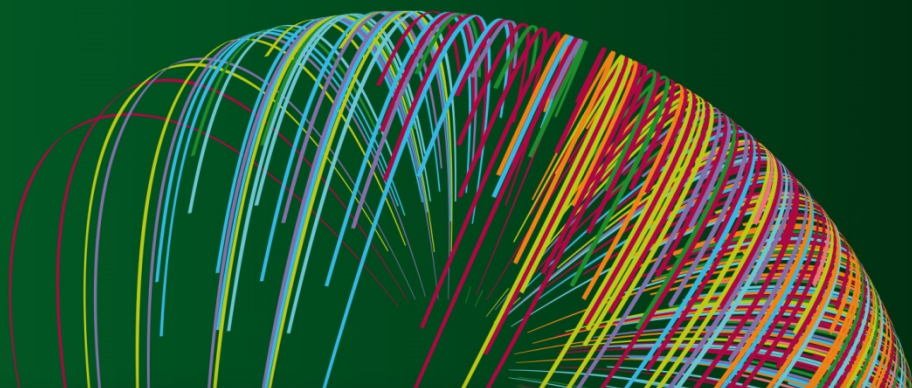


Osservatorio di Politica internazionale



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

Sicurezza energetica

Maggio/Agosto 2021

n. 2 (n.s.)

Focus

Sicurezza energetica

n. 2 (n.s.) – maggio/agosto 2021

Focus

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

AUTORI

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

Marco Valigi (Università di Bologna) – CAPITOLO 1

Chiara Proietti Silvestri (RiEnergia e ISPI) – CAPITOLO 2

Lisa Orlandi (RiEnergia) – CAPITOLO 3

Francesco Sassi (Università di Pisa) – CAPITOLO 4

Aldo Liga (ISPI) – CAPITOLO 5

Lorena Stella Martini (ECFR) – CAPITOLO 6

Federico Borsari (ISPI e ECFR) – CAPITOLO 7

Carlo Frappi (ISPI e Università Ca' Foscari) – CAPITOLO 8

Fabio Indeo (Center for Energy Governance and Security) – CAPITOLO 9

Focus Sicurezza energetica

n. 2 (n.s.) – maggio/agosto 2021

Sommario

1. LA DECARBONIZZAZIONE. LE DINAMICHE SISTEMICHE, IL RUOLO DELL'EUROPA E IL POSIZIONAMENTO DELL'ITALIA	6
2. IL MERCATO ENERGETICO EUROPEO NELL'ERA DELLA PANDEMIA	11
3. IL PETROLIO E L'OPEC CONTANO ANCORA	20
4. LA DOMANDA RECORD DI GAS IN EUROPA E LE STRATEGIE DI GAZPROM	27
5. L'ALGERIA FRA CRISI DEL SETTORE ENERGETICO, CONTESTAZIONE SOCIALE E PROSPETTIVE PER UNA TRANSIZIONE GREEN.....	44
6. MAROCCO ED ENERGIE RINNOVABILI: AMBIZIONI E SFIDE PER UN FUTURO PIÙ VERDE.....	53
7. IL SETTORE ENERGETICO IRACHENO TRA CRITICITÀ STRUTTURALI E GRANDI POTENZIALITÀ	61
8. I SUCCESSI DELLA STRATEGIA ENERGETICA DELLA TURCHIA. PORTATA E RICADUTE	74
9. AFGHANISTAN COME FUTURO HUB ENERGETICO: AMBIZIONI E OSTACOLI NELLO SCENARIO DI LATENTE CONFLITTUALITÀ E INSTABILITÀ.....	81

1. La decarbonizzazione.

Le dinamiche sistemiche, il ruolo dell'Europa e il posizionamento dell'Italia

Marco Valigi

La competizione tra stati è un tratto saliente della politica internazionale. Nonostante ciò, abbia determinato immense tragedie, difficilmente avremmo conosciuto il progresso senza spinta competitiva tra aggregati sociali, o senza il desiderio di predominare gli altri. Pensiamo alla conquista dello spazio, senza il confronto tra Stati Uniti e Unione Sovietica, l'uomo sarebbe mai arrivato sulla Luna? E quanti brevetti cruciali per lo sviluppo dell'industria civile sono scaturiti da quell'impresa? Moltissimi, basti pensare al Gore-Tex o al Velcro. Questo scenario di competizione e innovazione caratterizzerà dunque anche la cosiddetta "corsa" alla decarbonizzazione? Difficile a dirsi in questa fase, ma ancor più complesso è dare una risposta a questo tipo di domanda senza interrogarsi sulle ragioni profonde dietro la narrativa di Europa, Stati Uniti e Cina in materia di energia. Intuitivamente, è la competizione internazionale a orientare le politiche "verdi" di questi paesi. Tuttavia, i fattori propulsivi di breve termine dietro quelle politiche potrebbero rispondere in prevalenza a considerazioni di natura domestica.

Europa, Stati Uniti e Cina, pur con modalità differenti, hanno dichiarato o lasciato intendere di volere guidare la transizione energetica e arrivare alla leadership in un mondo alimentato dalle risorse rinnovabili. Di fatto, nulla di sorprendente rispetto alle tradizionali dinamiche di potere tra grandi potenze. Semplicemente, ora, il confronto tra i protagonisti della politica internazionale sembra essersi spostato sul terreno della definitiva dismissione dei combustibili fossili. La tendenza da parte degli analisti è quella di prendere le parti ora di Pechino ora di Washington, ipotizzando un ritorno al bipolarismo piuttosto che a un ripristino dell'egemonia americana. Nel caso della decarbonizzazione, tuttavia, il quadro è più complesso e non sembra possibile eludere la questione relativa al ruolo dell'Unione Europea. Nonostante la natura composita dell'attore, che talora rende difficile collocare Bruxelles in certe dinamiche internazionali, a oggi la Commissione è la sola ad avere esplicitato una strategia di decarbonizzazione e posto le basi regolatorie del processo di riduzione delle emissioni.

Affrontare il dilemma della gestione collettiva del problema climatico, la questione del consumo di energia e la distribuzione delle fonti in chiave competitiva rappresenta una prospettiva tutto sommato rassicurante, una lettura che li rende problemi risolvibili. È implicito, infatti, che chi prevarrà nella competizione energetica, tendenzialmente, deterrà anche tecnologie capaci di guidare il mondo fuori dal "pantano" del riscaldamento climatico

e che queste ultime basteranno a risolvere la questione, ben più sfaccettata, dell'uso disfunzionale dell'energia. In questo modo, un problema di beni pubblici, il cui esito è in genere il fallimento, viene tradotto in uno scontro per la leadership globale e la ricerca del progresso. Insomma, una questione dalle tinte assai meno fosche. In questo modo, infatti, l'eventualità che, nell'indifferenza generale, si consumi una catastrofe sarà rimpiazzata da una sfida epocale in cui il sistema internazionale troverà una potenza guida in grado di stabilire l'ordine e piegare le forze della natura.

La decarbonizzazione implica evidentemente una dimensione competitiva. Allo stesso modo, ci sono contesti, magari più tecnici, nei quali Europa, Stati Uniti e Cina collaborano in ambito di energia o comunque nei quali hanno luogo forme di interdipendenza complessa. Immaginare che la questione possa essere spiegata solo in termini di competizione e/o cooperazione internazionale, tuttavia, è poco realistico. Infatti, sia un'eventuale enfasi per la dimensione internazionale della politica sia una progettualità di lungo termine sono elementi che non caratterizzano i comportamenti delle attuali leadership, molto più focalizzate sulla ricerca del consenso immediato presso l'elettorato interno che sulla costruzione di effettive strategie internazionali. Partendo da questa considerazione sul peso che le priorità domestiche assumono nella definizione delle politiche di Europa, Cina e Stati Uniti, proveremo dunque a illustrare la "corsa" alla decarbonizzazione da una prospettiva meno ortodossa.

Stati Uniti

Nel caso degli Stati Uniti, dato il ruolo sistemico di Washington e la crescente contrapposizione in materia di sicurezza con Cina e Russia, si è spinti a leggere la strategia energetica del paese in chiave di posizionamento esterno. Di contro, come hanno evidenziato i maggiori studiosi di politica estera degli Stati Uniti, nel corso della storia, l'agenda internazionale di Washington è stata dettata in prevalenza da considerazioni basate sulla ricerca del consenso e in risposta a logiche di potere e interesse interne. In un contesto dove la politica energetica è definita in prevalenza dagli apparati federali e gli stati che costituiscono l'Unione godono di notevole autonomia in materia, l'affermazione del presidente Joe Biden di essere intenzionato ad assumere la leadership della transizione energetica, in realtà, potrebbe avere come obiettivo quello di competere con i repubblicani sfidandoli sul loro stesso terreno, ovvero servirsi delle politiche ambientali e climatiche per rilanciare la leadership globale degli Stati Uniti. Poiché la promessa di Donald Trump di "rendere nuovamente grandi" gli Stati Uniti attraverso politiche unilaterali si è tradotta in un *vulnus* alla credibilità internazionale del paese, causando la crisi delle istituzioni interne, una strategia che sappia rilanciare il ruolo degli Usa come potenza guida nella transizione energetica, capace per giunta di evitare la catastrofe climatica, consentirebbe ai democratici di prevalere nelle *mid-term elections*. Questo aspetto, affatto secondario, risulterebbe del resto fondamentale per la presidenza Biden nell'ottica di portare a termine il mandato con la maggioranza di senatori necessaria a sostenere l'implementazione delle politiche eventualmente più innovative presenti nel programma dell'amministrazione democratica, incluso il rilancio del cosiddetto "Obama care". Un'eventuale vittoria trainata dalla sfida energetica globale, infatti, assicurerà

a Biden di godere della legittimità (e dei numeri, dato che ora il Senato è in parità) per rilanciare il modello liberale, sfidato dall'interno. La corsa alla decarbonizzazione non assicurerà il mantenimento del primato economico americano. Né il risultato né i tempi di realizzazione sono certi. Tuttavia, nel quadro di un'amministrazione più affine ai principi ispiratori del wilsonismo che al realismo di Teddy Roosevelt il commercio internazionale (nel caso delle rinnovabili questo è un aspetto cruciale) risulta funzionale al mantenimento del sistema politico e alla prosperità della nazione. L'impegno in una sfida energetica strettamente collegata alla riduzione delle emissioni aiuterebbe a rilanciare alcuni valori fondativi della democrazia e, ancorandoli a un obiettivo vitale come il cambiamento climatico, consolidarli.

Cina

Proseguendo in una panoramica sistemica, il posizionamento della Cina appare come il meno chiaro e irto di elementi di complessità. Pechino tende per tradizione in politica estera a non esplicitare le proprie intenzioni. Inoltre, il sistema politico, tuttora dominato dagli apparati del Partito comunista risulta impenetrabile – un connubio che preclude spesso di andare oltre le congetture e comprendere cosa effettivamente si cela dietro la strategia di decarbonizzazione di Pechino. Una prima ipotesi è che la Cina, come principale produttore di CO₂ a livello mondiale, sfrutti questa fase transitoria per massimizzare i vantaggi derivanti dall'uso di fonti fossili altamente inquinanti, in particolare il carbone, per passare direttamente alle rinnovabili. Come accaduto in India con la telefonia mobile, per intenderci. Così facendo, Pechino abatterà i costi di rete per eventuali gasdotti e oleodotti destinati poi alla dismissione. Il grande tema che tuttavia la leadership cinese ha ribadito negli anni e al quale sembra legarsi la strategia energetica del “dragone” è quello dello sviluppo interno e della trasformazione della società cinese da “produttrice” a “consumatrice”. La posizione di Pechino all'interno della “corsa” alla decarbonizzazione va in particolar modo analizzata tenendo conto di due diversi livelli di operatività delle sue politiche: i) quello delle tecnologie; e ii) quello dei consumi. Rispetto alle prime, guidare il processo genererebbe una serie di vantaggi comparativi nel commercio internazionale e proventi reinvestibili per la crescita interna del paese. Viceversa, nel caso dei consumi, Pechino trarrà maggiori vantaggi se ottimizzerà il *mix* di fonti fossili, sfruttando il proclamato “diritto” dei paesi ex-coloniali e arretrati (ex anche in questo caso, ormai) a inquinare. Anche nel caso della Cina, quindi, più che prevalere sui rivali occidentali, il passaggio alle rinnovabili – o meglio il primato nello sviluppo di tecnologie *carbon neutral* – consisterebbe nel conquistare una buona porzione del mercato estero, sfruttando quella posizione e i proventi che ne deriveranno per fare crescere il mercato interno e modificare i comportamenti di consumo della popolazione, anche sul piano energetico. Pur con i *caveat* di un regime semidittatoriale, la legittimità dell'esecutivo cinese dipende dalla sua capacità di generare sviluppo interno e produrre benefici per la popolazione. Non diversamente da altre politiche, dunque, la decarbonizzazione rappresenta uno strumento in quel processo.

Unione Europea

Arrivando al caso dell'Europa, fondamentale per questo focus, l'eventualità che Bruxelles intenda/riesca a guidare il processo di decarbonizzazione non è affatto scontata, in particolare perché lo sforzo necessario a superare i problemi di coordinamento interno tra i paesi membri potrebbe drenare risorse e tempo necessari invece a prevalere su Stati Uniti e Cina. Al netto di questa peculiarità che connota l'Europa rispetto agli altri due attori esaminati, la decarbonizzazione, anche in questo caso, lascia intravedere implicazioni interne, o comunque vantaggi emergenti su quel fronte, probabilmente più significativi di quelli internazionali. In primo luogo, internazionalizzare la sfida verde permetterebbe alla Commissione di definire il ritmo e le modalità della transazione all'interno dell'UE, eludendo le annose difficoltà di coordinamento tra paesi membri che, in settori strategici come la difesa, ad esempio, hanno sinora condannato l'UE all'inazione. In questo modo, inoltre, la Commissione sarà in condizione di costruire una nuova narrativa, passando dal ruolo disfunzionale, di arbitro/censore verso gli stati membri a quello di pivotale di coach/motivatore nei confronti di sfide e sfidanti esterni. Di fronte alle spinte centrifughe alimentate dal sovranismo che, trasversalmente, solca l'Unione, nel brevissimo termine, la “corsa” verso la decarbonizzazione costituirebbe un fattore in grado di neutralizzarne almeno in parte l'impatto sulla coesione politica del sistema. Anzi, addirittura, potrebbe offrire un complesso di valori a cui ancorare o meglio attraverso cui rifondare l'identità europea. Se poi la strategia di Bruxelles portasse verso qualche forma di primato rispetto a Stati Uniti e Cina – con ciò veniamo alla seconda implicazione alla quale si accennava prima – esso legittimerebbe la *leadership* della Commissione, agevolando il rilancio del processo di integrazione, spingendolo magari verso una conclusione positiva.

Italia

Per concludere, passiamo al caso italiano e al posizionamento del paese rispetto sia al contesto europeo, sia ai due “giganti” asiatico e nordamericano. Una prima considerazione riguarda il fatto che l'influenza dell'Italia sui mercati internazionali dell'energia è limitatissima. Come parte di un aggregato, l'Unione Europea, alla quale gli stati membri hanno ceduto quote di sovranità in materia di produzione di norme e decisioni, la prospettiva italiana non può essere messa a confronto direttamente con quella di attori come Cina e Stati Uniti. In questo caso, infatti, la decarbonizzazione ha una proiezione quasi esclusivamente interna, eventualmente di posizionamento all'interno dell'UE, ma non certo di competizione internazionale per una qualche forma di leadership. Al netto dei condizionamenti prodotti da Bruxelles, in Italia la decarbonizzazione ha avuto sinora il ruolo di stimolare prevalentemente il ciclo economico interno e di veicolare consenso elettorale. Nel caso nazionale, dunque, il quesito da porsi non è se ci sia una dimensione interna della decarbonizzazione, ma se ce ne possa essere una alternativa a quella internazionale, che infatti è definita dalle strategie dell'UE. In effetti sì, una dimensione intermedia tra le due esiste ed è proprio quella europea. La decarbonizzazione, oltre a un vettore di crescita economica interna, potrebbe diventare per i leader italiani un fattore di legittimazione/influenza all'interno dell'UE e, a cascata, uno strumento di legittimazione/consenso interno.

Relativamente alla dimensione menzionata, infatti, l'Italia potrebbe avere voce in capitolo qualora sapesse negoziare abilmente a Bruxelles – ovvero costruendo coalizioni a sostegno di decisioni strategicamente favorevoli, come indicato dalla letteratura internazionalistica per il caso delle medie potenze. Qualora quella condotta riuscisse ad armonizzare l'interesse nazionale del paese rispetto alle strategie energetiche dell'UE, la decarbonizzazione si tradurrebbe in un'efficace politica regionale, capace eventualmente di ridefinire a vantaggio dell'Italia certi equilibri euromediterranei.

L'esecutivo italiano sinora è parso più assorbito da questioni di stabilità politica (governabilità) collegate alla credibilità del paese e al bisogno di rilanciare Pil e consumi, che non dal posizionamento in materia di energia e, soprattutto, dalla relazione tra struttura industriale/produttiva, *supply chain* e sistema energetico. Quando si parla di lotta alle emissioni, tuttavia, un aspetto particolarmente sfidante e non privo di implicazioni controverse, nel caso delle energie verdi, si pone proprio in fase di realizzazione. Per realizzare impianti energetici *carbon neutral*, infatti, si producono enormi quantità di CO₂ che andrebbero ponderate nel bilancio politico/ambientale di quelle scelte. Senza mettere in discussione la “rivoluzione verde”, che ormai pare un processo irreversibile e si tradurrebbe in una lotta donchisciottesca contro la Commissione, l'Italia potrebbe levare una voce al tempo stesso critica e costruttiva, promuovendo una visione che potremmo definire come “evoluzione verde”. In particolare, una possibile posizione da promuovere attraverso una diplomazia tecnica potrebbe suggerire di guardare alla decarbonizzazione come passaggio da una valutazione della strategia energetica attraverso non più un “mix semplice”, ma “complesso”. Nella fattispecie, si tratterebbe non solo di includere nel mix le rinnovabili, ma di valutare l'impatto (quindi l'effettiva neutralità) di ciascuna risorsa, fossile e non, durante tutto il suo ciclo vitale (processo di estrazione, costruzione degli impianti per lavorarla/produrla, realizzazione della rete di distribuzione, utilizzo, gestione delle scorie/delle emissioni e infine impatto inquinante sulla *supply-chain*). Non si tratta di una posizione semplice da portare avanti. Tuttavia, puntando ad assumere una leadership intraeuropea in questa “nicchia diplomatica”, i decisori nazionali potrebbero al tempo stesso migliorare la posizione negoziale del Paese, traendone un beneficio in termini di customizzazione della strategia energetica nazionale (meno dipendente dall'esterno) e di consenso presso l'elettorato interno.


2. Il mercato energetico europeo nell'era della pandemia

Chiara Proietti Silvestri

Il 2020 si ricorderà per gli impatti sul vissuto quotidiano delle persone e per gli strascichi sull'economia mondiale della pandemia. Il Pil mondiale ha subito un calo del 3,2% mentre il commercio internazionale si è contratto dell'8,5%; tutti i settori, tranne quelli legati alla salute, hanno registrato perdite ingenti con un forte aumento del tasso di disoccupazione. L'Unione Europea ha avuto ripercussioni persino più aspre di altre regioni, con il Pil nell'area euro calato del 6,5%; l'Italia è tra i paesi più danneggiati, con un Pil sceso di quasi il 9%.¹ Oltre a incidere negativamente sull'andamento dell'economia, la pandemia con le necessarie misure di contenimento che hanno ridotto al minimo gli spostamenti e chiuso numerose attività commerciali, non poteva che produrre un effetto a cascata sui mercati energetici. Qual è stato il suo impatto sul mercato energetico europeo e sulle prospettive di transizione energetica?

TAB. 2.1 - PRINCIPALI DATI ENERGETICI UE

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia	55,7	exajoule	(2020)
Variazione sul 2019	-8,5	%	
Generazione elettrica	2770,6	TWh	(2020)
Variazione sul 2019	-4,5	%	
Quota rinnovabili sul mix energetico	12,5	%	(2020)
Dipendenza dalle importazioni di gas	83	%	(2020)



Fonte: elaborazioni su fonti varie

Energia primaria: crollo dei consumi e tenuta delle rinnovabili

Sul fronte della domanda, si è registrato un crollo dei consumi dell'8,5% rispetto al calo m.a. dello 0,3% del decennio precedente (2009-19), superando nettamente anche la decrescita avvenuta a seguito della crisi 2008-09. In termini assoluti, la riduzione è stata di circa 5 exajoule (si tratta di circa 120 mil. tep):² pari all'intero consumo dell'Australia. Tuttavia, un

¹ Tra le economie avanzate, fanno peggio solo Spagna e UK. IMF, *World Economic Outlook Update*, luglio 2021.

