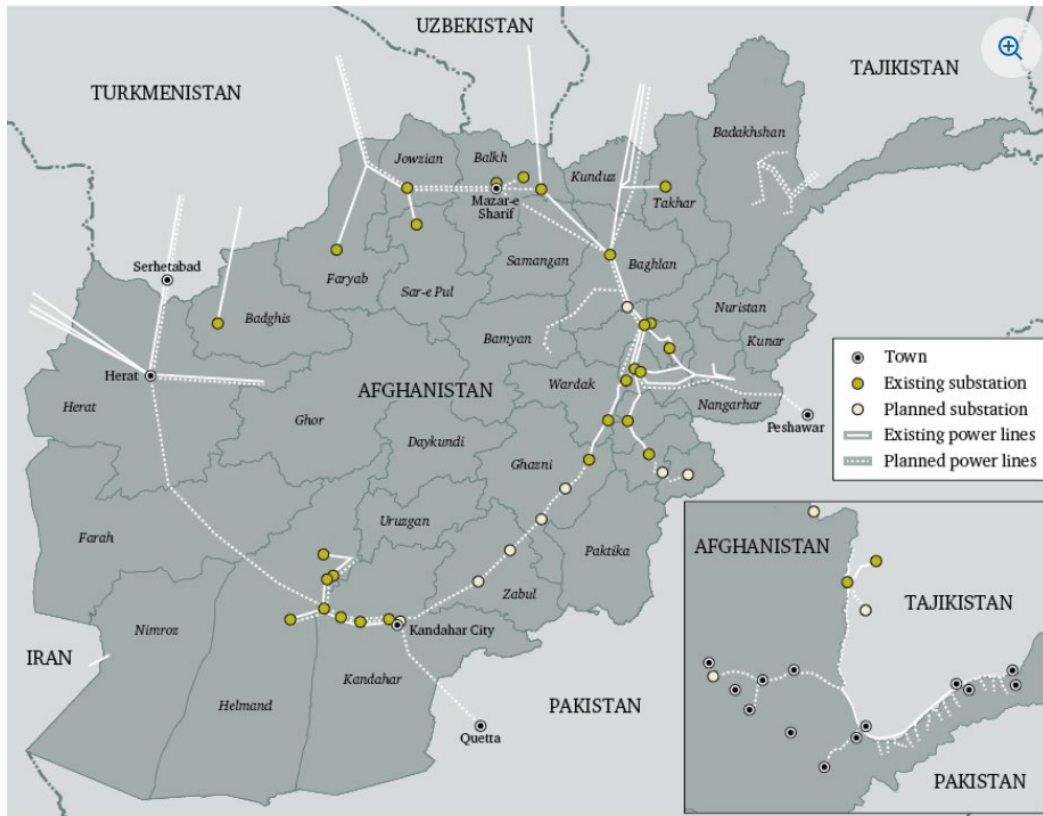
In linea di massima, si può dire che da un punto di vista energetico i recenti cambiamenti sul territorio afgano non hanno (ancora) comportato un forte shock per il mercato centrasiatrico, che rimane fortemente ancorato a direttrici intra-regionali, europee, cinesi e russe. Tuttavia, è innegabile che quanto sta avvenendo in Afghanistan, pur con tutte le relative insicurezze e imprevedibilità che conosciamo, può presentare l'Asia Centrale con un potenziale nuovo mercato.

È indubbio infatti che, al di là di sofisticate argomentazioni di carattere legale e politico sul quando, come e se le forze talebane verranno riconosciute dalla comunità internazionale o almeno da una parte di essa, le autorità al momento al potere in Afghanistan dovranno garantire il minimo fabbisogno energetico per la popolazione e le attività economiche nel paese. Non è un caso, dunque, che le negoziazioni su grandi progetti come il gasdotto Tapi e il progetto di trasmissione (idro)elettrica Casa-1000 dal Kirghizistan al Pakistan passando proprio per l'Afghanistan siano riprese poche settimane dopo i fatti di agosto 2021.