² Da quest'anno, il *BP Statistical Review* ha cambiato l'unità di misura di alcuni indicatori energetici, passando dalla tonnellata equivalente petrolio (Tep) all'exajoule (EJ) corrispondente a 1 quintilione di joules (1×10^{18}).

simile calo non ha prodotto un'accelerazione nei miglioramenti dell'intensità energetica (energia/output): nel 2020, la riduzione dell'intensità energetica in UE è stata molto più lenta rispetto agli anni passati con un calo dello 0,6% rispetto al -2% annuo registrato a partire dal 2000.³

TAB. 2.2 - LA DOMANDA DI ENERGIA IN UE NEL 2020 (EXAJOULE)
E CONFRONTO CON IL DECENNIO PASSATO

	Consumi di energia 2020	Tasso di crescita 2020	Tasso di crescita m.a. 2009-2019
Austria	1,38	-7,9%	0,5%
Belgio	2,19	-18,1%	0,3%
Bulgaria	0,69	-7,7%	0,3%
Cipro	0,10	-13,1%	-0,8%
Croazia	0,33	-3,7%	-1,1%
Danimarca	0,59	-13,0%	-1,5%
Estonia	0,19	-14,3%	0,2%
Finlandia	1,10	-2,8%	-0,6%
Francia	8,70	-10,3%	-0,7%
Germania	12,11	-7,5%	-0,1%
Grecia	1,00	-16,4%	-1,6%
Irlanda	0,62	-7,5%	0,3%
Italia	5,86	-9,3%	-0,9%
Lettonia	0,15	-8,5%	0,2%
Lituania	0,25	-0,9%	-2,4%
Lussemburgo	0,14	-15,3%	-0,1%
Malta	0,12	-12,6%	5,1%
Paesi Bassi	3,37	-4,2%	-1,0%
Polonia	4,01	-5,5%	0,8%
Portogallo	0,93	-9,8%	<0,05%
Repubblica Ceca	1,54	-9,7%	-0,4%
Romania	1,33	-3,5%	-0,3%
Slovacchia	0,62	-5,2%	-0,4%
Slovenia	0,27	-5,7%	-0,8%
Spagna	4,97	-11,4%	-0,6%
Svezia	2,20	-2,2%	1,0%
Ungheria	0,97	-1,5%	0,1%
UE 27	55,74	-8,5%	-0,3%

Fonte: elaborazioni su dati BP Statistical Review 2021

³ Tali miglioramenti sono dovuti agli sforzi di efficienza energetica e, in misura minore, a uno spostamento strutturale verso settori industriali meno energivori con una crescente quota dei servizi sul Pil. Enerdata, [Global Energy Statistical Yearbook 2021](#).

A livello di paesi, la Germania conferma il suo primato incontrastato di principale consumatore europeo, seguita da Francia, Italia e Spagna. Complessivamente questi quattro paesi sono responsabili di oltre il 60% della riduzione della domanda di energia in UE.

Dal lato dell'offerta anche l'UE sperimenta quanto è accaduto a livello globale⁴ con l'accelerarsi dell'erosione della quota petrolifera a fronte di un avanzamento delle rinnovabili nel mix energetico. Il petrolio, infatti, pur confermandosi la prima fonte di energia, perde due punti percentuali (in parte dovuto alla straordinarietà del 2020) portandosi a quota 36%. Anche il carbone registra un calo, seppur più contenuto del petrolio, attestandosi a quota 11%; questa fonte ha un peso moderato sul mix energetico europeo, in netto contrasto con quanto accade a livello mondiale in cui invece mantiene un ruolo centrale, seppur decrescente, come seconda fonte di consumo. Il gas naturale è, invece, l'unica fonte fossile che aumenta la sua quota arrivando al 24,5% (+1 p.p. sul 2019), confermandosi la fonte d'elezione a supporto del processo di transizione energetica almeno nel breve/medio termine. Nel complesso, le fonti fossili riducono il proprio peso, arrivando a coprire il 71% del mix energetico europeo; bisogna sottolineare che questa percentuale è sostanzialmente più bassa rispetto alla situazione globale in cui le fossili hanno ancora un peso superiore all'80%, seppur in discesa rispetto al passato. Segnale dei maggiori sforzi europei verso il ridimensionamento della quota delle fonti più inquinanti rispetto a quelle a minor impatto ambientale.

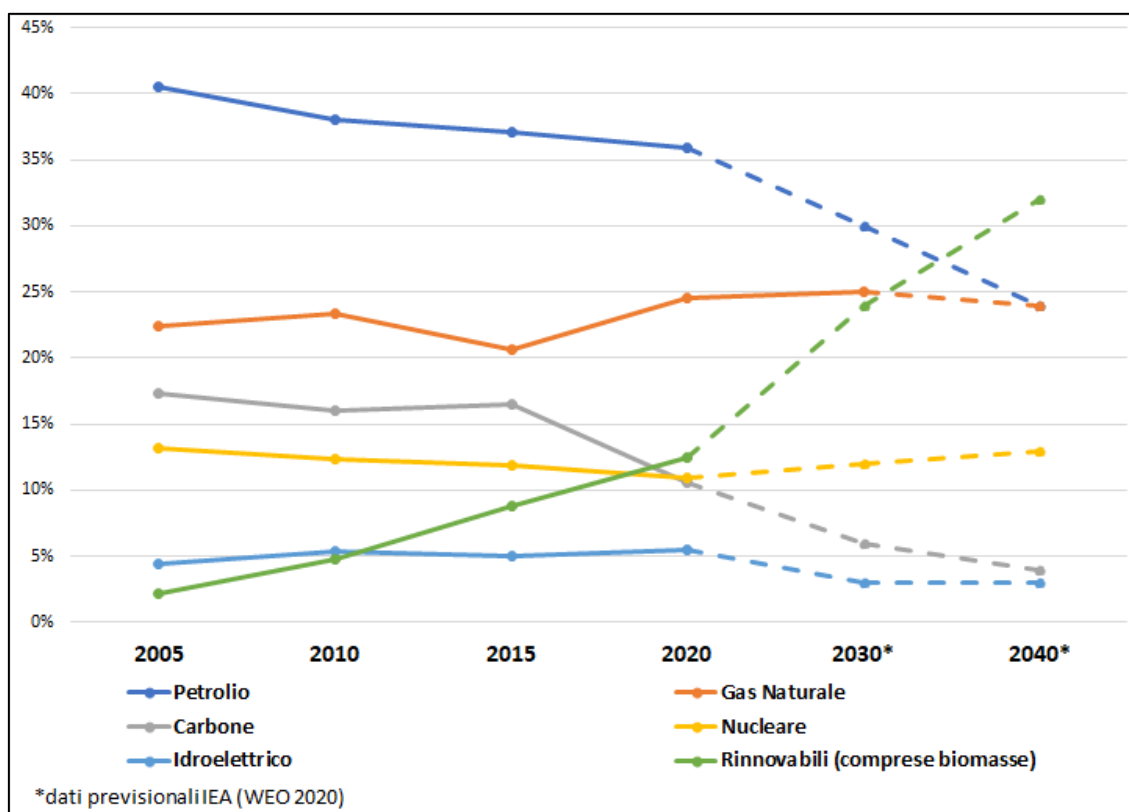
Sul fronte delle tecnologie low carbon, infatti, le nuove rinnovabili (Fer), guidate da eolico e solare, sono quelle che registrano la performance migliore nel 2020, salendo di due p.p. a quota 12,5% sul mix energetico europeo; vale sottolineare che le Fer hanno raggiunto un peso in Europa che è più del doppio rispetto alla situazione globale. Infine, il nucleare si mantiene stabile all'11% mentre l'idroelettrico aumenta leggermente al 5,5%.

Quanto di questi cambiamenti sia strutturale e quanto congiunturale è tutto da valutare. Certamente, la straordinarietà del 2020 ha influito su tali dinamiche e ciò lo si evince dai dati che vanno palesandosi per l'anno in corso. Nei primi mesi del 2021, il rallentare delle misure di restrizione e la ripresa delle economie hanno fatto registrare una crescita delle fossili che evidenzia la difficoltà di mantenere i ritmi del loro ridimensionamento registrati nel 2020. Storicamente, i processi di sostituzione delle fonti di energia hanno sempre richiesto un lungo percorso di ricerca, sperimentazione, formazione di capitale prima che una nuova fonte potesse divenire competitiva. Siamo di fatto “prigionieri dei passati investimenti di lunga durata”, come ebbe a dire l'economista statunitense Nathan Rosenberg, dovendo considerare anche i cambiamenti di vita e i mutamenti sociali che comporta ogni transizione energetica.⁵ Resta, in ogni caso, da constatare che la penetrazione delle rinnovabili è strutturale e risulta ormai inesorabile, seppur lenta nel suo evolversi.

⁴ C. Proietti Silvestri, *Il 2020 secondo i dati del BP Statistical Review*, Newsletter GME, n. 151, agosto 2021.

⁵ A. Clò, *Energia e Clima: due facce della stessa medaglia*, il Mulino, 2017, p. 38.

FIG. 2.1 - IL MIX ENERGETICO EUROPEO PASSATO E ATTESO



Fonte: elaborazioni su dati BP Statistical Review e IEA

Al di là degli eventi congiunturali che possono accelerarne o rallentarne il corso, è interessante analizzare il trend del mix energetico europeo per capire da dove partivamo e verso dove siamo direzionati. Considerando gli ultimi quindici anni, le novità maggiori sono essenzialmente due: il ruolo sempre più contenuto del carbone e l'ascesa delle rinnovabili. Dinamiche previste proseguire anche nel prossimo futuro, con l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea) che stima nel suo scenario di riferimento (Sps) una quota del carbone a copertura della domanda di energia inferiore al 5% e un aumento esponenziale delle rinnovabili all'orizzonte 2040 che le porterà a diventare la prima fonte di energia primaria all'interno dell'UE. Anche il petrolio è previsto subire un forte ridimensionamento arrivando a eguagliare il peso del gas naturale il cui apporto resta saldo intorno al 25% in controtendenza con le altre fossili. Similmente idroelettrico e nucleare non sembrano affrontare grandi sconvolgimenti rispetto allo stato attuale. A fronte, infatti, di un aumento esponenziale delle rinnovabili, occorre mantenere stabile l'apporto di altre fonti che fungano da sistemi di back-up in grado di bilanciare una generazione intermittente – specie in un

contesto attuale di carenza di sistemi di accumulo efficaci – che richiede necessariamente il contributo di fonti di energia sicure.

Nel corso degli anni, il gas naturale è stato considerato il combustibile ponte della transizione energetica in grado di fornire supporto alle energie rinnovabili e, nel contempo, di ridurre l'intensità carbonica del sistema energetico europeo, potendo rimpiazzare fonti tradizionali più inquinanti come il carbone nella generazione elettrica e il petrolio nei trasporti. Mentre nel lungo termine lo sviluppo tecnologico nei sistemi di accumulo e batterie, così come la promozione di combustibili alternativi quali l'idrogeno, i carburanti sintetici e i biocarburanti, potrebbero permettere un affrancamento da questa fonte fossile; nel medio termine risulta difficile immaginare uno scenario non in linea con un consolidamento del ruolo del gas naturale nel mix energetico europeo.

Generazione elettrica, tra spinta green e contraddizioni

Guardando all'energia elettrica, come volano della transizione energetica, è indubbio che essa abbia un ruolo sempre più centrale in funzione dell'aumento delle rinnovabili. Tuttavia, nel corso dell'ultimo decennio, i ritmi di crescita della generazione elettrica in UE sono stati piuttosto piatti con un aumento dello 0,2% m.a. a cui ha fatto poi seguito il crollo della domanda nel 2020 con una riduzione della generazione elettrica del 4,5%. I principali responsabili sono stati Germania e Francia che insieme hanno costituito il 62% del calo totale.

In termini di mix elettrico, le rinnovabili sono le uniche fonti di energia ad aver registrato un aumento (+7%) nel 2020, seppur più contenuto rispetto alla crescita medio-annua del decennio passato, a fronte di un calo generalizzato di carbone, petrolio e, in maniera più moderata di gas. Inoltre, per la prima volta, le Fer hanno assunto la posizione di prima fonte europea nella generazione elettrica, superando il nucleare.

Tuttavia, i segnali che arrivano dall'attualità non sono incoraggianti. Le dinamiche sopra evidenziate sono state accentuate dall'eccezionalità degli eventi dello scorso anno; i dati del 2021 evidenziano un *rebound effect* sui consumi di energia che potrebbe ridimensionare i cambiamenti registrati nel 2020.

TAB. 2.3 - GENERAZIONE ELETTRICA UE NEI PRIMI 5 MESI 2021 PER FONTE (TWh)
E CONFRONTO CON 2019 E 2020

	Gen-Mag 2019	Gen-Mag 2020	Gen-Mag 2021	Tasso di crescita 2021 sul 2020	Tasso di crescita 2021 sul 2019
Nucleare	321	287	295	3%	-8%
Rinnovabili	215	248	240	-3%	11%
Idroelettrico	140	158	167	6%	19%
Fossili	365	291	327	12%	-10%
<i>Gas Naturale</i>	162	153	164	7%	1%
<i>Carbone</i>	189	126	151	20%	-20%
<i>Petrolio</i>	14	12	12	-1%	-10%

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

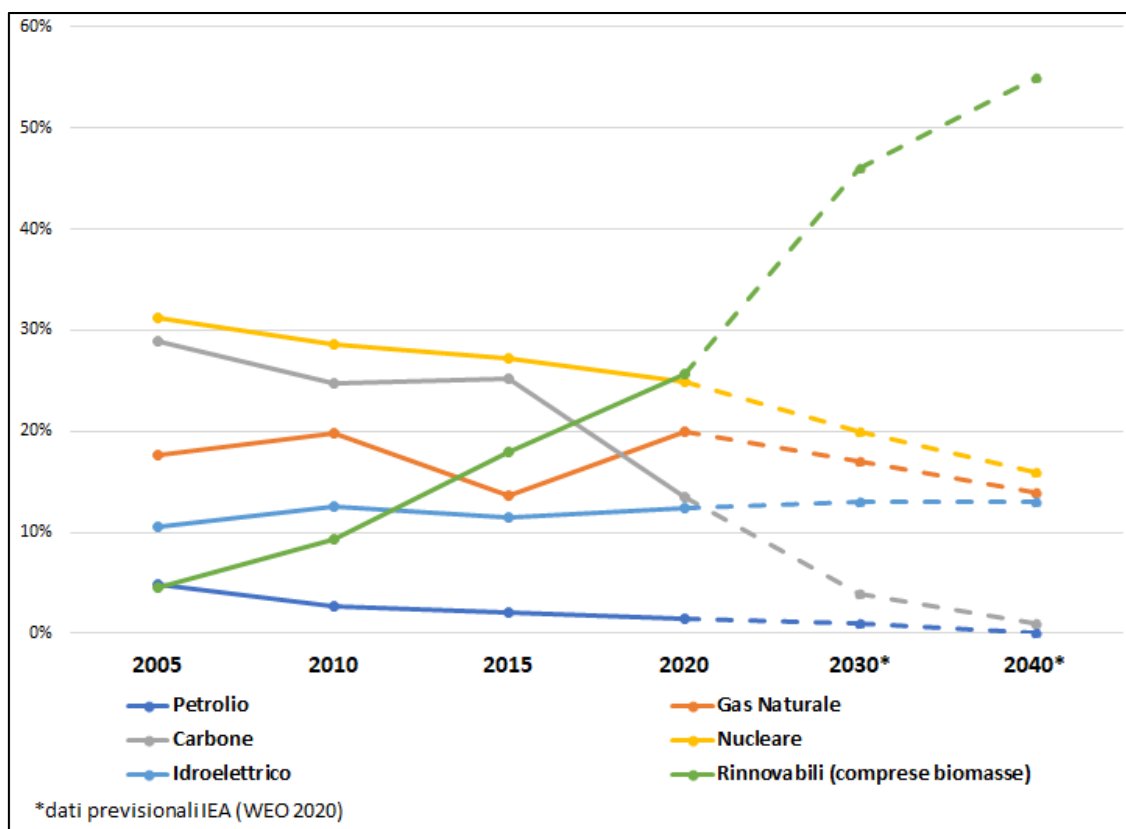
La ripresa economica ha riportato i consumi ai livelli pre-pandemici e ripristinato, almeno in parte, il ruolo delle fossili nella generazione elettrica. Basti pensare che la Germania ha aumentato del 35% l'impiego del carbone nei primi cinque mesi dell'anno rispetto al 2020 e sta espandendo la propria capacità produttiva: è di agosto la notizia che nello stato tedesco della Renania Settentrionale-Vestfalia saranno demoliti due centri abitati per permettere l'espansione della miniera di carbone a cielo aperto di Garzweiler.

In generale, in Europa nei primi cinque mesi del 2021 si è registrato un aumento di gas naturale e, in maniera più accentuata, di carbone rispetto al pari periodo del 2020, mentre le rinnovabili hanno subito un leggero calo del 3%. C'è da dire che, al netto dello scorso anno, il gas si è riportato sul livello del 2019, mentre il carbone, nonostante la ripresa, è ancora sotto del 20% rispetto ai livelli pre-pandemia. Le rinnovabili, dal canto loro, confermano il trend crescente mantenendosi sopra dell'11% rispetto al pari periodo del 2019; resta però lontano il salto in avanti che le aveva caratterizzate nel 2020.⁶

Guardando al trend del mix energetico europeo, si evidenzia come gli ultimi quindici anni siano stati caratterizzati da un calo dell'apporto di carbone, nucleare e di quello già minimo di petrolio, rispetto a un exploit delle rinnovabili e a una certa stabilità di idroelettrico e gas naturale. Dinamiche previste proseguire anche nel prossimo futuro, con l'Iea che stima nel proprio scenario di riferimento (Sps) un azzeramento della quota di petrolio e, soprattutto, del carbone sul mix elettrico, a seguito delle politiche di *phase-out* dichiarate dai diversi stati produttori. Le fossili, in sostanza, dopo essere passate da una quota di oltre il 50% al 35% nel 2020, dovrebbero scendere ancora per arrivare nel 2040 al 15%. A questo si contrappone un aumento esponenziale delle rinnovabili che all'orizzonte 2040 copriranno oltre la metà della generazione elettrica europea.

⁶ Dati Eurostat.

FIG. 2.2 - IL MIX ELETTRICO EUROPEO PASSATO E ATTESO



Fonte: elaborazioni su dati BP Statistical Review e IEA

A livello politico, si è posta grande enfasi sulla penetrazione elettrica negli usi finali come traino della transizione energetica assicurando, contemporaneamente, una decarbonizzazione del mix elettrico, tassello fondamentale per rendere davvero green questa

scelta politica. L'ultimo pacchetto climatico europeo "Fit for 55"⁷ conferma tale linea, intendendo favorire una massiccia elettrificazione dei trasporti (strade, porti, aeroporti) e puntando a innalzare l'obiettivo Fer dal 32% al 40% dei consumi finali entro il 2030. Tuttavia, non bastano i dati sull'aumento delle rinnovabili per verificare la portata dell'elettrificazione globale dei consumi. Elettrificare, infatti, non significa solo riconvertire una serie di consumi ma anche investire in infrastrutture, ampliando e adeguando la rete di trasmissione e distribuzione ai nuovi carichi.⁸ In questo senso, il processo di elettrificazione dei consumi è ancora lento e fermo sotto il 20% da alcuni anni.⁹

Transizione energetica ed emissioni: cosa resta dopo il lockdown?

Pur con tempistiche incerte, la transizione energetica resta, comunque, un percorso obbligato che richiede nuove risorse da sfruttare. L'Europa, povera di minerali, dovrà sempre di più confrontarsi con questa nuova sfida e con il suo ruolo di importatore netto così come già accade per le fossili. Cresce, infatti, nel mondo la fame di nuove risorse, come litio, cobalto, grafite e terre rare, necessarie per la produzione delle tecnologie della transizione energetica (turbine eoliche, pannelli fotovoltaici, batterie elettriche). Contemporaneamente si rafforza il problema di sostenibilità delle produzioni di questi minerali, specie riguardo alla gestione delle miniere (rischi di inquinamento, proliferazione di miniere illegali, lavoro minorile), a cui si aggiungono preoccupazioni legate agli equilibri geopolitici dovuti all'elevata concentrazione di tali risorse in pochi paesi, quasi tutti fuori dall'area Ocse.¹⁰ Vi è poi la questione prezzi: il ribasso delle quotazioni evidenziato nel 2020 a seguito della pandemia è stato ampiamente recuperato con la ripresa delle economie a inizio 2021. Di fronte al balzo del prezzo di numerosi minerali, diversi analisti hanno annunciato il possibile inizio di un nuovo *supercycle* dei prezzi delle materie prime che dovrà essere monitorato in vista del rischio di un aumento del costo delle tecnologie della transizione.¹¹ L'Europa dovrà confrontarsi con il dilemma di come rendere compatibile una sempre maggiore richiesta di tecnologie rinnovabili con la tracciabilità della filiera di produzione e un possibile rincaro delle materie

⁷ Lanciato il 14 luglio scorso, "Fit for 55" prevede una serie di proposte legislative per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi di riduzione del 55% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 e di "carbon neutrality" entro il 2050.

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

⁹ *Ibidem*.

¹⁰ La Cina è protagonista: possiede il 35% delle terre rare, il 21% della grafite, e ha quote minori nel litio e nel cobalto. Altri principali detentori delle riserve sono: per il cobalto, la Repubblica Democratica del Congo (52%) e l'Australia (20%); per il litio, il Cile (48%), l'Australia (25%) e l'Argentina (10%); per le terre rare, spiccano anche il Brasile (17%) e la Russia (17%). Per un maggiore approfondimento delle problematiche relative all'approvvigionamento dei minerali della transizione energetica, si legga: *Rivistaenergia.it*, "[Metalli e terre rare: tra scarsità e tensioni geopolitiche](#)", 13 luglio 2021; C. Proietti Silvestri, *Il 2020 secondo i dati del BP Statistical Review...*, cit.

¹¹ P.P. Raimondi, *Materie prime: boom dei prezzi da transizione*, ISPI Commentary, ISPI, 4 giugno 2021; A. Clò, "Verso un nuovo super-ciclo delle materie prime?", *Rivistaenergia.it*, 26 gennaio 2021.

prime, se si vuole portare avanti una transizione energetica che sia sostenibile non solo dal punto di vista ambientale, ma anche sociale ed economico.

Al di là dei proclami politici e degli sforzi di decarbonizzazione dell'UE, l'interrogativo da porsi è se tutto ciò basterà per contenere la temperatura al di sotto dell'1,5°C. Guardando alle emissioni di anidride carbonica, il 2020 è stato il primo anno di calo sensibile (-13%) raggiungendo le 2550 mil. tonnellate, minimo storico degli ultimi cinquanta anni.¹² Questo risultato evidenzia come repentini cambiamenti nello stile di vita della popolazione e nell'organizzazione delle attività economiche influiscano enormemente sull'andamento delle emissioni, ma se non portati avanti con costanza e con una gradualità in grado di sedimentare certi comportamenti, l'impatto non potrà che essere temporaneo. Come lo è stato per la crisi economica del 2008-09,¹³ anche oggi il crollo delle emissioni non proviene da precise politiche industriali ma è solo il risultato di una congiuntura straordinaria e, pertanto, non sembra poter durare oltre il tempo della pandemia.

Il recente report di Ember *Global Electricity Review*¹⁴ evidenzia come nel primo semestre del 2021 le emissioni derivanti dal settore elettrico siano aumentate del 5% a livello globale rispetto al pari periodo 2019, a seguito di un aumento del contributo del carbone alla crescita della domanda di energia elettrica. L'Unione Europea va meglio rispetto alla situazione mondiale, con una riduzione delle emissioni legate al settore elettrico del 12% nel primo semestre 2021, sebbene in parte dovuto a una domanda ancora debole e inferiore ai livelli pre-pandemici.

In definitiva, l'evoluzione della transizione energetica nel post-pandemia dipenderà da come i paesi decideranno di impostare la ripresa economica; attualmente, i segnali non sembrano giocare a favore di un nuovo corso rispetto al passato. I consumi di energia nel 2021 sono previsti in aumento, stessa sorte per le emissioni.¹⁵ L'Europa appare sola nella lotta alla riduzione delle emissioni; molti paesi hanno sposato retoriche ambiziose, sulla scia dell'impegno verso il *net zero* dell'Unione Europea, ma pochi le hanno tradotte in politiche mirate e incisive. Pertanto, l'apporto delle proposte della Commissione europea sul nuovo pacchetto climatico rischia di non essere efficace rispetto agli straordinari oneri che questa nuova politica richiede al comparto industriale e ai consumatori europei. Non scordiamo che l'UE è responsabile di appena l'8% delle emissioni a livello globale e lo sforzo richiesto – una riduzione del 55% al 2030 sul livello del 1990 – corrisponderebbe a livello mondiale a un calo delle emissioni di appena il 2%.¹⁶

¹² Dati BP *Statistical Review 2021*.

¹³ Durante la crisi economica del 2008-09, le emissioni globali calarono del 2% per risalire l'anno successivo di più del doppio (+5%), un aumento più elevato dei livelli pre-crisi. Nel caso europeo, il calo fu dell'8% con un ritorno in positivo del 2% l'anno successivo.

¹⁴ *Global Electricity Review*, Ember, 2021.

¹⁵ International Energy Agency (Iea), *Global Energy Review 2021*, aprile.

¹⁶ Per contro, per l'Europa significherebbe un crollo delle proprie emissioni attuali del 32%: uno sforzo immane se paragonato allo scarso impatto a livello globale. Vedi per approfondimento A. Clò, "[Fit for 55: tante domande, poche certezze](#)", *Rivistaenergia.it*, 17 agosto 2021.

Per non rendere tali sforzi vani, l'impegno di Bruxelles di accelerare la transizione energetica in vista di una maggiore sostenibilità dei processi produttivi dovrebbe andare di pari passo con un'intesa vincolante a livello internazionale. Solo una lotta condivisa ai cambiamenti climatici può dare il successo sperato e nei tempi dettati dalla scienza.

3. Il petrolio e l'Opec contano ancora

Lisa Orlandi

È passato un anno e mezzo da quell'11 marzo 2020, quando il Covid-19 è stato dichiarato pandemia; mesi in cui gli annunci di lockdown e di misure restrittive sino a quel momento mai sperimentate hanno riempito le pagine di cronaca, al pari della conta inesorabile e tragica dei contagi e delle vittime che ha segnato quasi tutti i paesi del globo. In un anno così anomalo e complesso, il mondo si è fermato: il virus ha innescato la peggiore crisi economica mondiale dalla Grande Depressione, con una contrazione del Pil pari al 3,3% su scala globale e con un condizionamento senza precedenti della libertà di circolazione di gran parte della popolazione. È solo a fine 2020, con l'annuncio della disponibilità di diversi ed efficaci vaccini, che si comincia a parlare ma soprattutto a credere nella ripartenza. Il primo semestre 2021, nonostante le ondate pandemiche non siano venute meno, è stato infatti caratterizzato da un *mood* decisamente più ottimista, sostenuto dalle vaccinazioni di massa in diversi stati e da una ripresa economica dapprima timida e incerta poi decisamente più vigorosa. Il mercato petrolifero ha perfettamente ricalcato le dinamiche dell'economia mondiale sia nei fatti sia nella narrazione dominante: registrando, nel 2020, la più grande crisi che questa industria abbia mai conosciuto e rialzando gradualmente la testa con l'avvicinarsi del nuovo anno, contrariamente alle aspettative di molti. Un percorso, quello del petrolio, che ha evidenziato il ruolo ancora centrale di questa fonte nell'economia e nella quotidianità.

Con il presente articolo si cercherà di riavvolgere il nastro, per ripercorre cosa è accaduto sul fronte petrolifero in questo inusuale periodo storico.

Il 2020 non era iniziato male. La controversia sui dazi tra Usa e Cina sembrava rientrata, l'uscita della Gran Bretagna dall'UE aveva eliminato un fattore di incertezza importante, l'Opec Plus sembrava solida e unita nel suo intento di controllare la produzione mondiale. Da qui, il rafforzamento del petrolio che a inizio gennaio tocca i 70\$/bbl, supportato anche da due focolai di crisi di matrice geopolitica: quello libico,¹ con le truppe del generale Haftar arrivate nei dintorni di Tripoli, e quello iracheno-iraniano,² culminato nell'uccisione da parte

¹ L. Zacchi, "[L'instabilità in Libia al servizio degli interessi energetici della Turchia](#)", *RiEnergia*, 14 gennaio 2020.

² N. Pedde, "[La guerra che Iran e Usa non vogliono combattere](#)", *RiEnergia*, 14 gennaio 2020.

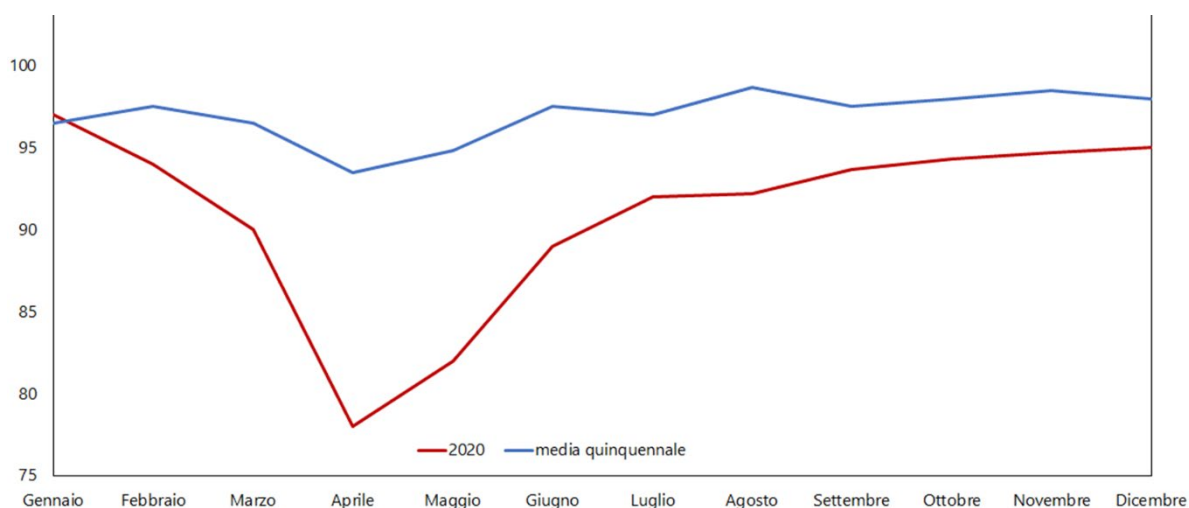
di un raid Usa del generale iraniano Soleimani, grande sostenitore dell'allargamento della sfera di influenza iraniana nel Medio Oriente.

Su questa scena, si aggiunge a fine gennaio un nuovo protagonista, inizialmente ed erroneamente sottovalutato: il coronavirus. L'esplosione di un focolaio di infezione nella città cinese di Wuhan ha portato all'adozione di misure eccezionali per isolare l'intera provincia di Hubei, la cui popolazione è uguale a quella dell'Italia. Era il 23 gennaio: da qui ha inizio il blocco di molte attività produttive anche nel resto della Cina e forti limitazioni ai movimenti di persone e merci da e verso il paese asiatico. Come noto, qualsiasi accadimento di rilievo che interessa la Cina non lascia immune il mercato petrolifero, essendone il primo consumatore mondiale con 13 mil bbl/g. La domanda di petrolio subisce, infatti, un immediato contraccolpo che si traduce da subito in forti riduzioni delle quotazioni. Già a fine gennaio, il Brent si porta a 56\$/bbl.

La situazione precipita del tutto con l'irruenta diffusione dell'epidemia, dapprima in Italia e poi in tutto il mondo. Subito dopo la dichiarazione dello stato di pandemia, 187 paesi annunciano misure di emergenza sino a quel momento mai sperimentate, al fine di appiattire una curva dei contagi in rapida ascesa e fuori controllo. È da qui che la parola simbolo di questa impensabile congiuntura diventa *unprecedented*: per la prima volta nella storia dell'uomo, l'intera popolazione mondiale è stata interessata da forme di restrizione della libera circolazione e oltre la metà del totale – 4,2 miliardi di persone rappresentativi del 60% del Pil – ha subito misure di parziale o totale *lockdown*, con ripercussioni significative sui diversi aspetti della vita dei singoli e delle comunità.

L'adozione di simili restrizioni colpisce il cuore della domanda petrolifera: il settore trasporti. Chiusura delle attività produttive non essenziali, obblighi di quarantena e limitazioni alla movimentazione delle persone si traducono in una drastica contrazione della domanda di mobilità che ha depresso i consumi di petrolio come mai in passato. Il *black month* per eccellenza è stato di certo aprile 2020, quando i consumi petroliferi si portano a circa 77 milioni di barili al giorno (mil. bbl/g), un livello che non si osservava dal 1995 e inferiore di circa 20 mil. bbl/g rispetto a inizio anno.

FIG. 3.1 – DOMANDA MONDIALE DI PRODOTTI PETROLIFERI, 2020 E MEDIA DEGLI ULTIMI CINQUE ANNI (MIL. BBL/G)



Fonte: AIE, Oil Market Report maggio 2021.

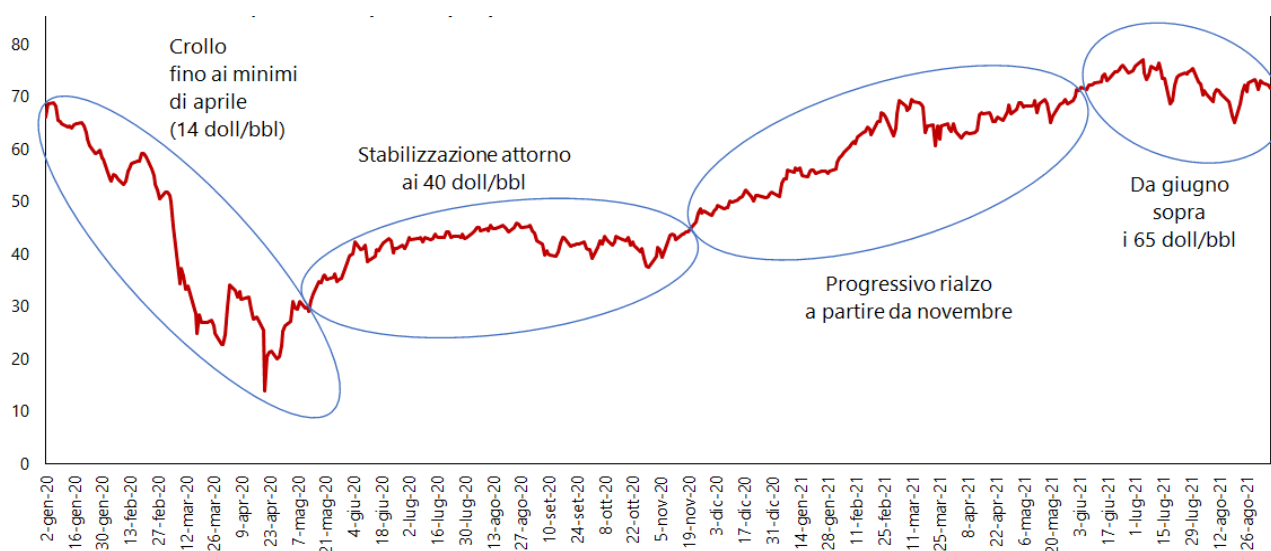
L'abbattimento dei consumi si era poi verificato in un contesto già di per sé molto fragile, caratterizzato da eccesso di offerta e aggravato dalla forte tensione tra i due *dominus* dell'Opec Plus, Arabia Saudita e Russia, che a marzo non erano stati in grado di addivenire a un accordo sui tagli produttivi. Da qui la discesa delle quotazioni fino al minimo di circa 13\$/bbl toccato proprio nel mese di aprile.

In un quadro apparentemente privo di sbocchi, è stata l'Alleanza dei paesi produttori a prendere in mano le redini del mercato, appianando le divergenze interne e arrivando alla sigla – nel vertice straordinario del 12 aprile – di un accordo che non ha precedenti storici. I paesi membri direttamente coinvolti, che congiuntamente contano per circa il 40% della produzione mondiale, hanno definito tagli cumulati compresi tra i 10 e i 6 mil. bbl/g secondo un *décalage* che – nelle intenzioni iniziali – si sarebbe protratto sino ad aprile 2022. Una riduzione dell'offerta di portata tale da sembrare non credibile ma che, nei fatti, si è rilevata

concreta e fedele all'annuncio, dando prova di una coesione che tra paesi così distanti (non solo geograficamente) non era facile da immaginare.

E il riverbero sulle quotazioni è stato graduale ma evidente con i prezzi che hanno ripreso slancio già da maggio, portandosi sopra i 30\$/bbl. A inizio giugno, sostenuti anche dal generale allentamento delle restrizioni alla mobilità a partire dai mesi estivi e dalle conseguenti aspettative di progressiva ripresa dei consumi, hanno poi raggiunto la soglia dei 40 attorno alla quale si sono stabilizzati fino a ottobre. Una stabilizzazione insperata fino a qualche mese prima e resa possibile, in primo luogo, dalla 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.

FIG. 3.2 – ANDAMENTO DEL BRENT, 2020-2021 (MIL. \$/BBL)



Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE.

Una nuova svolta lato prezzi la si ha a fine anno quando, nonostante una seconda drammatica ondata di contagi e nuove misure restrittive, l'annuncio della disponibilità di diversi ed efficaci vaccini ha ridato fiato alle aspettative di ripresa economica (e, a cascata, di consumo). La tenuta del meccanismo dei tagli all'offerta e le prime prospettive di miglioramento sul piano sanitario ed economico, tali da catalizzare nuovamente l'attenzione dei mercati finanziari, sono le ragioni alla base del rialzo del Brent che, da novembre, si è avviato lungo un percorso di crescita che lo ha progressivamente riportato sui livelli pre-Covid.

L'*annus horribilis* si è quindi concluso con un valore medio del greggio di riferimento europeo prossimo a 43\$/bbl, ma con quotazioni che a fine anno hanno superato significativamente i 50\$/bbl. Un trend che sottende una dinamica discontinua, con una brusca ma circoscritta oscillazione al ribasso seguita da una rapida e graduale ripresa, che si consolida con forza nella prima metà del 2021. Ma 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 presenta sotto un'altra insegna: inserendosi in uno scenario migliore lato domanda ma a fronte di una potenziale e non auspicabile instabilità lato offerta.

2021: tra aspettative e nuove incertezze

Senza movimenti bruschi, il nuovo anno è iniziato all'insegna del rialzo. Ancora una volta il prolungamento degli sforzi dell'asse russo-saudita ha avuto un ruolo centrale, rafforzato anche dalla decisione unilaterale del leader Opec di procedere a un taglio addizionale volontario di 1 mil. bbl/g nei mesi di febbraio, marzo e aprile. Una decisione importante per il mercato, accompagnata dall'elevata *compliance* degli altri membri dell'Alleanza e dalla flessibilità dell'Accordo che, con la convocazione di vertici di monitoraggio mensili,³ si è confermato uno strumento idoneo a governare una congiuntura così delicata. I prezzi del greggio hanno così beneficiato della stabilità di questa gestione e sono passati dai 55\$/bbl di gennaio alla fascia 60-70 del periodo febbraio-maggio, riallineandosi ai livelli pre-Covid.

Ma sono anche altre le ragioni che hanno contribuito a determinare questo *pattern* di crescita nell'anno che i più definiscono "della ripartenza". L'avvio delle vaccinazioni di massa e le prospettive di ripresa dell'economia mondiale – con un aumento stimato del Pil del 6%⁴ – hanno alimentato un crescendo di aspettative ottimistiche sull'aumento dei consumi di petrolio, positivamente e strettamente correlati all'andamento economico reale. E la ripresa della domanda effettivamente si sta verificando: dai circa 93 mil. bbl/g del primo trimestre 2021, sui medesimi livelli del corrispondente periodo dello scorso anno, si è portata a 94,9 nel secondo trimestre: un incremento di 12 mil. bbl/g rispetto al periodo più critico del 2020 (aprile-giugno) e una dinamica che ben si concilia con l'attenuazione dei tagli decisa dall'Opec Plus per il periodo maggio-luglio. Il mercato ha infatti colto positivamente questo segnale, con le quotazioni che in giugno hanno stabilmente superato quota 70 avvicinandosi a fine mese agli 80\$/bbl: quasi il doppio del livello medio 2020 e 4 volte il minimo registrato lo scorso anno.

Crisi finita? È prematuro rispondere, perché l'estate non è stata affatto priva di intoppi. L'andamento oscillante registrato dalle quotazioni tra luglio e agosto, con movimenti giornalieri anche significativi, ha palesato nuovi e vecchi elementi di incertezza. In uno scenario che comunque si conferma in netto miglioramento, si sono insinuate dinamiche tali – sia lato domanda sia lato offerta – da rendere sempre più difficile un'analisi lucida e univoca del mercato.

Un fattore destabilizzante, proprio perché a fermarsi è stata la "macchina" che aveva permesso e sostenuto la ripresa dopo il grave tonfo del 2020, è riconducibile alla fallimentare riunione dell'Opec Plus di inizio luglio, cancellata a seguito di forti divergenze interne. In particolare, l'assenza di un'intesa è stata determinata dalla resistenza degli Emirati Arabi Uniti

³ A partire da gennaio 2021.