Uno sguardo al background geo-energetico può indubbiamente aiutare a capire i meccanismi e le necessità base di questa cooperazione, per quanto incipiente, al momento

basata principalmente su beni alimentari, medicine e generi di conforto. Da un punto di vista meramente geo-energetico, l’Afghanistan si trova tra paesi con un notevole surplus energetico, quelli dell’Asia Centrale, e un gruppo di paesi caratterizzati da un marcato deficit energetico, quali a esempio l’India, il Pakistan e il Bangladesh. In questo senso, l’Afghanistan costituisce al momento non solo un ‘isolante’ da un punto di vista geopolitico, come vorrebbe la teoria dei complessi di sicurezza regionali, ma anche da un punto di vista geo-energetico.

Fig. 10.1 - La rete elettrica esistente e pianificata



Fonte: <https://www.chathamhouse.org/2019/07/reconnecting-afghanistan/2-energy-trading>

Tuttavia, non è solo il ruolo di ‘cintura di trasmissione’ che può giocare l’Afghanistan che interessa alle Repubbliche centrasiatriche, ma è anche il suo mercato interno considerato in autonomia. Basti considerare, infatti, che a metà degli anni Novanta, solamente lo 0,1% della popolazione afgana aveva accesso a forniture elettriche. Questa magra percentuale ha iniziato a incrementare a partire dal 2001, al punto che nel 2009 quasi la metà (45%) della popolazione era provvista di elettricità, una proporzione che è diventata poi il 90% nel 2014-15 e il 97,7% nel 2019 (addirittura 100% nei centri urbani).<sup>1</sup>

<sup>1</sup> World Bank, “Access to electricity (% of population) – Afghanistan”.

Fig. 10.2 - Accesso all'elettricità della popolazione afgana (in percentuale)



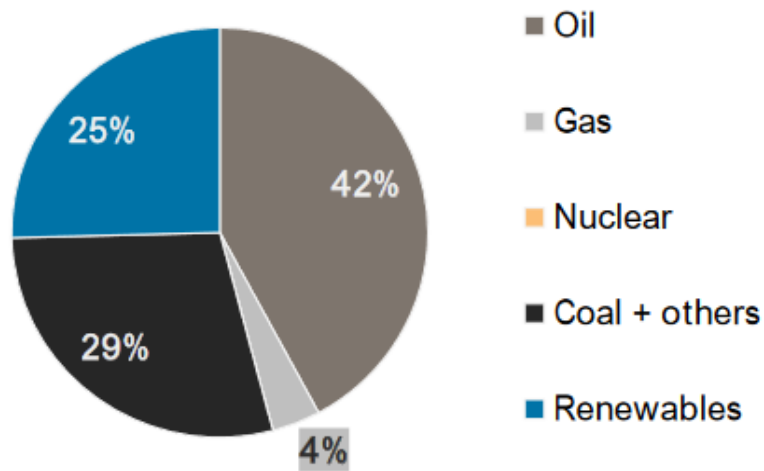
Fonte: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AF>

Questo quadro è ancora più rilevante se si considera che, al momento, le principali fonti di approvvigionamento energetico dell'Afghanistan sono legno, letame, carbone e kerosene, e che il paese importa quasi l'80% della propria elettricità da paesi vicini, in particolare Uzbekistan, Tagikistan, Turkmenistan e Iran.<sup>2</sup>

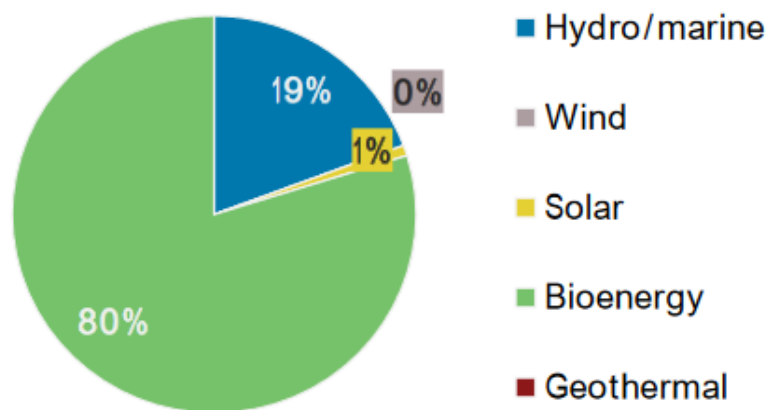
<sup>2</sup> G. Price e H. Hakimi, *Reconnecting Afghanistan: Lessons from Cross-border Engagement*, Chatham House research paper, 8 luglio 2019.