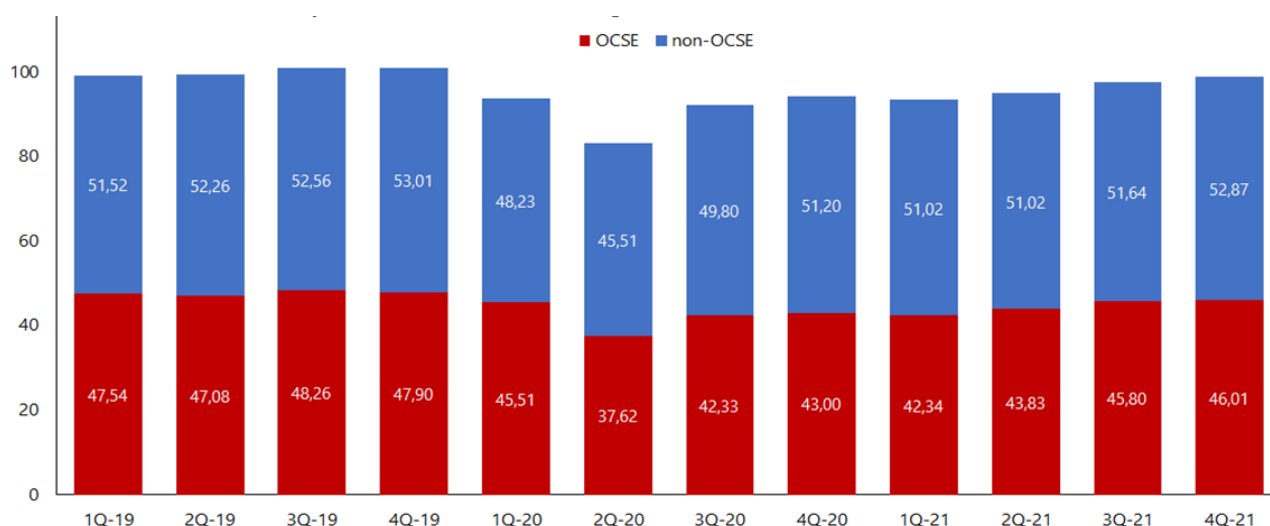
⁴ Fondo Monetario Internazionale, *World Economic Outlook*, giugno 2021.

che hanno chiesto di rivedere il meccanismo con cui i singoli paesi contribuiscono ai tagli qualora gli accordi dovessero prolungarsi oltre la scadenza di aprile 2022. La *ratio* alla base di questa richiesta è il contenuto aumento produttivo concesso al paese a fronte di cospicui investimenti realizzati negli ultimi anni per aumentare la capacità produttiva. Il categorico rifiuto degli altri paesi, Arabia Saudita su tutti, ha così creato una falla preoccupante cui si è cercato di riparare con un accordo di compromesso siglato nella seconda metà di luglio e confermato il 1° settembre. La produzione del gruppo di paesi produttori aumenterà, a partire da agosto, di 400.000 barili al giorno ogni mese, al fine di riportare l'output ai livelli pre-pandemia entro la fine del 2022, fatte salve diverse disposizioni conseguenti ai vertici mensili. Un rialzo che il mercato ha inizialmente accolto con un calo importante dei prezzi, di circa 5\$/bbl, perché concomitante con le incertezze accumulate lato domanda a seguito della diffusione della variante delta del Covid-19, specialmente in diversi stati dell'Asia dove il ritmo di vaccinazione è ancora basso.

Le ultime statistiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea) sui consumi mondiali di petrolio evidenziano, infatti, una correzione al ribasso della domanda rispetto a quanto previsto a inizio estate, con stime per il 2021 e il 2022 rispettivamente pari a 96,2 e 99,3 milioni di barili al giorno (contro le precedenti di 96,5 e 99,5 mil. bbl/g). A determinare la revisione è stato soprattutto il recente rallentamento della Cina, fattore che preoccupa i grandi produttori, in quanto è il maggior mercato di esportazione per i principali paesi dell'Opec Plus.

In generale, nonostante qualche incertezza lato domanda (come è logico che sia con una pandemia ancora in corso), i mesi centrali del 2021 sembrano risentire maggiormente di una destabilizzazione lato offerta.

FIG. 3.3 – VARIAZIONI DELLA DOMANDA PETROLIFERA 2019-2021 (MIL. BBL/G)



Fonte: AIE, Oil Market Report dicembre 2020 e giugno 2021.

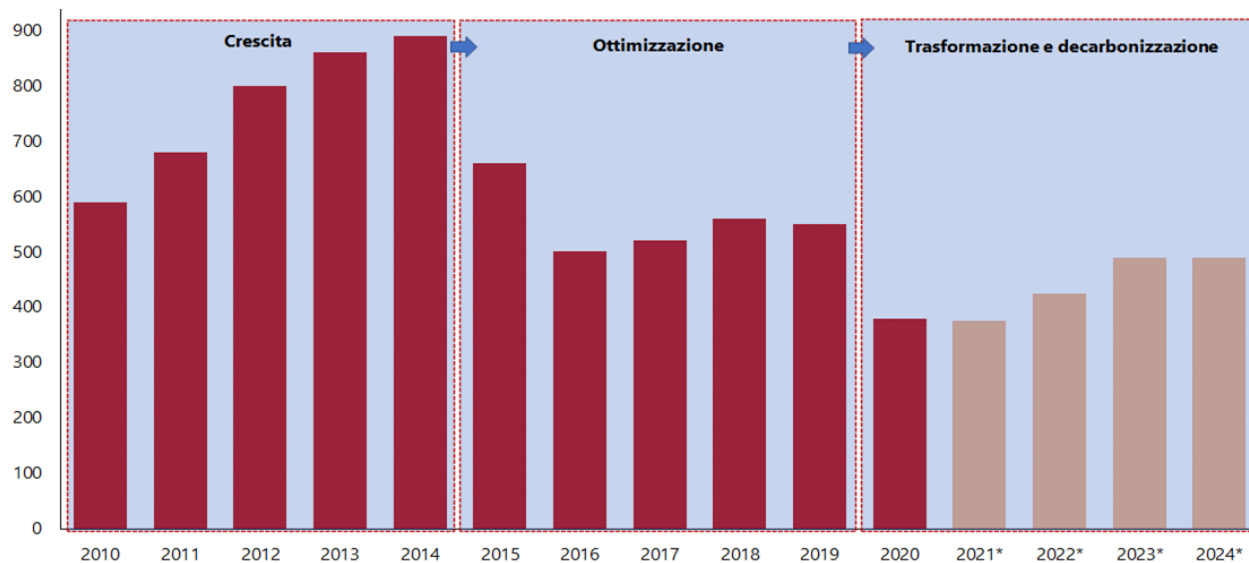
Verso quale (dis)equilibrio?

Che in un anno e mezzo il vento sia cambiato è sotto gli occhi di tutti; altrettanto lo è il fatto che la pandemia non sia ancora venuta meno e che il mercato ne sia ancora fortemente condizionato.

Lato domanda, il picco non è arrivato, nonostante da più parti preannunciato e dato per scontato. Al 2026, secondo l’Aie, i consumi petroliferi dovrebbero portarsi a 104,1 mil. bbl/g: 7,6 mil. bbl/g in più rispetto al 2021⁵ e comunque lontani da quella traiettoria virtuosa che consentirebbe l’allineamento con gli obiettivi di *carbon neutrality* al 2050.

Lato offerta, al rischio di tenuta dell’Alleanza – che al momento sembra scongiurato –, si sommano almeno altre quattro variabili a oggi difficilmente decifrabili: 1) lo shale Usa, che continua a rappresentare una *wild card*, con una produzione in crescita moderata dopo la frenata del 2020 e compagnie attualmente orientate a dare priorità alla *free cash flow* più che agli investimenti; 2) la possibile cancellazione delle sanzioni Usa sull’Iran (relative al programma nucleare), che potrebbe determinare un significativo aumento dell’export petrolifero del paese e aggiungere complessità alla gestione del mercato da parte dell’Opec Plus, che sinora ha esentato lo stato mediorientale dalla politica dei tagli; 3) la *spare capacity* Opec – da sempre il “cuscinetto” del mercato – che alcune stime⁶ vedrebbero ridursi dagli attuali 9 a 5 mil. bbl/g entro il 2022; 4) il perdurante crollo degli investimenti nella fase *upstream*, scesi sotto ai 400 miliardi di dollari rispetto al picco di oltre 800 che si ebbe nel 2014, prima del contro-shock dei prezzi.⁷

FIG. 3.4 – IL CROLLO DEGLI INVESTIMENTI IN ESPLORAZIONE E PRODUZIONE (\$MLD)



Fonte: elaborazioni RIE su Rystad Energy.

⁵ Iea, [Oil 2021, Analysis and Forecast to 2026](#).

⁶ *Petroleum Intelligence Weekly*, 25 giugno 2021.

⁷ Rystad Energy.

Come si comporranno i pezzi di questo complesso *puzzle* non è, a oggi, prevedibile ma l'analisi delle dinamiche di mercato degli ultimi diciotto mesi permette di fare alcune considerazioni al contorno:

- Il petrolio è ancora parte integrante della nostra quotidianità: lo dimostra la ripresa dei consumi ma, soprattutto lo dimostra il crollo degli stessi registrato lo scorso anno. Un crollo che racconta con evidenza come la domanda del settore trasporti – nonostante gli indubbi passi avanti compiuti negli ultimi anni nel segno di una diversificazione delle energie per la mobilità e l'ineludibilità della transizione energetica – sia ancora legata a doppio filo a questa fonte tradizionale.
- L'Opec, ora Opec Plus, ha giocato un ruolo centrale e indispensabile nel fronteggiare il più grande *crash* della domanda di petrolio con la più grande riduzione di offerta.
- Le forze di mercato attualmente in gioco possono avere effetti opposti sui prezzi – alcune al rialzo e alcune al ribasso – ma il tema degli investimenti mancati e della loro incerta risalita rende più concreto il rischio futuro di un deficit di offerta.

In conclusione, con il mercato del petrolio dovremo fare i conti anche negli anni a venire, non potendo immaginare che con un colpo di spugna dall'oggi al domani se ne possa fare a meno, pur in un percorso sempre più mirato di decarbonizzazione dei sistemi energetici. Per piegare la curva dei consumi servirebbero, infatti, incisive misure politiche e un radicale cambiamento degli stili di vita, attualmente ancora non ravvisabili su scala mondiale. Nel breve periodo, con una domanda che progredisce verso i livelli pre-pandemia e con l'Opec Plus che continua a impegnarsi nella gestione della produzione, difficilmente si potrà assistere a un crollo verticale delle quotazioni come quello del 2020, a meno di una nuova crisi pandemica globale che i vaccini dovrebbero scongiurare.

4. La domanda record di gas in Europa e le strategie di Gazprom

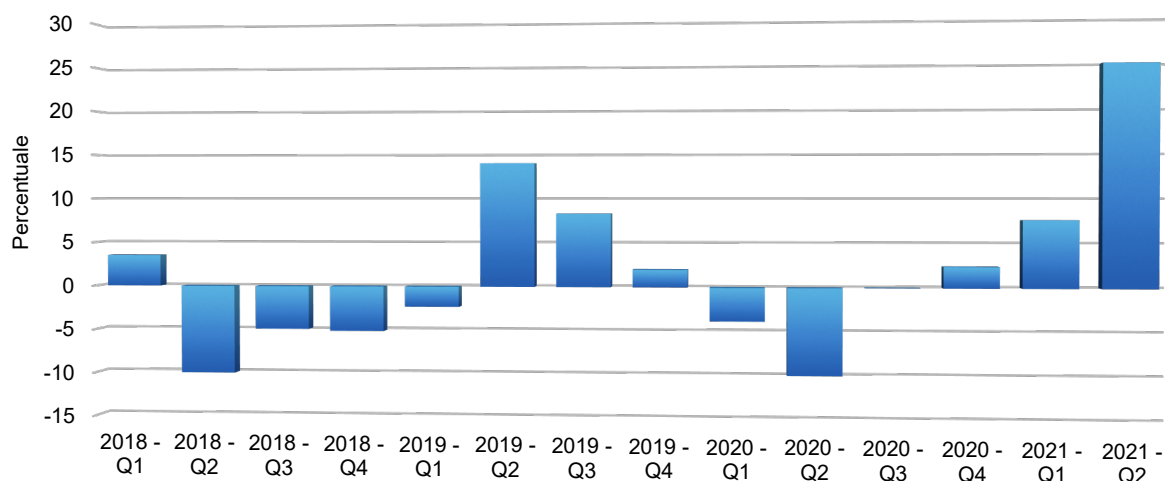
Francesco Sassi

2020 vs 2021: l'esponenziale crescita della domanda di gas in Europa

Secondo i dati riportati dall'Osservatorio del mercato per l'Energia della Commissione europea, nell'UE il primo trimestre del 2021 ha portato a un incremento del consumo di gas naturale pari al 7,6%, pari a 10 miliardi di metri cubi (mmc), rispetto lo stesso periodo del 2020. In termini assoluti, i consumi si sono attestati sui 141,8 mmc. Se confrontati con i 131,7 mmc del primo trimestre (T1) 2020 e i 120,6 mmc del T4 2020, il T1 2021 evidenzia come il picco dei consumi di gas naturale sia dovuto in larga parte alla stagione di riscaldamento durante i mesi invernali, incrementando la proporzione corrispondente alla generazione elettrica del 3,4% su base annua e toccando punte molto vicine ai massimi negli ultimi 5 anni.

Lo stesso trend ha portato ben 12 membri dell'UE a incrementare i consumi di oltre il 10% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, segnando il terzo maggior incremento relativo agli ultimi 3 anni.¹

FIG. 4.1 - ALTERAZIONE CONSUMO DI GAS NELL'UE SU BASE ANNUALE PER TRIMESTRE



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da Commissione europea e Agenzia Internazionale dell'Energia.

* i dati su Q2 2021 si basano su stime di Iea.

A dispetto del recente passato, l'arrivo del termine della stagione invernale non è corrisposto con il rallentamento dei consumi di gas in UE. Dopo un marzo piuttosto mite, aprile e maggio hanno infatti registrato temperature inferiori rispetto alla media degli ultimi 40 anni, facendo della primavera trascorsa la più fredda dal 2013.² A causa quindi di condizioni climatiche più rigide e di una ripresa economica generalizzata, secondo le stime offerte dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea), dopo il trend negativo del 2020, nel T2 del 2021 il consumo di gas europeo sarebbe cresciuto di circa il 25% (Figura 4.1), trainato principalmente dal consumo del settore industriale, segnando così l'incremento trimestrale maggiore dal 1985 e portando le stime di crescita annuali attorno il 6% per il consumo di gas in tutto il continente.³

Secondo la stessa Iea, l'incremento della domanda di gas in Europa dovrebbe attestarsi attorno a un più modesto 0,4% sino al 2024. Una variazione poco significativa, dovuta principalmente alle politiche energetiche messe in campo da Bruxelles, volte a mitigare l'utilizzo di combustibili fossili e a coordinare le varie agenzie nell'abbattimento e prevenzione di fughe di gas metano, ritenuto altamente impattante e avverso al raggiungimento degli obiettivi in materia ambientale.⁴ Nonostante la modesta crescita della

¹ DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets*, vol. 14, no. 1, 2021.

² Copernicus, *Coldest Spring in Europe Since 2013; While My Global Temperatures Above Average*, Press Release, 7 giugno 2021.

³ Iea, *Gas Market Report Q3-2021, Including Gas 2021 - Analysis and Forecast to 2024*, 2021, p. 81.

⁴ Acer & Ceer, *Rules to Prevent Methane Leakage in the Energy Sector*, 22 luglio, 2021

domanda europea, secondo la Iea la domanda globale di gas naturale è destinata invece ad aumentare del 7% rispetto i livelli pre-pandemici e raggiungere i 4300 mmc entro il 2024. Responsabili di circa la metà dei 350 mmc di consumo in crescita previsti, saranno in particolare Cina, India e i paesi del sud e sud-est asiatico.⁵

La flessione nella produzione europea di gas naturale

Lo scenario che vede gli stati membri dell'UE far fronte alla propria crescente domanda interna di gas naturale è piuttosto complesso. Studi hanno dimostrato come, se da una parte la disponibilità di gas in Europa eccede le diverse rappresentazioni dello stesso continente come povero in risorse energetiche, la presenza di gas è altamente diversificata sul territorio.⁶ Allo stesso modo, lo sviluppo e ampliamento delle riserve disponibili sono influenzate da scelte di politica interna dei singoli stati. Ne consegue che un'ampia gamma di fattori possano essere responsabili di una situazione di temporanea scarsità nella disponibilità di gas naturale, inclusi interessi geopolitici, quelli inerenti a cartelli e paesi produttori, la mancanza di sufficienti investimenti nel settore, disastri naturali, condizioni di reti di trasmissione e infrastrutture, insieme alla mancanza di personale specializzato in un determinato ramo del settore gasifero. Nel corso degli ultimi 20 anni, diversi studi e simulazioni sono stati sviluppati per far fronte a eventuali scenari emergenziali.⁷

Brevemente, il paragrafo presenta le difficoltà maggiori riscontrate nei paesi più importanti per la produzione di gas per l'UE, ovvero l'Olanda e il Regno Unito. Il secondo paese è preso in considerazione per l'importanza storica e la vicinanza geografica, nonostante lo stesso abbia lasciato ufficialmente le istituzioni comunitarie nel febbraio del 2020.

Allo sviluppo della principale riserva produttiva presente nel continente europeo, il bacino gasifero di Groningen, frutto di una partnership fra Royal Dutch Shell ed ExxonMobil, è stato in gran parte legato il destino dell'industria gasifera olandese a partire dagli anni Sessanta. Molteplici contratti siglati con i principali mercati in Europa occidentale, inclusi Francia, Germania e Italia hanno assicurato al giacimento un ruolo chiave nel rispondere alla crescente domanda di gas nell'Europa occidentale degli ultimi 50 anni.⁸ A riguardo, il crescente livello di esaurimento delle riserve presenti nel giacimento di Groningen è causa di fenomeni sismici osservati in quantità e intensità crescente.⁹ A questa situazione è conseguito un rallentamento dell'attività di estrazione, con la produzione dal bacino di Groningen in costante calo dal 2010 e un'accelerazione del trend imposto dal 2014 in poi, a seguito proprio

⁵ Iea (2021), p. 5.

⁶ R.F. Aguilera, "The Future of the European Natural Gas Market: A Quantitative Assessment", *Energy*, vol. 35, 2010, pp. 3332-39.

⁷ M. Flouri et. al., "How Does a Natural Gas Supply Interruption Affect the EU Gas Security? A Monte Carlo Simulation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, 2015, pp. 785-96; M. Bilgin, "Scenarios on European Energy Security: Outcomes of Natural Gas Strategy in 2020", *Futures*, vol. 43, 2011, pp. 1082-90.

⁸ C. Lyle, *Exploration, Production and Treatment of Natural Gas, Report of Working Committee, Triennium 2003-2006*, IGU 23rd Conference, 2006, pp. 18-22.

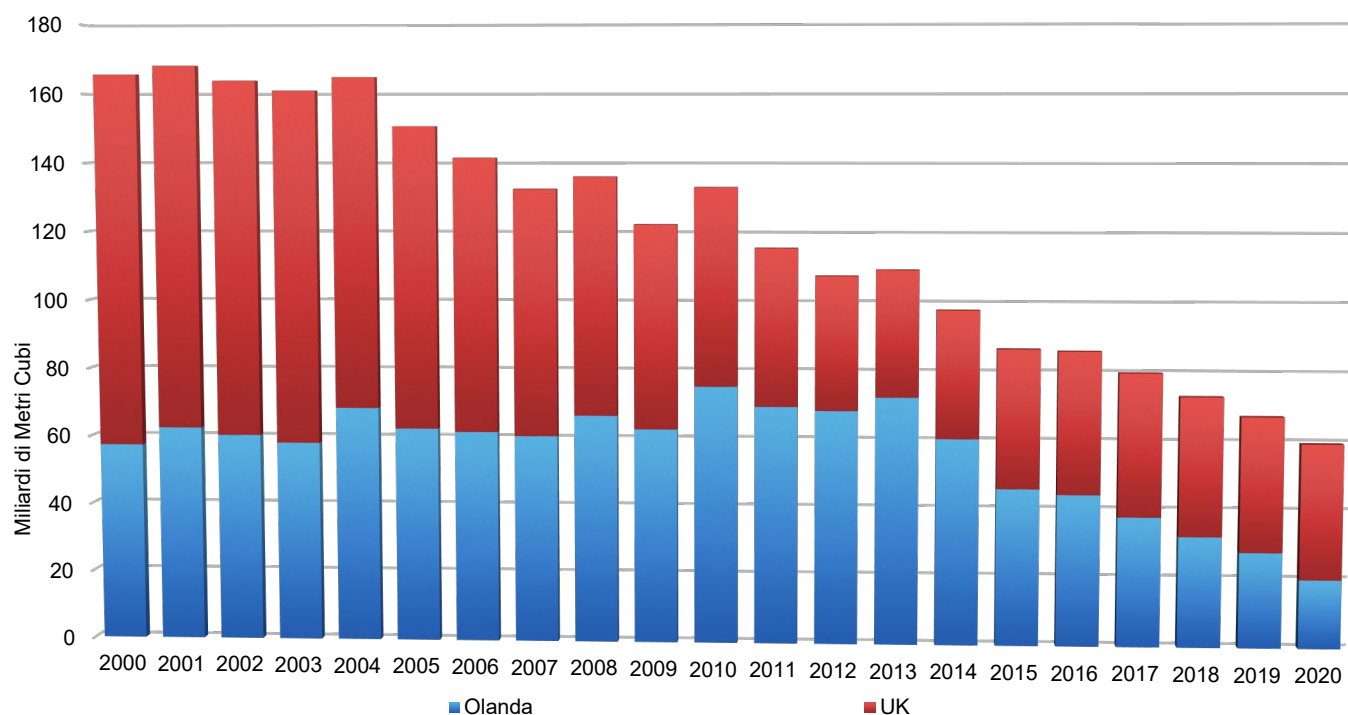
⁹ A. Rodriguez-Marek et. al., "A Regional Site-Response Model for the Groningen Gas Field", *Bulletin of the Seismological Society of America*, vol. 107, no. 5, 2017, pp. 2067-77.

della stessa attività sismica. Malgrado l'economia olandese sia a oggi largamente dipendente dal gas naturale (41% dei consumi di energia primaria), e in Europa soltanto l'Italia abbia sviluppato una dipendenza simile, nel 2018 il governo dell'Aja ha stabilito la cessazione della produzione del giacimento su larga scala a partire dal 2022, mantenendo solo una parziale attività durante la stagione invernale.¹⁰ Pur non essendo stata ancora dimostrata una netta correlazione scientifica fra la produzione di gas onshore e tremori, anche i più piccoli giacimenti olandesi stanno seguendo la stessa sorte. Secondo proiezioni ufficiali delle autorità olandesi, la produzione, in calo costante da ormai 15 anni (Figura 4.2) a meno di nuovi investimenti, andrà così a estinguersi tra la fine degli anni Trenta e la metà degli anni Quaranta. Questi ultimi appaiono però quanto mai improbabili vista l'opposizione politica e la conseguente ritrosia delle stesse compagnie a investire nel lungo termine.¹¹

¹⁰ La produzione stagionale di gas naturale dovrebbe durare sino all'inverno 2025-26. J. van den Beukel e L. van Geuns, *Groningen Gas: The Loss of a Social License to Operate*, The Hague Centre for Strategic Studies, febbraio 2019.

¹¹ M. Hall, [*Dutch Gas Production from the Small Fields: Why Extending Their Life Contributes to the Energy Transition*](#), The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Energy Comment, luglio 2021.

FIG. 4.2 - PRODUZIONE DI GAS NATURALE IN OLANDA E REGNO UNITO



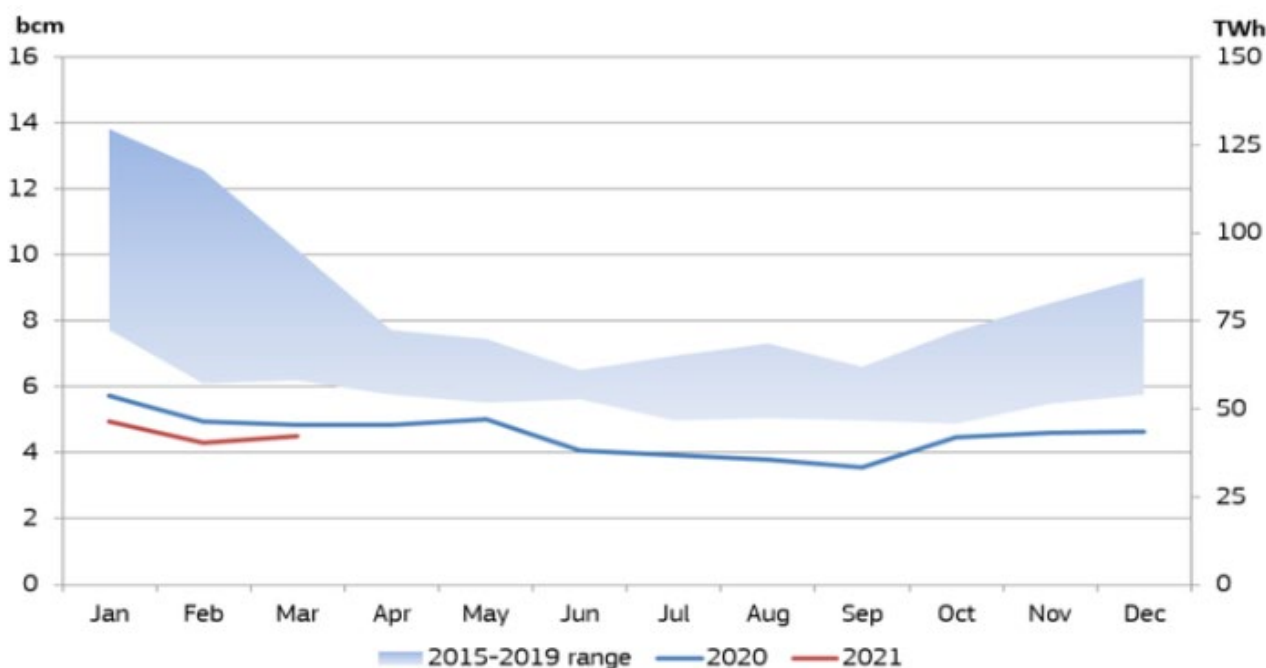
Fonte: Elaborazione dell'Autore su dati forniti da BP, *Statistical World Energy Review*.

Nonostante la decisione di abbandonare la comunità europea, il Regno Unito continua a essere largamente integrato con il network gasifero europeo, sia sotto il profilo infrastrutturale che dal punto di vista concettuale. Londra ha infatti optato per un processo di liberalizzazione del mercato su più fasi, incoraggiando i produttori a esportare quanto più velocemente volumi consistenti di gas, prediligendo il mercato a pronti. Inoltre, il Regno Unito ha scelto di creare un largo mercato per la generazione elettrica a gas, spingendo la liberazione sino al settore residenziale.¹² Pur giovando di una fiorente industria gasifera e un'imponente produzione, Londra ha scelto di integrarsi non soltanto con i mercati dei paesi consumatori europei attraverso la Interconnector Pipeline (UK-Belgio), ma anche verso altri paesi produttori come la Norvegia (Langeled pipeline) o esportatori di Gnl, attraverso terminal per la rigassificazione (dapprima l'Algeria mentre recentemente Qatar, Usa, Russia). In sintesi, pur avendo ricoperto il ruolo di maggiore produttore di gas a livello continentale e avendo creato il più esteso mercato in Europa, il Regno Unito ha visto molte compagnie ritirarsi dai giacimenti nel Mare del Nord e la propria capacità produttiva ridursi di oltre il 60% nel corso degli ultimi 20 anni (Figura 4.2). Lo stesso fenomeno ha generato un esteso dibattito sulla sicurezza energetica per via di una crescente dipendenza dalle importazioni e

¹² D. Helm, *Energy, the State, and the Market: British Energy Policy Since 1979*, Oxford, Oxford University Press, 2003.

dalla flessibilità del mercato globale di rispondere alle esigenze dei consumatori britannici.¹³ D'altra parte, il ruolo del gas naturale come combustibile fossile adatto alla transizione energetica è messo in dubbio da diversi studi e il futuro dello stesso all'interno del mix energetico britannico è tutt'altro che scontato. Effetti di *lock-in* provocati da politiche disarmoniche, inclusa una produzione massiva di gas non-convenzionale, potrebbero infatti allontanare il paese dai propri obiettivi di abbattimento delle emissioni nel settore elettrico entro il 2030 e di neutralità carbonica entro il 2050.¹⁴

FIG. 4.3 - PRODUZIONE MENSILE DI GAS NATURALE NELL'UNIONE EUROPEA



Fonte: Eurostat *il grafico si riferisce all'UE a 27, escludendo dunque il Regno Unito.

Appare così evidente che, nonostante il ruolo di primaria importanza giocato dal gas naturale per la sicurezza energetica europea, i produttori continentali abbiano oltremodo faticato nel tener testa alle richieste dei consumatori all'interno dello stesso mercato integrato europeo. Come si evince dalla Figura 4.3, per tutto il 2020 e nel T1 2021 la produzione di gas naturale nell'UE è stata infatti nettamente inferiore alla media 2015-19. In particolare, il T1 2021 segna un calo complessivo dell'11% se confrontato con lo stesso trimestre del 2020.¹⁵

¹³ M. Bradshaw, *Future UK Gas Security: A Position Paper*, UK Energy Research Centre/WBS the University of Warwick, 2018; J. Stern, "UK Gas Security: Time to Get Serious", *Energy Policy*, vol. 32, no. 17, 2004, pp. 1967-79.

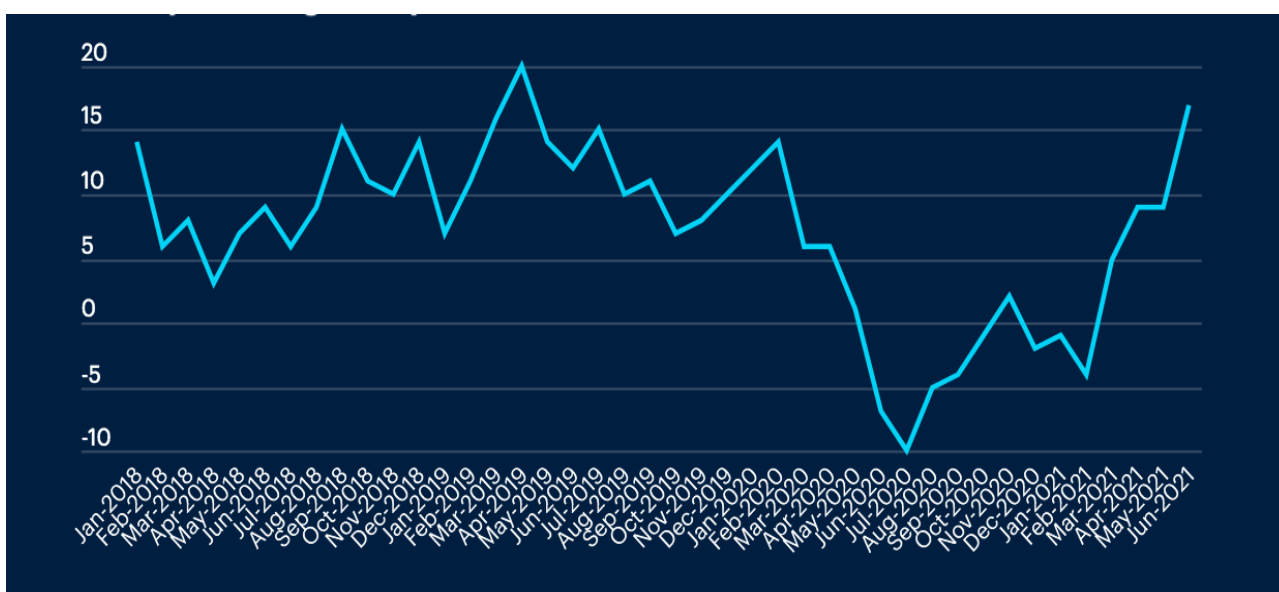
¹⁴ C. McGlade et. al., "The Future Role of Natural Gas in the UK: A Bride to Nowhere?", *Energy Policy*, vol. 113C, 2018, pp.454-65; L. Stamford, *Briefing: Shale Gas and the UK's Low Carbon Transition*, giugno 2020.

¹⁵ Nello stesso periodo, Olanda e Romania, ovvero il primo e secondo produttore nell'Unione, hanno rispettivamente ridotto la produzione del 13% e 7% rispetto lo stesso periodo dello scorso anno. DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets*, vol. 14, no. 1, 2021, p. 8.

Criticità nell'offerta di gas naturale e crescita dei prezzi a livello europeo e globale

La situazione attuale di ristrettezza dell'offerta di gas naturale su scala globale ha diverse cause. Oggi i paesi europei si trovano ad affrontare una congiuntura diametralmente opposta a quella di soli 12 mesi fa, e prezzi aumentati sino al 1000%. Gli stessi sono inevitabilmente destinati a impattare sui costi di produzione degli impianti industriali e settore petrolchimico, spingendo su scala globale timori diffusi di un'inflazione incontrollata. Nel frattempo, molti operatori hanno anticipato che l'attuale epoca potrebbe segnare la fine del "gas a buon mercato", prolungando la situazione di generale scarsità dell'offerta di gas sino alla metà del decennio in corso.¹⁶

FIG. 4.4 - ALTERAZIONI SU BASE ANNUALE NELLE IMPORTAZIONI DI GNL



Fonte: ICIS.

Un fattore di particolare importanza nel creare lo scenario corrente è stata la robustissima domanda estiva, localizzata principalmente in Asia (Figura 4.4). Se la crescita stimata su base annua si attesta sul 6%, la Repubblica Popolare Cinese conta per circa i due terzi della stessa. A un gruppo di paesi emergenti asiatici corrisponde il grosso dell'aggiuntiva domanda di gas, mentre anche le economie più mature della regione, Giappone e Corea del Sud, hanno incrementato i propri consumi.^{17,18} Così, nonostante il mese di agosto sia generalmente

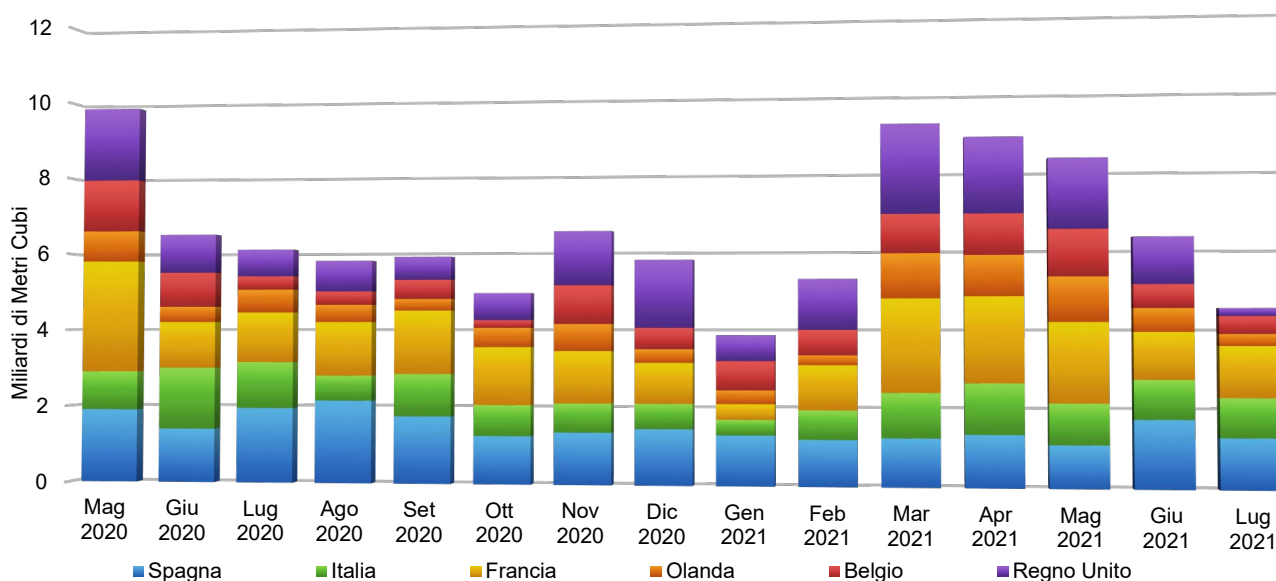
¹⁶ A. Shiryayevskaya, S. Stapczynski, e A. Koh, "[The Era of Cheap Natural Gas as Prices Surge by 1,000%](#)", *Bloomberg*, 6 agosto 2021; Wood Mackenzie, *Global Gas 2021 Outlook to 2050*, luglio 2021.

¹⁷ Le principali economie emergenti responsabili del picco della domanda nel primo semestre 2021 sono Pakistan, Bangladesh e Thailandia (corrispondendo al 25% circa). Dopo la flessione derivante dalla seconda ondata di infezioni da Covid-19 nel T1 2021, anche l'India ha visto incrementare la propria domanda nel T2 2021. Iea, *Gas Market Report Q3-2021: Including Gas 2021 - Analysis and Forecast to 2024*, p. 83.

¹⁸ Independent Commodity Intelligence Service (Icis), [Lng Edge: Q2 2021 Trade Flow Report](#).

accompagnato da una modesta domanda, il mercato asiatico ha fatto registrare fra luglio e agosto i prezzi più alti dal 2013, dovuti principalmente all'espansione di domanda di energia elettrica in corrispondenza di un'ondata di calore su tutta la regione.¹⁹ L'appetito in espansione per Gnl ha così dirottato numerosi cargo dal bacino Atlantico verso Oriente, generando una competizione fra i diversi mercati regionali, in particolare fra quelli europei e asiatici, con gli ultimi a importare nel mese di luglio il 16% in più rispetto al 2020 e i paesi europei ridurre al minimo da gennaio le importazioni di Gnl (Figura 4.5).²⁰

FIG. 4.5 - IMPORTAZIONI EUROPEE DI GAS NATURALE LIQUEFATTO PER DESTINAZIONE



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da S&P Global Platts.

Un ulteriore fattore da considerare nell'analisi è la limitata elasticità nell'offerta globale di gas naturale, e in particolare di Gnl. Infatti, la compagnia norvegese Equinor (ex Statoil) ha rinviato per la terza volta, a marzo del 2022, la ripresa dell'impianto di Hammerfest (4,2 milioni di tonnellate annue), dopo che un incendio ne ha forzato lo stop nel settembre del 2020, cessando così ogni esportazione.²¹ Anche la produzione di gas naturale negli Stati Uniti nel periodo gennaio-luglio è rimasta paragonabile a quella del 2020, con una leggera flessione in concomitanza con la sferzata di freddo che lo scorso febbraio ha colpito duramente lo stato del Texas.²² Il Q2 2021 ha segnalato un incremento vicino al 90% delle esportazioni di

¹⁹ C. Russel, "Demand Only One Side of LNG Price Surge, Supply Cut by Outages", *Reuters*, 24 agosto 2021.

²⁰ Anche i mercati latinoamericani, in particolare quello brasiliano, hanno incrementato i propri consumi. S. Stapczynski, "Asia and South America Suck Up at Europe's Expense", *Bloomberg*, 3 agosto 2021.

²¹ Equinor, *Revised Start-Up Date for Hammerfest LNG*, 26 aprile 2021.

²² Allo stesso tempo, i prezzi all'Henry Hub americano hanno sfondato quota \$4 per million British thermal units (MMBtu), doppiando così i prezzi medi del 2020, mentre sia lo stoccaggio di gas naturale di agosto, sia quello previsto per l'inverno 2021-22, appaiono inferiori a quello della media degli ultimi 5 anni. U.S. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, agosto 2021.

Gnl dagli Stati Uniti in relazione allo stesso periodo del 2020, quando oltre 150 cargo erano stati cancellati a causa dell'emergenza pandemica. Sul finire dell'estate, l'arrivo della stagione degli uragani e tempeste tropicali rischia di imprimere ulteriori restrizioni, con l'uragano Ida a forzare la chiusura del 90% della produzione di petrolio e gas naturale nel Golfo del Messico.²³ A livello aggregato, l'offerta di Gnl appare in crescita rispetto ai record negativi registrati nell'estate del 2020. Malgrado la domanda in forte crescita a livello globale, l'industria sembra faticare nel riprendere i ritmi raggiunti prima della pandemia e le esportazioni rimangono del 10% inferiori a quelle del dicembre 2019.²⁴

Le dinamiche sinergiche fra crescita dei prezzi gasiferi a livello europeo e gli obiettivi in ambito climatico ed energetico della Commissione

Oltre ai problemi relativi all'offerta globale di gas naturale, l'implementazione delle riforme apportate dalla Commissione europea in ambito energetico e l'annuncio ufficiale del piano "Fit for 55" a metà luglio hanno imposto un'ulteriore accelerazione alla sinergia fra prezzi del gas a livello continentale e quote di emissione di carbonio (Figura 4.6). Infatti, mentre i bassi prezzi del 2019 e 2020 hanno favorito una transizione dal carbone al gas, l'innalzamento dei prezzi ha contribuito a spingere gradualmente verso l'alto i prezzi per le quote di emissione. Queste sono dunque passate da poco più di €30/tonnellata (€30/t) di inizio gennaio, ai massimi di oltre €58/t registrati a metà agosto, mentre diversi studi danno le proiezioni al 2030 fra €85/t e €120/t.²⁵ Sul finire di agosto, i prezzi di gas sui benchmark europei hanno raggiunto i \$17,4/mmbtu e a sfondare per la prima volta i €50/MWh.²⁶

Mentre la crescita di fonti energetiche come eolico e solare ha dimostrato di resistere all'urto della pandemia, le stesse hanno evidenziato una difficoltà strutturale nel rispondere a rapide impennate della domanda energetica durante il S1 2021. In particolare, l'industria eolica europea ha determinato una bassa produttività, soffrendo un calo del 5% nella generazione combinata fra eolico e solare.²⁷ Secondo quanto riportato da uno studio delle tedesche BDEW e ZSW, le fonti di energia rinnovabile hanno ricoperto il 42,6% della richiesta energetica tedesca, per un ammontare di circa l'8% inferiore rispetto allo scorso anno. In particolare, l'eolico è passato dal 28% al 21%, mentre l'intera generazione elettrica prodotta da fonti rinnovabili ha segnato un calo dell'11,3%. Al contrario, carbone, gas e nucleare hanno incrementato il proprio apporto di una proporzione poco inferiore al 20%.²⁸

²³ In conseguenza dello sferzare dell'uragano e della ridotta produzione, i prezzi regionali hanno toccato nuovi record dal febbraio scorso. S&P Global Platts, [Producers Shut in Close to 90% of Volumes; Refiners Close Plants Ahead of Hurricane Ida](#), 28 agosto 2021.