Fig. 10.3 - Energia primaria e rinnovabile in Afghanistan

### Total primary energy supply in 2018



### Renewable energy supply in 2018

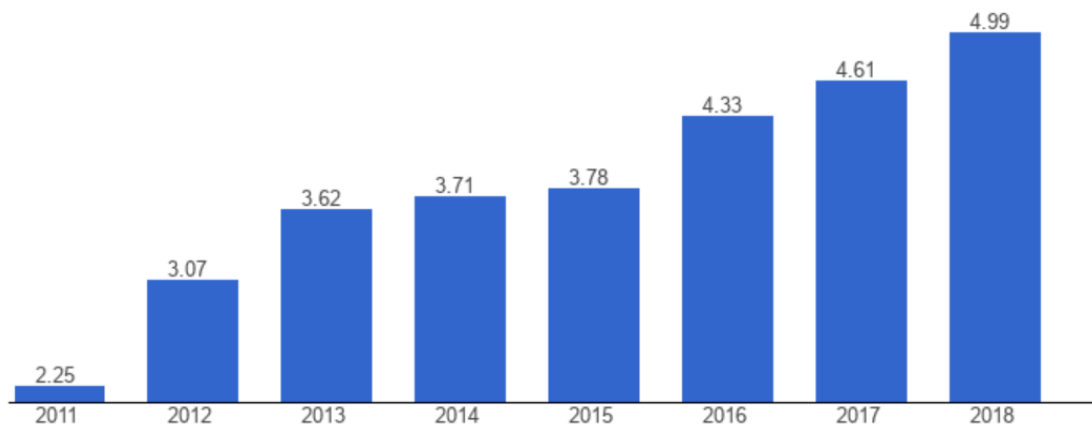


Fonte:

[https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical\\_Profiles/Asia/Afghanistan\\_Asia\\_RE\\_SP.pdf](https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Asia/Afghanistan_Asia_RE_SP.pdf)



Fig. 10.4 - Andamento dell'importazione di elettricità in Afghanistan



Fonte: [https://www.theglobaleconomy.com/Afghanistan/electricity\\_imports/](https://www.theglobaleconomy.com/Afghanistan/electricity_imports/). Il grafico si riferisce alla quantità di Terawatt importati (TW), con 4,99 TW costituenti il 78% delle importazioni.

È evidente dunque che, pur non essendo la transizione energetica in cima alle immediate priorità dei governi centrasiatrici quando si parla di Afghanistan, questi fattori giocano indubbiamente un ruolo nell'approccio che l'Asia Central può avere nel coordinare e negoziare accordi energetici con l'Afghanistan.

### ***Collaborazione o conflitto***

Il quadro sopra delineato dev'essere necessariamente inserito in un contesto più ampio, quello geopolitico e strategico, incentrato su dinamiche di cooperazione e competizione, collaborazione e conflitto – in altre parole, all'interno del più ampio dilemma di sicurezza che i recenti cambiamenti in Afghanistan hanno posto ai vicini centrasiatrici, all'ambiente macroregionale (Iran, India, Pakistan) e alle grandi potenze (Russia e Cina su tutte, ma anche Stati Uniti e Unione europea).

In termini generali, l'ascesa al potere dei talebani in Afghanistan viene vista in Asia Centrale attraverso il prisma del *pragmatismo strategico*. Vale a dire che, pur affermando che dialogo e interazione non ammontano necessariamente a un riconoscimento *de facto* del nuovo regime islamista, ciò non preclude attività di collaborazione e una definizione di aree di comune interesse strategico, così come l'identificazione di linee rosse il cui attraversamento non sarà tollerato.

In particolare, i governi del Kazakistan, Kirghizistan, Turkmenistan e Uzbekistan hanno intavolato discussioni a livello ministeriale per affrontare delicate questioni inerenti al mutuo rispetto dell'integrità territoriale, aspetti di cooperazione umanitaria, mutua non-aggressione, prevenzione di incursioni di forze e organizzazioni terroristiche dal territorio afgano a quello centrasiatrico come al-Qaeda e Isis-Khorasan e, da ultimo, investimenti energetici in Afghanistan. All'interno di questo quadro improntato al pragmatismo, si discosta il governo



tagiko di Emomali Rahmon il quale, insistendo fortemente sulla futura formazione del governo afgano che dovrà essere improntata all'inclusione dei tagiki afgani (che, secondo stime recenti, costituiscono il 27% della popolazione),<sup>3</sup> ha preso le distanze dall'attitudine cooperativa dei vicini centrasiatrici puntando invece l'attenzione sulle criticità di stabilità e sicurezza regionale che i recenti cambiamenti hanno recato.