²⁴ E. Holbrook, [US LNG Rebound Boosts Global Exports](#), Argus Media, 4 agosto 2021.

²⁵ R.C. Pietzcker et. al., "Tightening EU ETS Targets in Line with the European Green Deal: Impacts on the Decarbonisation of the EU Power Sector", *Applied Energy*, vol. 293, 2021; S. Rilling, *Fit For 55 Package - Analysing the Impact on European Industry*, Icis, 20 luglio, 2021.

²⁶ Dati Bloomberg.

²⁷ [European Electricity Review, 6-Month Update H1-2021](#), Ember, luglio 2021.

²⁸ ["German Renewables Use Knocked by Lower Wind Output"](#), *Reuters*, 28 giugno 2021. In continuità con lo scenario tedesco, la compagnia danese Ørsted, pur registrando una crescita della generazione di energia eolica

FIG. 4.6 - DINAMICA FRA PREZZO MENSILE TTF E QUOTE DI EMISSIONE DI CARBONIO EU



Fonte: S&P Global Platts.

FIG. 4.7 - COSTO RELATIVO AL CARICO DI BASE NELLA GENERAZIONE ELETTRICA IN EUROPA



Fonte: S&P Global Platts.

In conseguenza di una ridotta disponibilità di fonti energetiche alternative e della crescente perdita di competitività del gas rispetto ad altre fonti, il carbone ha fatto così ritorno nel mix energetico europeo, con effetti particolarmente avversi per gli obiettivi energetici e climatici

dell'8% nel S1 2021, ha invece visto la stessa calare del 6% nella proporzione totale della generazione elettrica e aumentare nello stesso periodo del 53% la generazione di energia termica proveniente da combustibili fossili. Sul punto: Ørsted, *Interim Financial Report: First Half Year 2021*, agosto 2021.

della Commissione. Nel contempo, la generazione a gas si è ridotta del 26% nei quattro mercati di Germania, Spagna, Francia e Regno Unito.²⁹

L'effetto a catena sui prezzi ha già innescato i primi effetti negativi sulle economie europee (Figura 4.7). In Spagna l'aumento dei costi per l'elettricità è stato responsabile di circa un terzo dell'inflazione nel primo semestre 2021 (S1 2021).³⁰ Per quanto riguarda il nostro paese, l'inizio di luglio ha coinciso con un rincaro del 9,9% per l'elettricità e del 15,3% del gas. L'aumento sarebbe stato di circa il 20% se il governo non avesse deciso di destinare gli stessi €1,2 miliardi ricavati dalla vendita dei permessi di emissione di CO₂ per limitare gli oneri ai consumatori, i quali dovranno comunque far fronte a nuovi rincari previsti per l'autunno.³¹ Secondo alcune previsioni, i prezzi continueranno a mantenersi sui record attuali sino al 2023, quando l'installazione di nuove rinnovabili su larga scala e una nuova offerta di gas naturale liquefatto porteranno al ribasso i costi per l'elettricità sul suolo europeo.³²

Le strategie di Gazprom nell'epoca di una ridotta disponibilità di gas in Europa

Il prolungato consumo di gas naturale durante il S1 2021 dovuto alle rigide condizioni meteorologiche, unito alla situazione sui mercati internazionali e la ristretta offerta di gas a buon mercato, sono fra le principali cause dell'odierna scarsità di gas stoccato nei siti europei. Infatti, a differenza di quanto avvenuto negli ultimi anni, è stato soltanto dalla metà di aprile che il rapporto fra iniezione ed estrazione di gas ha iniziato a segnare un bilancio positivo. Per di più, l'inesistente spread fra i prezzi estivi e quelli invernali ha favorito l'immediato consumo di gas rispetto allo stoccaggio, rallentando l'intero processo di iniezione, più lento e graduale in relazione alle dinamiche dello scorso quinquennio. Dunque, sul finire di agosto 2021, le riserve di gas naturale disponibili per i consumatori europei sono infatti inferiori di circa il 20% della media degli ultimi 5 anni. Per questo periodo dell'anno, i volumi sono infatti i più bassi registrati sin dal 2013 e corrispondono a circa il 67% dell'intera capacità di stoccaggio a oggi disponibile nel continente (Figura 4.8).

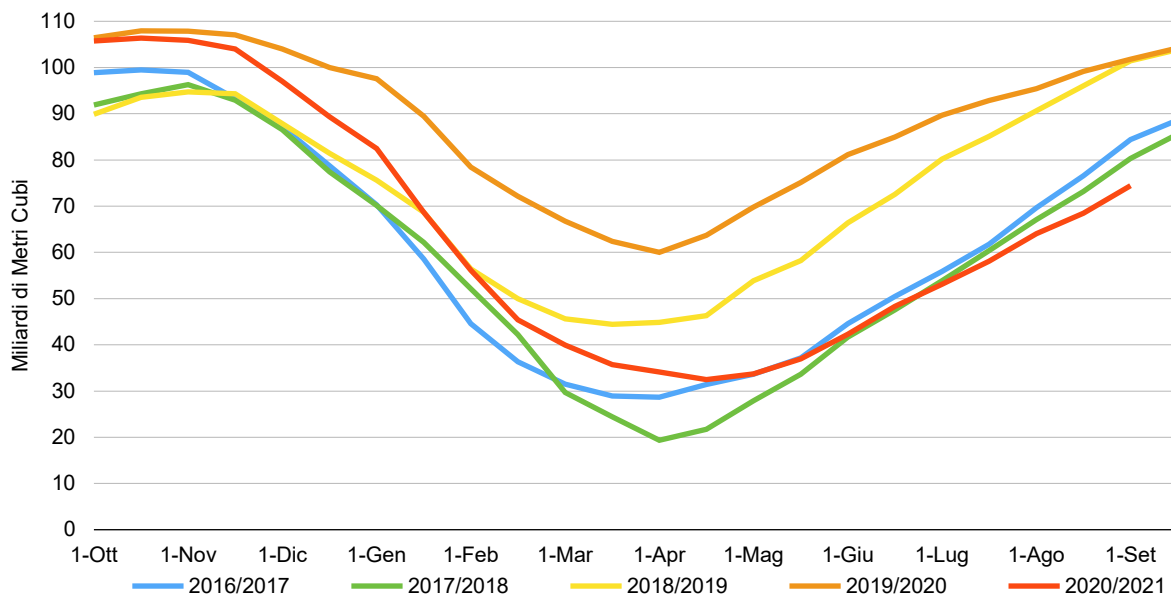
²⁹ In particolare, il carbone ha consolidato la propria crescita nella produzione di energia elettrica in Germania, passando nel periodo fra gennaio e luglio da 23,2TWh (2020) a 30,2TWh (2021), equivalente a circa 2,4 milioni di tonnellate (+30%) di carbone consumate nel periodo 2021-20. Allo stesso modo, durante i primi sette mesi del 2021 la generazione di energia elettrica basata su impianti a gas di Germania, Spagna, Francia e Regno Unito è passata dai 23,5TWh del 2020 ai 17,3TWh. E. Lee, [Gas Switching Supports European Coal in July](#), Argus Media, 4 agosto 2021.

³⁰ Lo stesso sarebbe suddiviso fra un 50% derivante dal rialzo dei prezzi del gas naturale e il 20% dovuto ai costi relativi alle emissioni di CO₂. Madrid si è dunque vista costretta a tagliare sino alla fine dell'anno l'Iva sui prezzi per l'elettricità dal 21% al 10%, sospendendo anche la tassa sulla generazione elettrica nel T3 2021 nel tentativo di calmierare i prezzi che hanno superato i €100/MWh, doppiando quelli dello stesso periodo del 2019. M. Pacce et. al., *Recent Developments in Spanish Retail Electricity Prices: The Role Played by the Cost of CO₂ Emission Allowances and Higher Gas Prices*, Banco De España, Documents Ocasionales no. 2120, 10 agosto 2021.

³¹ ARERA, [“Energia: +9,9% per l'Elettricità e +15,3% per il Gas”](#), Comunicato Stampa, 1 luglio 2021.

³² A. Franke, [European Power Forecast to Hold Near Record Levels to 2023](#), S&P Global Platts, 5 agosto 2021.

FIG. 4.8 - RISERVE DI GAS NATURALE STOCCATE IN EUROPA



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da Gas Infrastructure Europe.

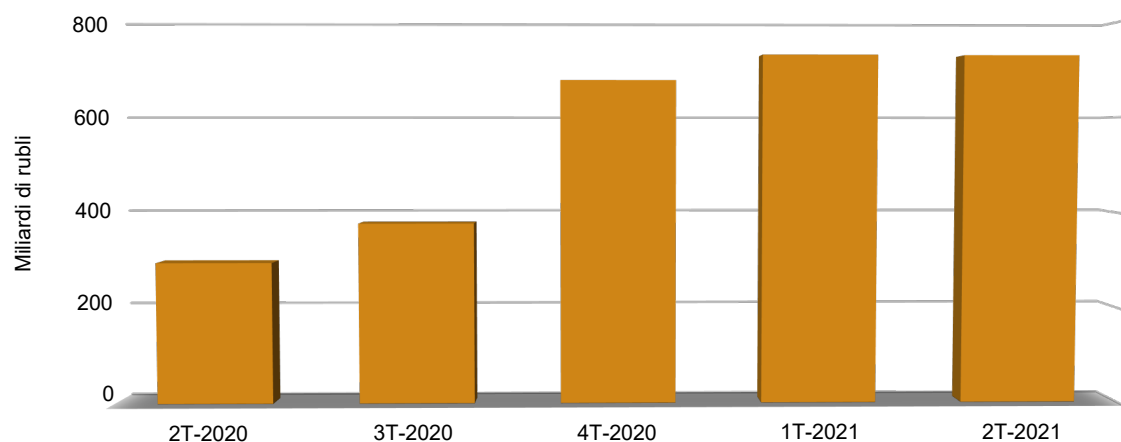
Lo stato dello stoccaggio europeo desta, dunque, considerevole preoccupazione in vista della imminente volatilità della domanda invernale. Soprattutto, la situazione potrebbe diventare critica se si considera uno scenario in cui, oltre alla crescita dei prezzi, nuove problematiche sorte nella produzione e/o sulle rotte commerciali dovessero ulteriormente ridimensionare la già inadeguata offerta di gas a livello globale. Dinnanzi a questa situazione, di fondamentale importanza è l'interpretazione delle strategie adottate sin qui da Mosca e Gazprom nell'ottica di massimizzare i ritorni economici e politici dettati dallo scenario contemporaneo.

Innanzitutto, l'andamento dei prezzi a livello globale favorisce notevolmente la compagnia e le consentirà di recuperare parte dei mancati guadagni nel corso del 2020. Nel corso del 2021 Gazprom ha rivisto ripetutamente al rialzo le stime riguardanti i prezzi medi per le esportazioni di gas verso l'Europa. Visto il muoversi all'unisono di tutti gli indicatori di mercato, rispetto alle previsioni di \$170/mmc di fine 2020, l'ultima rettifica di metà agosto si attesta sui \$269,6/mmc.³³ Le stesse potrebbero rivelarsi oltremodo conservative, visto l'incalzante numero di record abbattuti dagli indici europei. D'altro canto, i risultati finanziari di Gazprom mostrano con chiarezza quanto sia diventato profittevole esportare gas naturale sul mercato europeo (Figure 4.9-4.10).³⁴

³³ *Vedomosti*, ««Газпром» пересмотрел прогноз средней цены по контрактам в Европу» (“Gazprom peresmotrel prognoz srednej ceny po kontraktam v Evropy”) (“Gazprom rivede la previsione del prezzo medio per i contratti in Europa”), 19 agosto 2021.

³⁴ Infatti, i profitti netti del T2 2021 sono infatti i maggiori negli ultimi 2 anni e i secondi, a livello trimestrale, nell'intera storia di Gazprom. Nel T2 2021 Gazprom ha registrato un profitto netto pari a ₴521 miliardi. Solo nel T1 2019 Gazprom ha registrato un profitto lievemente maggiore, ovvero ₴536 miliardi. *Interfax*, «Чистая

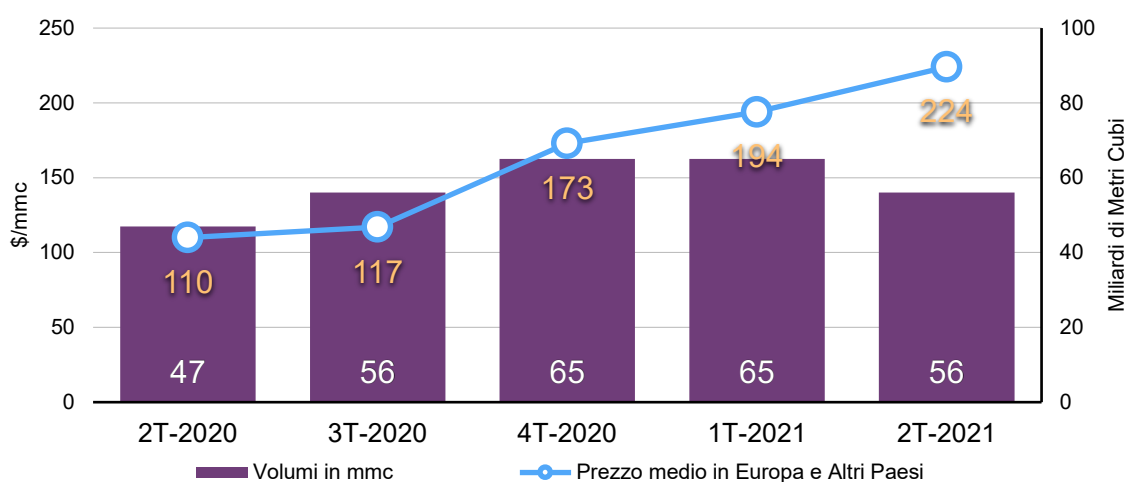
FIG. 4.9 - RICAVO NETTO DALLE VENDITE VERSO EUROPA E ALTRI PAESI*



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da Gazprom.

*per altri paesi, Gazprom considera i paesi non appartenenti all'area dell'ex Unione Sovietica e include anche le vendite di Gnl.

FIG. 10 - RAPPORTO FRA VOLUMI DI GAS VENDUTO E PREZZO MEDIO VERSO EUROPA E ALTRI PAESI*



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da Gazprom.

*per altri paesi, Gazprom considera i paesi non appartenenti all'area dell'ex Unione Sovietica e include anche le vendite di Gnl.

Sebbene le circostanze offrano evidenti incentivi nella vendita di gas naturale verso gli hub europei, Gazprom ha adottato una strategia volta a centellinare i volumi esportati e un'attenta diversificazione delle differenti opzioni a propria disposizione. Innanzitutto, va precisato che la compagnia di stato sta, a ora, rispettando tutti gli impegni e i contratti a lungo termine

прибыль "Газпрома" по МСФО во II квартале превысила ожидания" ("Čistaja pribyl' Gazproma po MSFO vo II Kvartale prevysila ožidanija") ("L'utile netto di "Gazprom" secondo gli IFRS nel secondo trimestre ha superato le aspettative"), 30 agosto 2021.

intrapresi con i propri partner europei. Allo stesso modo, Gazprom ha ampiamente rinnovato la propria strategia di marketing. La compagnia di stato ha infatti creato un portfolio che vede oltre il 50% del gas venduto in Europa valutato su base giornaliera e mensile, e dunque particolarmente suscettibile alle fluttuazioni di mercato.³⁵ Occorre anche precisare che questa strategia è in netto contrasto con quella storicamente adottata. Infatti, la richiesta di rendere più competitiva e dinamica la valutazione del gas russo venduto negli hub europei è stata avanzata dalla stessa Commissione europea in occasione dell'indagine antitrust iniziata nel 2011 e conclusasi con un accordo fra le parti nel 2018.³⁶

Dato questo contesto, Gazprom ha prima di tutto optato per un selettivo utilizzo delle proprie rotte di esportazione. Per tutto il corso del 2021 il gasdotto Nord Stream 1 ha operato a un volume costante, interrompendo il funzionamento soltanto durante l'annunciato periodo di manutenzione a metà luglio. La stessa politica è stata adottata nei confronti dell'interconnettore fra Turchia e Bulgaria, il quale consente l'esportazione verso i mercati del sud-est europeo del gas proveniente dal gasdotto Turkish Stream. Dopo mesi di operabilità vicina al massimo delle capacità, il terzo corridoio principale per il commercio di gas naturale fra Russia ed Europa, ovvero il gasdotto Yamal, ha subito un'imprevista alterazione. A quanto riportato, un incidente all'impianto di trasformazione di gas di Novy Urengoy, uno dei più importanti in tutta la regione, ha determinato un complessivo calo di oltre il 40% del volume di gas.³⁷ Mentre la riparazione dell'impianto richiederà mesi, la reazione dei mercati europei all'incidente è stato immediato, con il prezzo Ttf (Title Transfer Facility) a toccare nuovi massimi. All'imprevisto Gazprom ha reagito utilizzando i siti di stoccaggio a sua disposizione per adempiere agli obblighi contrattuali di lungo termine.³⁸ Solamente al termine del mese di agosto e dopo aver immagazzinato sufficiente gas nei siti russi, anch'essi prosciugati dal consumo nell'inverno 2020-21, la compagnia è riuscita a invertire la modalità dei siti, iniettando nuovo gas nei propri depositi.³⁹ Infine, Gazprom ha perseguito la propria strategia di perpetuare gli accordi siglati sul finire del 2019 con Naftogaz e rifiutare qualsiasi offerta aggiuntiva di gas naturale pervenuta dalla controparte. Per il mese di settembre questa quantità è stata ulteriormente ridotta, probabilmente in conseguenza dello stesso incidente di Novy Urengoy, generando un'ennesima spirale dei prezzi sugli hub europei.⁴⁰

³⁵ Il meccanismo dei prezzi del gas utilizzato da Gazprom in Europa vede nel 2021 il 56,1% dei prezzi su base giornaliera/mensile, il 30,9% su base trimestrale/semestrale/annuale e soltanto il 13 indicizzata in base al prezzo del petrolio. Gazprom, *Investor Day*, 29 aprile 2021, p. 34.

³⁶ In questo modo, i prezzi europei avrebbero dovuto riflettere gli andamenti più repentini del mercato globale, stabilendo gli hub continentali (Ttf fra tutti) come benchmark di riferimento per l'intero mercato EU. EU Commission, "Antitrust: Commission Imposes Binding Obligations on Gazprom to Enable Free Flow of Gas at Competitive Prices in Central and Eastern European Gas Markets", 24 maggio 2018.

³⁷ Il calo si è registrato fra la fine del mese di luglio sino al 17 del mese successivo. *Interfax*, "Поток газа по 'Ямалу-Европе' утром 17 августа удвоится" ("Potok gaza po 'Yamalu-Europe' Utrom 17 Avgusta uvoilsja"), ("Il flusso di gas attraverso 'Yamal-Europe' è raddoppiato la mattina del 17 agosto"), 17 agosto 2021.

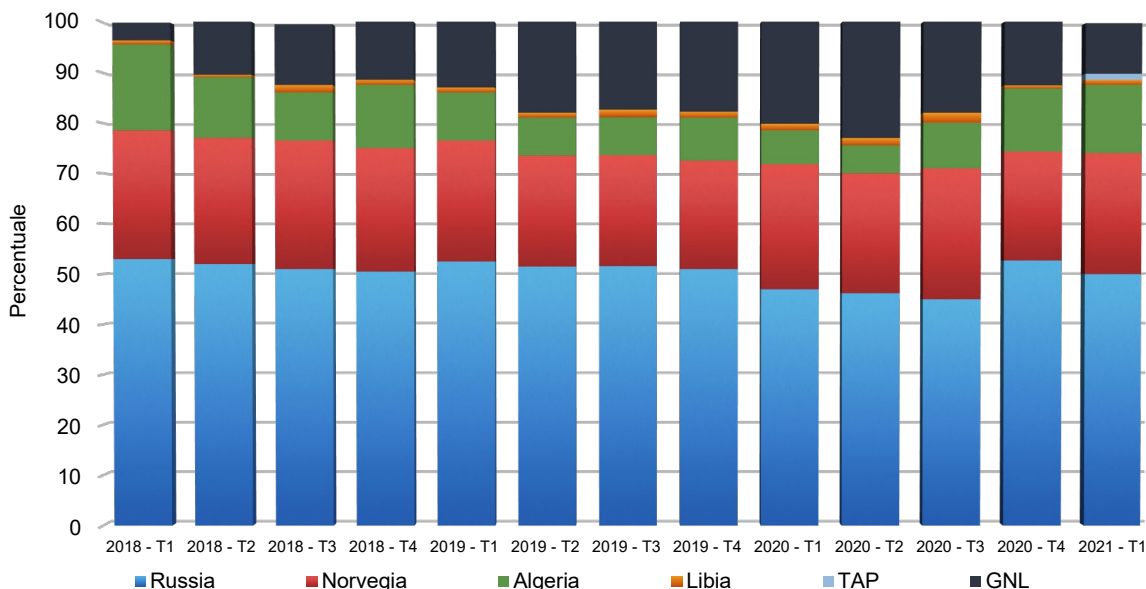
³⁸ D. Elijah, [TTF Gas Prices Move Down After Russian Fire Triggers Price Rise](#), Icis, 6 agosto 2021; E. Mazneva, ["Europe's Natural Gas Crunch Deepens"](#), *BNNBloomberg*, 11 agosto 2021.

³⁹ I siti di stoccaggio europei di Gazprom hanno toccato durante agosto il loro record negativo di 12,8% della capacità prevista, contro oltre il 60% negli altri hub europei. Y. Barsukov, "Закач Европы" ("Zakač Evropy"), ("Caricamento Europa"), *Kommersant*, 25 agosto 2021.

⁴⁰ Gazprom ha rifiutato l'offerta di Naftogaz sia per tutto il 2021 sia per gli anni a seguire. Y. Alifirova, "Газпром в сентябре 2021 г. сократит прокачку через ГТС Украины до 110 млн м3/сутки газа"

In ultima istanza, Gazprom ha anche scelto di ridurre l'offerta complessiva di gas attraverso la propria piattaforma elettronica di vendite (Esp). Con volumi ridotti da inizio 2021, sul finire del mese di agosto le agenzie riportano la sospensione completa delle vendite per tutto il 2022 e la disponibilità di gas naturale soltanto a partire dal 2023 in poi.⁴¹ Questa appare una scelta forzata dalla decisione della corte regionale di Dusseldorf di respingere le richieste da parte della società Nord Stream 2AG di esentare il gasdotto dalle regole europee, le quali prevedono una separazione legale fra le entità che producono e trasportano gas.⁴² Mentre il processo rischia di rallentare l'utilizzo del gasdotto, Gazprom rimane intenzionata a mettere in funzione lo stesso entro il termine dell'anno ed esportare sino a 5,6 mmc di gas.⁴³ L'annuncio stesso ha generato un leggero calo dei prezzi giornalieri e mensili sull'hub Ttf, a ennesima dimostrazione della grande inelasticità del mercato europeo del gas e della dipendenza dello stesso dal gas russo (Figura 4.11).

FIG. 4.11 - IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN EUROPA*



Fonte: elaborazione dell'autore su dati forniti da Eurostat.

* i dati includono le importazioni da gasdotti e Gnl.

(“Gazprom v sentjabre 2021 g. sokratit prokačku čerez GTS Ukraïnu do 110 mln m3/cutku gaza”) (“Gazprom nel settembre 2021 per ridurre il pompaggio di gas attraverso il sistema di trasporto del gas ucraino a 110 milioni di m3/giorno”), *Neftegaz*, 16 agosto 2021.

⁴¹ *Interfax*, “Газпром экспорт’ перестал продавать газ на 2022 год на Электронной торговой платформе”, (“Gazprom eksport perestal prodavat’ gaz na 2022 god na Elektronnoj torgovoj platforme”) (“Gazprom Export’ ha smesso di vendere gas per il 2022 sulla piattaforma di trading elettronico”), 27 agosto 2021.

⁴² K. Matussek e V. Dezem, “[Nord Stream 2 Risks Delays After Losing German Court Order](#)”, *Bloomberg*, 25 agosto 2021.

⁴³ Gazprom ha annunciato che in totale prevede la produzione di gas naturale raggiungere durante il 2021 i 510mmc e un massimo delle esportazioni di 183mmc. *Interfax*, “CFO Газпрома’ не увидел предпосылок к снижению цен на газ в Европе”) (“CFO Gazproma ne yvidel predposylok k sniženju cen na gaz v Evrope”), (“Il CFO di Gazprom non ha visto i prerequisiti per abbassare i prezzi del gas in Europa”), 31 agosto 2021.

Sullo sfondo di un incremento senza precedenti del consumo di gas e di una ridotta capacità di rispondere alla domanda grazie alla produzione interna europea, le importazioni nette di gas naturale nel T1 2021 sono ammontate a 78,5 mmc. In conseguenza della combinazione fra volumi di importazione in leggera decrescita e prezzi in decisa crescita, il costo totale delle importazioni di gas naturale nel T1 2021 è incrementato sino a toccare i €16,3 miliardi.⁴⁴ Visto il perdurare delle condizioni nel T2 e T3 2021, il costo delle importazioni di gas verso l'Europa non farà altro che accrescere e appesantire la bilancia commerciale dei principali consumatori.

Da più parti è stato quindi sollevato il dubbio che la compagnia russa, sotto la pressione del Cremlino, stesse agendo di proposito nel ridurre al minimo le esportazioni, stringendo alla gola le autorità di Bruxelles e forzando così la mano sulle procedure legali per ottenere il via libera all'utilizzo del gasdotto Nord Stream 2.⁴⁵ Dall'altra parte, negli ultimi mesi Gazprom ha più volte ripetuto che volumi aggiuntivi di gas proverranno soltanto dal commissionamento del gasdotto baltico e che i gasdotti ucraini non verranno utilizzati nell'ottica di rispondere alla crescente domanda europea.⁴⁶ Proprio a riguardo del progetto, Berlino e Washington hanno concluso un accordo che tutela la sovranità tedesca assicurando la costruzione del gasdotto, ma non la sua messa in funzione. Lo stesso accordo prevede investimenti nella sicurezza energetica ucraina e ne assicura lo status di paese transito per il gas russo verso i mercati europei nel futuro.⁴⁷

Paradossalmente, la situazione negli hub europei è resa ancor più problematica dai volumi di gas naturale stoccati nei siti ucraini e ridotti di un terzo rispetto lo scorso anno.⁴⁸ Di grande importanza per consentire una più facile gestione della domanda durante la stagione di picco dei consumi, questi sono stati anch'essi consumati in larga parte a causa del rigido inverno 2020-21, e in parte a causa della ripresa di importanti settori dell'economia ucraina come quello metallurgico.⁴⁹ A più riprese, sia lo stesso presidente Vladimir Zelensky sia il ministro dell'Energia ucraino German Galuschenko hanno direttamente accusato Mosca di aver creato artificialmente, tramite le azioni di Gazprom, la contingenza attuale di scarsità

⁴⁴ Le importazioni nel T1 2021 hanno marcato un calo del 3% (circa 2,5 mmc) rispetto T1 2020, mentre la loro concentrazione rimane di gran lunga basata sui 5 principali paesi importatori (Germania, Italia, Francia, Spagna e Belgio) per un 85% dell'intero ammontare. Il costo complessivo delle importazioni di gas naturale è stato del 65% in più rispetto ai €9,9 miliardi nel T1 2020 e di circa il 21% rispetto il T4 2020. DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets*, vol. 14, no. 1, 2021, p. 10.

⁴⁵ A. Riley, [Gazprom's Folly: Seeking to Delivery Nord Stream 2, It May Undermine Its Own Access to EU Markets](#), Atlantic Council, 16 luglio 2021; A. Gurkov, [Can Europe Escape Gazprom's Energy Stranglehold](#), DW, 11 luglio 2021.

⁴⁶ T. Dyatel, «Газпром» прудержит газ для Европы (*Gazprom pruderžit gaz dlja Evropy*) (*Gazprom terrà il gas per l'Europa*), 21 maggio 2021. Per un approfondimento sulla vicenda Nord Stream 2: F. Sassi, “Quale futuro per il gasdotto russo e la cooperazione energetica fra UE e Russia nell'epoca Biden?”, [Focus Sicurezza Energetica n. 1](#), Osservatorio di Politica internazionale, 2021, pp. 46-61.

⁴⁷ U.S. Department of State, [“Joint Statement of the United States and Germany on Support for Ukraine, European Energy Security, and our Climate Goals”](#), Press Releases, 21 luglio 2021.

⁴⁸ I dati sui siti di stoccaggio ucraino vengono da Naftogaz.

⁴⁹ *Interfax*, Метпредприятия Украины за 7 мес. нарастили потребление газа на 7,5%, электроэнергии - на 4,5% (Метпредприятия Ukraine za mes. narastili potreblene gaza na 7,5% elektroenergii na 4,5%) (“Impresa metallurgica in Ucraina per un mese. Aumento del consumo di gas del 7,5% di energia elettrica del 4,5%”), 17 agosto 2021.

nell'approvvigionamento del gas naturale. Per le autorità ucraine, il Cremlino mirerebbe a un rialzo dei prezzi, imponendo un malcelato ricatto nei confronti delle istituzioni ucraine ed europee sulla vicenda Nord Stream 2.⁵⁰ Per Naftogaz l'unica garanzia per preservare nel lungo termine il transito attraverso l'Ucraina sarebbe forzare la mano russa e trasferire i punti di trasmissioni del gas di Gazprom sul confine russo-ucraino e rendendo nei fatti il sistema di trasmissione del gas ucraino una parte integrante del sistema europeo. Una decisione che appare quanto mai azzardata visto l'attuale andamento dei mercati, ma anche per via dell'instabilità economico e sociale dell'Ucraina, dello stato delle sue infrastrutture, e per via delle tensioni geopolitiche che corrono fra i due paesi.

Alle accuse mosse da Kiev e i dubbi sollevati da più parti, ha risposto indirettamente lo stesso Vladimir Putin. Lo scorso giugno, durante il forum economico internazionale di San Pietroburgo, il presidente russo ha sottolineato come la Russia non sia obbligata a rifornire di gas chiunque e a qualsiasi costo. Allo stesso tempo, ha lasciato aperta la porta ai partner ucraini nel caso in cui gli stessi offrissero condizioni maggiormente favorevoli per il transito attraverso il paese. In questo caso Mosca sarebbe pronta sia a rinnovare il contratto per le forniture di gas oltre il 2024, sia per eventualmente incrementare i volumi esportati, anche verso i mercati europei.⁵¹

⁵⁰ M. Eckel, [“Winter Is Coming: Europe's Gas Markets Hit Unusual Turbulence - And Eyes Turn To Moscow”](#), *Radio Free Europe/Radio Liberty*, 27 agosto 2021; [“Galuschenko: Europe Must Work to Prevent Gazprom From Creating Artificial Gas Shortage”](#), 13 agosto 2021.

⁵¹ V. Putin, St Petersburg International Economic Forum Plenary Session, President of Russia, 4 giugno 2021.

5. L'Algeria fra crisi del settore energetico, contestazione sociale e prospettive per una transizione green

Aldo Liga

Il settore energetico riveste un ruolo essenziale nella politica, nell'economia e nella società algerina: da esso dipendono le entrate fiscali, le prospettive di diversificazione economica, le possibilità di riforma del sistema politico, le opportunità di rinnovamento. È l'andamento del prezzo dei combustibili fossili che apre e chiude la possibilità di ridefinire il contratto sociale e di lanciare la transizione energetica. La volatilità delle crisi, l'impatto forte ma limitato nel tempo di queste ultime, si è finora imposta come la vera diga a tutte le velleità di trasformazione politica, economica e istituzionale. Tuttavia, le disfunzioni del settore energetico, la domanda crescente di energia per il consumo interno, nonché la rapida crescita demografica rischiano di diluirne la capacità e impongono al paese sfide importanti per il prossimo futuro, e sanzionano in modo perentorio la necessità di improntare un percorso deciso di diversificazione.

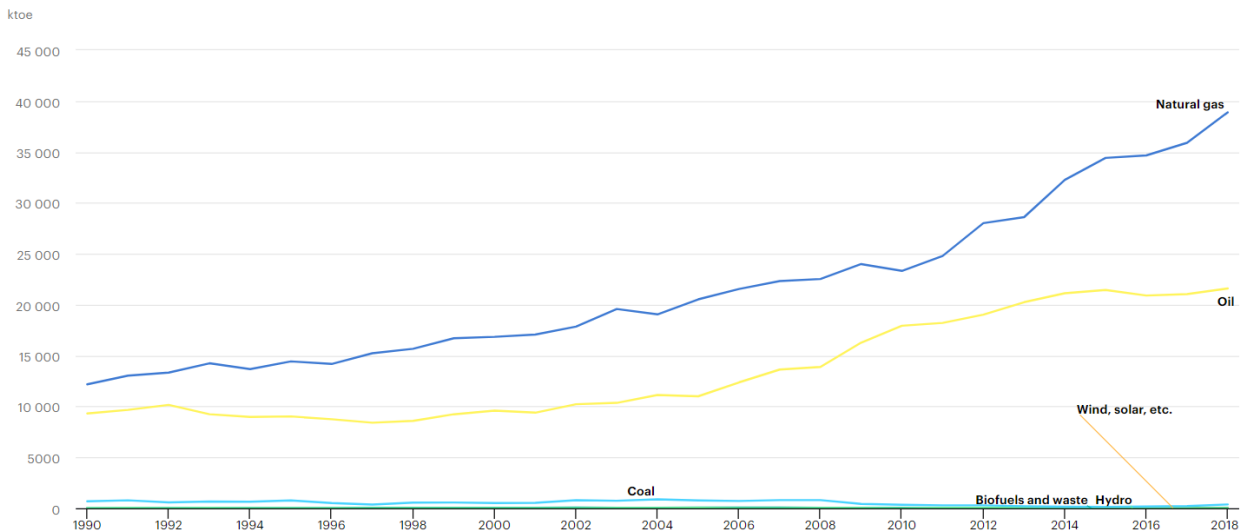
Queste sfide si intersecano con la profonda contestazione politica in atto dal febbraio 2019, che ha portato alla fine del ventennio sotto la guida del presidente Bouteflika e a un tentativo di autoriforma del sistema politico che non sembra placare la crisi sociale in corso, come recentemente dimostrato dall'alto tasso di astensione agli ultimi appuntamenti elettorali: le presidenziali di dicembre 2019, il referendum costituzionale di novembre 2020 e le elezioni legislative di giugno, che hanno dato vita all'esecutivo guidato da Aïmene Benabderrahmane.

Con una superficie di oltre 2 milioni di chilometri quadrati, l'Algeria è il più grande paese africano e del mondo arabo. Ponte fra Europa e Africa, gode di una posizione cruciale per i flussi e le interconnessioni trans-mediterranei e trans-africani. La stabilità e il benessere del paese sono quindi fattori necessari per le dinamiche geopolitiche e l'equilibrio dei diversi sistemi regionali di cui il paese è parte.

L'impatto sociale dell'instabilità del settore energetico

L'Algeria è il decimo produttore al mondo di gas naturale e in termini di riserve, il terzo per riserve di gas di scisto, e il settimo esportatore mondiale. L'economia del paese, la quarta del continente africano, è fortemente dipendente dagli idrocarburi e quindi estremamente sensibile alle fluttuazioni del loro prezzo. Il settore, infatti, rappresenta il 30% del Pil del paese, il 60% delle entrate fiscali e il 98% delle esportazioni e garantisce quindi la stabilità macroeconomica, le riserve di valuta estera e il mantenimento di un basso livello di debito estero.

APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA PRIMARIA (AIE)



Il settore energetico sconta cronici problemi dovuti alla mancanza di investimenti pubblici e privati nelle attività di esplorazione ed estrazione, ritardi nella realizzazione di nuovi progetti e scarsa manutenzione delle infrastrutture (che hanno fortemente contribuito al calo delle produttività degli impianti). A questi si aggiunge una domanda interna in forte crescita, che ha raggiunto 67 milioni di tep nel 2019, ovvero il 43% della produzione commerciale di energia primaria del paese¹.

Le entrate del settore energetico sono essenziali per garantire la pace sociale nel paese nordafricano, vista l'importanza delle elargizioni pubbliche nell'economia algerina e la natura stessa di *rentier state* del paese. Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea), nel 2020 Algeri ha elargito sussidi (petrolio, elettricità e gas) per circa 8,4 miliardi di dollari – corrispondente al 5,8% del Pil.

Il settore energetico venne sviluppato negli anni della guerra d'indipendenza algerina. I principali giacimenti sono quelli petroliferi di Hassi-Messaoud, Illizi e Berkine, e quelli gasiferi di Hassi-Rmel, In Amenas e In Salah. La società Sonatrach, partecipata al 100% dallo stato, domina il settore.

L'Algeria è uno dei principali fornitori di gas dell'Unione Europea. Dal suo territorio partono i gasdotti Transmed (che collega Algeria e Italia passando per la Tunisia), il Maghreb-Europe (che collega il paese con la Spagna dopo aver attraversato il Marocco) e il Medgaz (che termina nella città andalusa di Almería). L'idea di un gasdotto trans-sahariano fra Nigeria e Algeria sembra essere invece definitivamente evaporata a beneficio di un collegamento diretto fra Nigeria e Marocco.

¹ H. Merzouk, [“Entretien Avec Francis Perrin, Directeur De Recherche À L'Iris \(Paris\): «Le Pétrole Est Une Statue Qui N'est Pas Facile À Déboulonner»](#)”, *L'Actuel*, 17 marzo 2021.

Il paese dispone di tre terminali Gnl, due ad Arzew e uno a Skikda, ed è stato il primo paese al mondo ad esportare il Gnl nel 1964.²

- *L'impatto sociale della volatilità del prezzo del petrolio: il crollo del 2014 e le conseguenze della pandemia da Covid-19*

Le ultime due crisi mondiali del prezzo del petrolio, unite al calo della produzione e al crescente consumo interno, hanno messo a rischio la tenuta socioeconomica del paese, sollevando il timore di profondi sconvolgimenti sociali. L'Algeria ha una delle spese pro-capite in welfare più alta fra tutti i membri dell'Opec.³ Questa spesa e i sussidi a cibo ed energia sono essenziali per contenere la pressione sociale che incombe sul futuro del paese.

Nel 2011 il governo è riuscito a evitare la diffusione delle proteste legate alla Primavera araba anche grazie allo sblocco di ingenti finanziamenti pubblici e a un aumento dei salari. La vulnerabilità economica attuale dovuta alla volatilità e alle fragilità del settore limita i margini d'azione del governo in caso di future crisi e amplifica la possibilità che queste possano concretizzarsi.

Il crollo del 70% del prezzo del petrolio nel biennio 2014-16 aveva già allarmato sugli effetti di un possibile shock sistemico. I deficit fiscali erano passati dall'1,4% del Pil del 2013 al 15,7% del 2016 e, nello stesso arco di tempo, le riserve valutarie sono drasticamente diminuite, passando da 194 a 108 miliardi di dollari.⁴ La crisi aveva costretto il governo algerino a congelare i suoi piani di sviluppo e ad approvare ingenti tagli alla spesa pubblica.

A seguito dell'annuncio del presidente Abdelaziz Bouteflika di ricandidarsi per un quinto mandato, nonostante l'infermità fisica e il crescente malessere popolare nei confronti di una classe politica ritenuta distante e corrotta e un potere militare prevaricante, si è sviluppato un movimento di protesta, noto come *Hirak*, che a partire dal febbraio 2019 ha portato centinaia di migliaia di persone nelle piazze delle principali città algerine.

Nonostante le dimissioni di Bouteflika nel mese di aprile e una successiva fase di transizione che ha portato all'elezione di Abdelmadjid Tebboune a dicembre 2019, le proteste, interrotte solo dall'irrompere della pandemia da Covid-19 e dalle relative misure di confinamento, hanno ripreso forza a febbraio 2021.

La pandemia globale ha avuto un impatto imponente sul corso del greggio, con prezzi medi inferiori ai 40 dollari al barile (rispetto ai 64 dell'anno precedente). Secondo il Fondo Monetario Internazionale, per equilibrare il bilancio il paese ha bisogno di un prezzo del greggio ben più alto, pari a circa 135 dollari al barile, il break-even più elevato fra i paesi arabi. Nel 2020 il volume globale di esportazione di idrocarburi è calato dell'11% rispetto all'anno precedente, fermandosi a 82,2 milioni di tep, per un valore totale di circa 16,5 miliardi di euro

² T. Belgacem, "Les ressources de l'Algérie", *Outre-Terre, L'Esprit du temps*, vol. 47, n. 2, 2016.