Ovviamente, queste dinamiche di cooperazione-conflitto all'interno del complesso di sicurezza regionale centrasiatrico hanno un impatto importante sulle attuali relazioni energetiche. Il Tagikistan, infatti, ha recentemente diminuito la quantità di energia esportata verso l'Afghanistan da 1,5 miliardi di kWh a poco più di 660mila kWh,<sup>4</sup> anche se sarebbe pretestuoso considerare la riduzione di fornitura energetica solamente come una tattica di *realpolitik* da parte di Rahmon.

Il motivo della riduzione, infatti, è duplice. Da un lato, è una mera questione di ritardo nei pagamenti – si calcola infatti che il debito energetico afgano ammonti a \$90 milioni, e che questo, anche a detta del presidente della compagnia energetica statale afgana (De Afghanistan Breshna Sherkat [Dabs]), giustifica la cessazione unilaterale delle forniture. Dall'altro, è una questione di più ampio respiro che riguarda la penuria energetica domestica che sta affliggendo le Repubbliche centrasiatriche, in particolare Uzbekistan, Kirghizistan e lo stesso Tagikistan.

Recentemente sono stati fatti appelli ai paesi vicini a non sospendere le forniture energetiche, specie perché questo comporterebbe un serio aggravarsi della già spaventosa crisi umanitaria nel paese. In questo senso, la decisione del Tagikistan di continuare le forniture, nonostante a regime ridotto e l'aperta ostilità ai Talebani, dev'essere visto come un segnale tutto sommato incoraggiante.<sup>5</sup>

Ancora più incoraggiante, forse, è il fatto che, nonostante le difficoltà coi pagamenti e con una precaria situazione energetica interna, l'Uzbekistan stia continuando a fornire energia ai vicini afgani, in pieno rispetto degli accordi contrattuali stabiliti prima dei fatti di agosto 2021.<sup>6</sup> Questo approccio costruttivo e, se vogliamo, pragmatico alla questione energetica e umanitaria afgana è stato recentemente reiterato e difeso dal ministro degli Esteri uzbeko Abdulaziz Kamilov durante il suo incontro coi partner europei in occasione del 16° Consiglio di Cooperazione uzbeko-UE, affermando come energia, commercio, sicurezza e sviluppo,

---

<sup>3</sup> Tuttavia, in quello che sembra essere un tentativo di fare leva su sentimenti di comunanza etnica coi tagiki afgani per esercitare interferenza negli affari interni dell'Afghanistan, Rahmon ha di recente dichiarato che i tagiki in Afghanistan ammontano al 46% della popolazione. Si veda, a proposito, T. Umarov, *Why Tajikistan Is Taking a Stand Against the Taliban*, Carnegie Moscow Centre, 26 ottobre 2021.

<sup>4</sup> *Kun.uz*, "Media: Tajikistan has reduced electricity exports to Uzbekistan", 5 ottobre 2021.

<sup>5</sup> *Asia-Plus*, "Tajikistan expected to supply up to 1.5 billion kWh of electricity to Afghanistan this year", 6 ottobre 2021. Non va peraltro dimenticato che questa policy è parte di un calcolo di interesse nazionale e di mero business – la fornitura di elettricità risulta essere il 65% degli export tagiki verso l'Afghanistan, per un totale di circa \$45 milioni. Vista la potenziale competizione dell'Iran in campo energetico e il bisogno di Dushanbe di fare cassa alla luce degli effetti nefasti della pandemia, il mantenimento di buone relazioni (energetiche) con l'Afghanistan è visto come necessario.

<sup>6</sup> *Xinhua*, "Uzbekistan continues to export electricity to Afghanistan", 5 ottobre 2021.

uniti allo scongelamento degli asset afgani all'estero, siano un aspetto fondamentale del processo di stabilizzazione e ricostruzione statale dell'Afghanistan.<sup>7</sup>

La situazione, tuttavia, è grave al punto che rappresentanti di Dabs hanno chiesto alla missione Onu in Afghanistan (Unama) di pagare i \$90 milioni dovuti ai vicini, richiesta cui al momento non è seguita risposta. In attesa di un aiuto da Unama, i Talebani hanno stretto un accordo col governo iraniano per la fornitura di 100MW per garantire energia alla parte occidentale del paese, la più colpita dall'attuale crisi.<sup>8</sup>

Tale accordo dà sicuramente ossigeno a una parte del paese, ma è poca cosa considerando che, annualmente, l'Afghanistan necessita di 1600MW per soddisfare il proprio fabbisogno energetico.<sup>9</sup> In aggiunta a questo quadro molto complesso e preoccupante, va anche considerato il contesto internazionale finanziario e di sicurezza, vale a dire il fatto che molte delle riserve monetarie e degli asset che potrebbero garantire all'Afghanistan un approvvigionamento energetico più sostanzioso e stabile sono al momento congelati dagli Stati Uniti e altre forze alleate.<sup>10</sup> Questi asset, è importante ricordare, ammontano a quasi \$10 miliardi, locati negli Stati Uniti ma di proprietà della banca centrale afgana.

### *I mega-progetti regionali*

Per quanto riguarda progetti energetici specifici, i più importanti erano e rimangono la fornitura di energia idroelettrica attraverso la rete Casa-1000 e il gasdotto Tapi. Al momento entrambi risultano essere sospesi e la probabilità che essi possano riprendere dipenderà molto da investimenti regionali e internazionali, dalla situazione politica intera afgana, e dal livello di sicurezza che sarà garantito alla realizzazione di questi piani energetici e infrastrutturali. In particolare, la costruzione di Casa-1000 sembrerebbe particolarmente difficile, specie alla luce del fatto che anche prima della crisi politica afgana solamente il 15% dei 570km delle linee era stato completato.

Per quanto riguarda Tapi, i precedenti non sono certo incoraggianti, o comunque non al punto tale da avanzare ipotesi o analisi concrete riguardo la sua costruzione. Il progetto, che è stimato avere una capacità di 33 miliardi metri cubi di gas annuali per un costo tra gli \$8 e i \$10 miliardi, è sull'agenda di Ashgabat, Kabul, Islamabad e Dehli almeno dal 1995, anche se è solo dal 2015 che la costruzione è iniziata, per altro a singhiozzo.

Tuttavia, non è un segreto che il governo turkmeno e i Talebani hanno da sempre goduto di buoni rapporti e collaborazione diplomatica, e in un recente viaggio ad Ashgabat nel febbraio 2021 i Talebani hanno riaffermato la loro intenzione di collaborare alla realizzazione del progetto, al momento pianificata per dicembre 2023. Questa intenzione continua a essere supportata dal governo turkmeno il quale, attraverso il proprio ambasciatore a Kabul Ovezov

---

<sup>7</sup> G. Gotev, "Foreign Minister: Uzbekistan is promoting 'pragmatic relations' with Afghanistan", *Euractiv*, 15 novembre 2021.

<sup>8</sup> B. Dawson, "The Taliban plans to buy electricity from Iran after Afghanistan's unpaid bills to other countries left it facing blackouts", Yahoo News, Business Insider, 13 novembre 2021.

<sup>9</sup> E. Najafizada, "Afghanistan could go dark as power bills remain unpaid", *Al Jazeera*, 6 ottobre 2021.

<sup>10</sup> K. Ibragimova, "Tajikistan hopes Taliban foes pay for power", *Eurasianet*, 6 ottobre 2021.

Hoja Sapargeldiyewich, ha reiterato la propria disponibilità a lavorare in modo congiunto per rimuovere gli ostacoli alla realizzazione del progetto.<sup>11</sup>

Quanto questo sarà fattibile dipenderà da numerosi fattori legati a investimenti, sicurezza e cooperazione tra i paesi coinvolti, da ultimo anche le grandi potenze come, ad esempio, gli Stati Uniti.<sup>12</sup> È importante ricordare, in un’ottica macroeconomica, che il completamento di questi progetti porterebbe all’Afghanistan anche numerose opportunità di guadagno attraverso tasse di transito.

### ***L’Afghanistan e il complesso energetico macroregionale***

Nonostante anni di investimenti, progettazione e diplomazia energetica serrata, il contesto macroregionale, come accennato sopra, è sicuramente negativo. A dispetto delle ingenti somme di denaro e i grossi investimenti effettuati negli ultimi anni nel settore energetico centrasiatiano, per non parlare dei piani recenti per lo sviluppo di un piano regionale per l’energia sostenibile,<sup>13</sup> attualmente tutti gli stati centrasiatiani stanno affrontando una crisi energetica tanto grave quanto inaspettata. Persino in Kazakistan, dove le forniture e le infrastrutture energetiche sono più avanzate e potenti degli altri stati centrasiatiani, si sono verificati numerosi blackout a causa di problemi con ben tre generatori: Ekibastuz-1, Ekibastuz-2, e Aksu. Per avere un’idea dell’impatto di questi blackout, si pensi che si sono verificati attraverso l’intero territorio nazionale – nel nord, nell’est, nel territorio di Kyzylorda, nell’area di Almaty e di Shimkent.<sup>14</sup>

Come menzionato poco sopra, anche in Uzbekistan, Kirghizistan, Tagikistan e finanche in Turkmenistan si stanno verificando problemi simili, con lo spettro del razionamento energetico per Kirghizistan e Tagikistan in particolare.

Come analizzato in un precedente focus,<sup>15</sup> i recenti cambiamenti climatici (specie siccità e progressiva aridità) e una vetusta e mal mantenuta infrastruttura energetica, sono alla base della recente crisi, specie se questi fattori sono aggiunti alla bassa qualità delle linee di trasmissione energetica regionali. Basti pensare che, in un’inusuale ammissione pubblica di difficoltà, il ministero dell’Energia e delle Risorse idriche del Tagikistan ha menzionato ‘la mancanza di fondi e investimenti’ come causa principale per la mancata modernizzazione del sistema energetico nazionale, affermando inoltre che Barqi Tojik (la compagnia elettrica tagika) è indebitata per \$2,7 miliardi, pari al 35% del Pil tagiko.<sup>16</sup>

---

<sup>11</sup> Radio Pakistan, “Afghanistan, Turkmenistan discuss mega energy projects”, 21 novembre 2021.

<sup>12</sup> D. Otorbaev, “Central Asia’s Afghan route to prosperity”, *The Japan Times*, 4 maggio 2021.

<sup>13</sup> F. Costa Buranelli, *Rinnovabili in Asia centrale: quale ruolo per l’Italia?*, Focus Sicurezza energetica n. 1/2021, pp. 72-83.

<sup>14</sup> B. Pannier, “The Curious Case Of Central Asia’s Severe Electricity Shortages”, *Radio Free Europe*, 16 novembre 2021; per il caso kazako nello specifico, si veda P. Sorbello, “Kazakhstan’s Power Shortages: Crypto Miners and Geopolitics”, *The Diplomat*, 19 novembre 2021, <https://thediplomat.com/2021/11/kazakhstans-power-shortages-crypto-miners-and-geopolitics/>

<sup>15</sup> F. Costa Buranelli (2021).

<sup>16</sup> Highlights from Central Asian press, websites 19 Oct 21 BBC Monitoring Central Asia Unit Supplied by BBC Worldwide Monitoring October 19, 2021.

Questo quadro, dunque, getta ombre sul futuro della cooperazione tra le Repubbliche centrasiatriche e l'Afghanistan, almeno nel breve e medio termine. E questo, è bene sottolinearlo, non perché non ci sia la volontà, ma perché gli ostacoli di natura materiale, finanziaria, e infrastrutturale possono essere molto difficili da sormontare. Investimenti internazionali, aiuti umanitari, prestiti a basso tasso d'interesse e un sistema coordinato di manutenzione, upgrading tecnico, e rinnovamento delle infrastrutture energetiche del paese e della regione nel suo complesso, specie attraverso progetti coordinati dalla Banca asiatica per lo Sviluppo e il Programma per la Cooperazione Economico-Regionale per l'Asia Centrale sono la preconditione per evitare un serio aggravarsi della situazione e la discesa del paese nell'indigenza assoluta, con conseguenze nefaste per la sicurezza della popolazione afgana, ma anche di quella regionale e finanche internazionale.



# 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](http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale)



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri  
e della Cooperazione  
Internazionale

Coordinamento redazionale: **Senato della Repubblica**  
Servizio Affari internazionali  
Tel.  
email

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