³ V. Ratcliffe, S. Karam, e S. El Wardany, "[An Oil Country No More? Algerian Energy Exports Sink Rapidly](#)", *Bloomberg*, 8 febbraio 2021.

⁴ World Bank, "[How is Algeria Reacting to Low Oil Prices?](#)", *MENA Quarterly Economic Brief*, luglio 2016.

(-40%), comportando un crollo del 31% delle entrate fiscali.⁵ L'economia algerina si è contratta del 6%.

Il governo ha dovuto approntare una serie di misure di tagli al budget nazionale, pari al 50% rispetto a quello del 2019, equivalenti a una riduzione della spesa pubblica pari al 13% del Pil. A questo si è aggiunta un'ulteriore riduzione delle riserve ufficiali di valuta estera (60 miliardi nel 2020), generalmente utilizzate proprio per compensare il calo delle rendite derivanti dal petrolio e dal gas.⁶ Sonatrach ha dovuto ridurre ulteriormente i costi di sfruttamento e gli investimenti, così come le attività di manutenzione, esacerbando ulteriormente le criticità del settore.

La caduta delle esportazioni ha spinto Cherif Belmihoub, ministro incaricato delle proiezioni economiche, a mettere in dubbio che il paese possa continuare a essere un esportatore netto di greggio nel prossimo decennio.⁷ I bassi livelli di produzione rischiano di far perdere al paese i benefici dell'aumento del prezzo del petrolio cui assistiamo dalla fine del 2020. L'Algeria è oggi l'unico membro dell'Opec a non riuscire a soddisfare la quota di produzione concordata e a esportare meno di quanto autorizzato dall'organizzazione.

I principali indicatori macroeconomici destano preoccupazione: la disoccupazione nel 2020 ha raggiunto il 14,2%, quella giovanile già nel 2019 sfiorava il 30% e le prospettive di crescita per il 2021 si fermano al 2,9%. Nell'indice 2020 "Doing Business" della Banca mondiale, l'Algeria si è classificata 157esima a livello mondiale per attrattività del proprio *business environment*. Sintomo evidente di questo malessere è il numero crescente di algerini che decide di lasciare il paese per raggiungere l'Europa. Gli algerini costituiscono oggi la prima nazionalità in termini di arrivi lungo le coste spagnole.

A maggio l'ex primo ministro Djerad aveva ribadito che l'Algeria non ricorrerà a prestiti concessi dal Fondo Monetario Internazionale, perché mira a "tutelare la sua sovranità" e teme ingerenze esterne.

Fattori aggiuntivi di preoccupazione provengono anche dai cambiamenti strutturali in atto nel mercato mondiale del gas naturale. L'emergere di nuovi fornitori di Gnl, ad esempio gli Stati Uniti, avrà un impatto a lungo termine sull'economia del paese. La Spagna, uno dei principali clienti del settore energetico algerino, è anche uno dei primi importatori di Gnl americano (2,930 metri cubi importati nel 2016, 199,966 nel 2020⁸).

La grande paura è che, nonostante i fondamentali economici dell'Algeria di oggi e quelli di 30 anni fa siano radicalmente diversi, l'instabilità economica sfoci in una crisi politica e quindi in fenomeni di violenza: pesa il precedente del 1986, quando lo shock petrolifero di metà anni Ottanta aveva portato il paese in recessione e scatenato una spirale di rivolte ed episodi di

⁵ "Pétrole: Alger a le blues", *Le Point Afrique*, 19 gennaio 2021.

⁶ F. Borsari, "La tempesta perfetta in Algeria", *Focus Mediterraneo allargato*, n. 14, Osservatorio di Politica internazionale, 23 settembre 2020.

⁷ V. Ratcliffe, S. Karam, e S. El Wardany (2021).

⁸ U.S. Energy Information Administration, U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Point of Exit, Total to Spain

violenza, come gli eventi dell'ottobre 1988, e poi degenerati nella guerra civile e nel “decennio nero”.⁹

Riformare il sistema: la legge sugli idrocarburi (2019) e una timida apertura alla transizione energetica

Come già evidenziato, il settore energetico sconta oggi problemi cronici creatisi negli ultimi decenni: la produzione di petrolio e gas naturale si è avviata verso una progressiva riduzione, i continui cambiamenti al vertice di Sonatrach, le difficoltà riscontrate nell'identificazione di partner per gli investimenti (dal 2008 al 2019 solo il 20% dei bandi di gara erano stati aggiudicati¹⁰), il deficit infrastrutturale e i problemi relativi a corruzione e lentezza burocratica.

- L'evoluzione del quadro normativo

Per riformare il sistema l'Algeria ha approvato, a novembre 2019, una nuova legge sugli idrocarburi, con lo scopo di ammorbidire e semplificare il quadro giuridico e fiscale del settore. Fra gli scopi della nuova normativa vi è quello di aprire il paese agli investimenti esteri, gli unici in grado di rispondere alle sfide del crollo della produzione, dell'aumento della domanda interna e della necessità delle esportazioni.

La legge mantiene la regola del 51/49, ovvero la possibilità di sottoscrivere contratti detenuti per il 51% da Sonatrach e per il 49% dal partner privato, interviene sulla durata e le modalità contrattuali nonché sulle disposizioni fiscali.

A seguito dell'entrata in vigore della legge, numerose compagnie straniere hanno manifestato un interesse per una più stretta cooperazione con Sonatrach fra cui Eni, ExxonMobil e Chevron (Stati Uniti), Lukoil e Zarubezhneft (Russia), Omv (Austria), Cepsa (Spagna), Total (Francia), Wintershall (Germania) e TPAO (Turchia).¹¹ Tuttavia, la sua lenta implementazione è un sintomo delle difficoltà del processo di riforma del paese.

- La transizione energetica

Per quanto riguarda la transizione energetica invece, il paese sembra scontare un ritardo importante rispetto ai paesi vicini. Il primo programma per la transizione energetica è stato varato nel 2011, poi aggiornato nel 2015 (Pnerce - *Programme national dédié au développement et la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*) con l'ambizione di raggiungere un tasso del 40% nella produzione di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2030 (pari a 22.000 MW).¹² Nel 2020 viene lanciato il *Programme National de Transition Énergétique* che individua

⁹ G. Escribano, [The Impact of Low Oil Prices on Algeria](#), Center on Global Energy Policy, SIPA, Columbia University, Report, ottobre 2016.

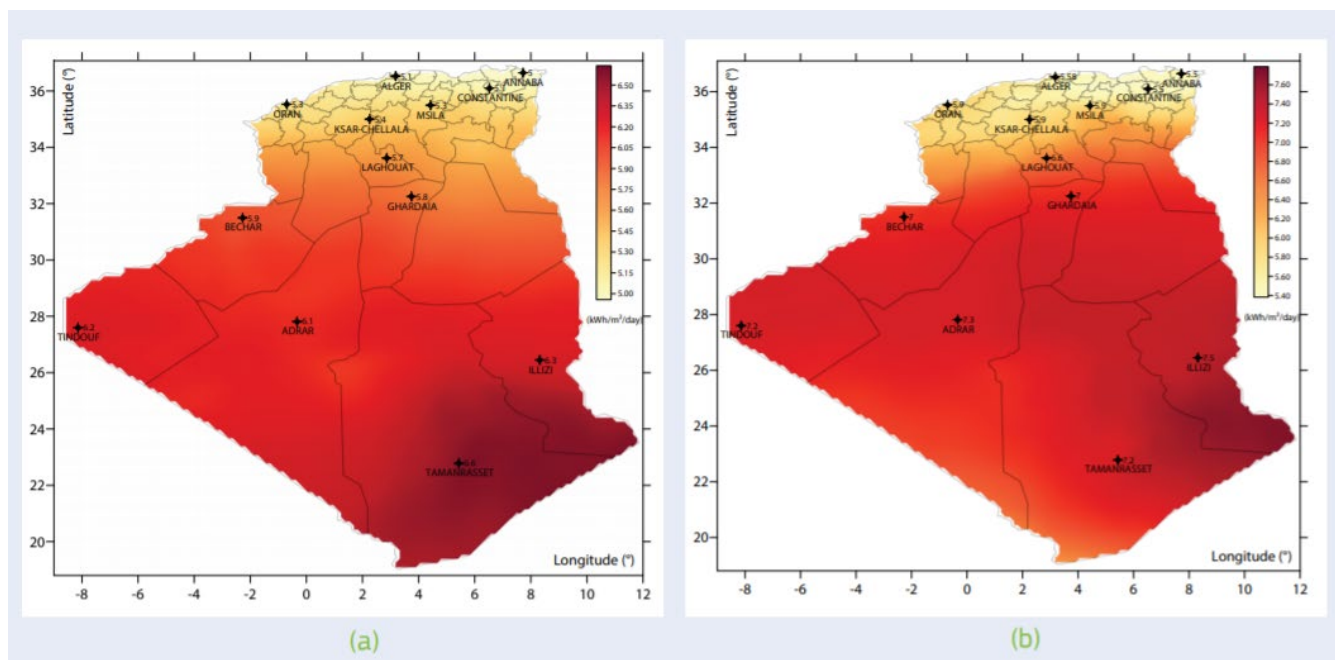
¹⁰ “[En Algérie, adoption d'un projet de loi controversé sur les hydrocarbures](#)”, *Le Monde avec AFP*, 14 novembre 2019.

¹¹ A. Titouche, “[La transition énergétique sera longue, difficile et coûteuse](#)”, *Liberté Algérie*, 21 dicembre 2020.

¹² S. Imadalou, “[En attendant la maturation du nouveau programme: La transition énergétique cumule les ratages](#)”, *El Watan*, 4 gennaio 2021.

nella sicurezza alimentare, la transizione energetica e l'economia digitale le basi del rinnovamento economico del paese. A giugno 2020 il paese si è dotato di un Ministero per la Transizione energetica, guidato da Chems Eddine Chitour, in seguito sostituito, in occasione della nascita del nuovo esecutivo Benabderrahmane, da Ben Attou Ziane.

Il paese ha un enorme potenziale nell'energia solare, misurabile in termini di durata di insolazione di irraggiamento giornaliero. Tuttavia, solo lo 0,1% del consumo finale di energia proviene da fonti rinnovabili.

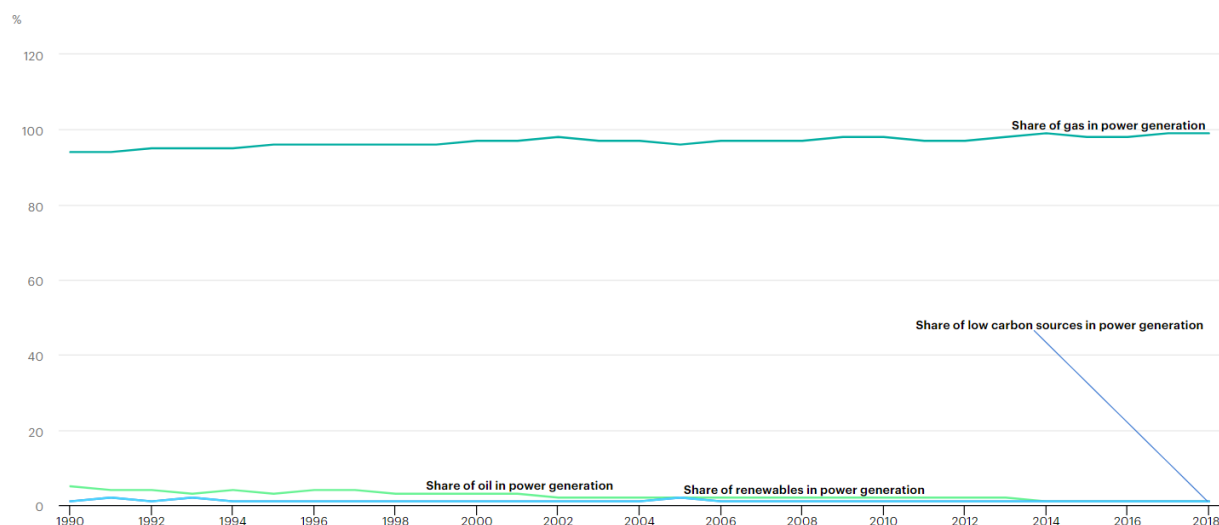


- a) Global Horizontal Irradiance per giorno per m²
 - b) Direct Normal Irradiance per giorno per m²
- (Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique)

Al momento il paese dispone di impianti di energia rinnovabile raccordati alla rete della potenza complessiva di 390 MW,¹³ ovvero l'1,8% dell'obiettivo fissato dal Pneres. Le centrali principali sono quella ibrida solare-gas di Hassi R'mel, quelle di Ouargla e di Ghardaïa e il parco eolico di Kabertène (Adrar).

¹³ Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique (Cerefe), *Transition énergétique en Algérie. Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables*, Rapporto, novembre 2020.

IL RUOLO DELLE RINNOVABILI NELLA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ (AIE)



La nuova strategia del governo, approntata nel 2020, di costruire impianti di produzione di energia rinnovabile per 4.000 MW entro il 2024 e 15.000 MW entro il 2035, è quindi estremamente ambiziosa. A maggio 2020 il governo ha lanciato un progetto, Tafouk 1, dal costo compreso fra i 3,2 e i 3,6 miliardi di dollari, che prevede la costruzione di un impianto diffuso di centrali a solare fotovoltaico, per raggiungere la potenza di 4.000 MW nei prossimi 3 anni. Ad agosto 2021 i lavori non sembrano essere ancora cominciati.

Il ruolo dell'Italia nella transizione energetica del paese

La relazione con l'Algeria ha un'importanza strategica per la politica estera italiana. A dicembre 2020, il ministro per gli Affari Esteri e la Cooperazione Internazionale Luigi Di Maio e Sabri Boukadoum, suo omologo all'epoca, hanno firmato un Memorandum d'Intesa, istitutivo del Dialogo strategico sulle relazioni bilaterali e le questioni politiche e di sicurezza globale.

L'Algeria è il secondo fornitore energetico dell'Italia (dopo la Russia) ed è il primo partner commerciale nell'area Mena. Circa 200 imprese italiane sono stabilmente presenti nel paese, attive principalmente nei settori dell'energia e delle infrastrutture. L'Italia è il terzo partner commerciale del paese (primo cliente e terzo fornitore) ed esporta principalmente macchinari, prodotti petroliferi raffinati, prodotti chimici e siderurgici. Nel 2019 l'interscambio commerciale aveva raggiunto i 7,2 miliardi di euro.

Eni è presente in Algeria dal 1981. Nel 2020 il gruppo ha prodotto 19 milioni di barili di petrolio e condensati e 1,6 miliardi di m³ di gas naturale. Negli ultimi mesi Eni e Sonatrach hanno firmato accordi che confermano il rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo nel bacino di Berkine e la volontà di rafforzare e incrementare la cooperazione in ambito tecnologico e nel percorso di decarbonizzazione, in particolare per quel che riguarda le

energie rinnovabili, biocarburanti e l'idrogeno. A fine luglio è stato confermato il lancio di un progetto pilota per la produzione di idrogeno che utilizza energia elettrica generata da fonti solari ed eoliche.

I contratti di fornitura di gas fra Sonatrach ed Eni, Enel ed Edison sono stati firmati, rispettivamente, a maggio, giugno e novembre 2019 e vedono una sostanziale riduzione dei volumi venduti e un accorciamento della durata contrattuale,¹⁴ dovuta a numerosi fattori, fra cui la diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane, l'eccesso di offerta di Gnl, il calo della produzione e l'incremento della domanda interna.

Per quanto riguarda invece la cooperazione allo sviluppo, che si è dimostrata un volano efficace nel sostenere la transizione energetica nei paesi dell'area (come dimostra il caso del Marocco), l'Algeria non sembra averne fatto una fonte di supporto strategico nel settore delle rinnovabili. Fra i paesi del Nord Africa l'Algeria è quello che riceve meno aiuti allo sviluppo e non risulta fra i paesi prioritari dell'Agenzia per la cooperazione e lo sviluppo italiana (Aics).

I paesi più attivi nella promozione della transizione energetica tramite la cooperazione allo sviluppo sono la Francia e la Germania. Nel 2015 è stata lanciata la *German - Algerian Energy Partnership*, strumento che promuove il dialogo istituzionale sulle politiche energetiche fra i due paesi, concepito allo scopo di supportare la transizione energetica e il progresso delle rinnovabili. Rispetto ad altri partenariati simili sviluppati in Nord Africa però, ancora non sono stati lanciati progetti infrastrutturali concreti.

La lentezza del processo di transizione energetica algerino non consente al momento di immaginare un ruolo del paese nella creazione di un sistema energetico integrato fra le due sponde del Mediterraneo, basato sull'utilizzo di fonti rinnovabili. Tuttavia, i gasdotti esistenti, che collegano il paese con Spagna e Italia, potrebbero essere riconvertiti per l'esportazione di idrogeno, nel caso in cui il paese dovesse intraprendere convintamente questo percorso. Come recentemente ribadito da Snam, utilizzare l'infrastruttura esistente "è tecnicamente possibile, ci sono degli standard internazionali consolidati e costa 10 volte meno che farlo via nave"¹⁵ e renderebbe il Nord Africa un hub di esportazione di idrogeno verso l'Europa.

Questa eventuale riconversione sul cammino della transizione energetica potrebbe inoltre avere degli spillover positivi sull'intero sistema regionale, rilanciando il ruolo del paese come "connettore", economico e logistico, fra l'area mediterranea e la regione del Sahel. Un segnale interessante può già essere intravisto nella recente firma di un Memorandum d'Intesa fra l'algerina Sonelgaz e la Compagnia Generale dell'Elettricità della Libia che prevede la realizzazione di oltre 500 km di interconnessione elettrica fra il sud dell'Algeria e la Libia, che si sommerebbero alle infrastrutture esistenti con Marocco e Tunisia. Non va sottostimato poi il ruolo che potrà essere ricoperto dall'autostrada trans-sahariana nell'accompagnamento di questa maggiore integrazione a livello regionale e le potenzialità che apre per l'industria

¹⁴ S. Bellomo, "Gas, l'Algeria con i nuovi contratti dimezza le forniture all'Italia", *Il Sole 24 Ore*, 13 novembre 2019.

¹⁵ F. De Palo, "Dall'idrogeno all'Algeria. Tutte le nuove scommesse di Eni e Snam", *Formiche*, 30 marzo 2021.

italiana. L'arteria stradale, che collega Tunisi e Algeri a Bamako, Niamey, N'Djamena e Lagos, è stata completata per oltre il 90%.

Conclusione

Le criticità del settore energetico algerino, pilastro della stabilità del paese, unite alla volatilità del prezzo del petrolio e alla crescita del consumo interno, rischiano di minare le basi del contratto sociale e sfociare in nuove manifestazioni di malessere popolare. In un contesto di profonda incertezza le sirene dell'islamismo radicale rischiano di riconquistare un margine di ascolto fra i più giovani e fra chi si è sentito tradito dall'impatto riformatore limitato dell'*Hirak*.¹⁶

Per affrontare le proprie vulnerabilità il paese deve aprirsi in modo più strutturato agli attori stranieri, a nuove tecnologie e riforme del settore che, insieme a un più convinto perseguimento degli obiettivi di transizione energetica, possono consentire di semplificare il lungo e complesso percorso di diversificazione economica che il paese deve intraprendere. Gli incendi scoppiati nel paese nel corso dell'estate 2021, che hanno provocato oltre 90 vittime, costituiscono un sintomo ulteriore della necessità di arginare l'impatto del riscaldamento globale e indicano in modo chiaro la necessità di un cambiamento di rotta.

La posizione del paese, al crocevia fra Africa sub-sahariana e Mediterraneo, potrà consentire all'Algeria di giocare un ruolo di primo piano in questa trasformazione sistemica.

¹⁶ A. Belkaïd, *L'Algérie en 100 questions: Un pays empêché*, Parigi, Éditions Tallandier, 2019.

6. Marocco ed energie rinnovabili: ambizioni e sfide per un futuro più verde

Lorena Stella Martini

Il dossier energia costituisce una priorità per il Marocco, che sin dal 2009 ha elaborato una propria strategia energetica piuttosto avanzata, caratterizzata da una roadmap ambiziosa che dopo oltre un decennio rimane ancora pionieristica per numerosi altri attori, in Africa e non solo.

Oggi, mentre Rabat cerca di riprendersi dalla crisi economico-sociale causata dalla pandemia – nel 2020 il paese ha registrato una recessione del 7,1%, aggravata dalla siccità che ha pesato sul settore agricolo –¹ l'ambizioso focus marocchino sull'energia pulita diventa più che mai parte integrante di una visione a lungo termine che mira a promuovere un modello resiliente di sviluppo sostenibile, che concili i piani di sviluppo economico con la lotta al cambiamento climatico.

Non si tratta certo di una missione semplice, in particolare in considerazione dei diversi e numerosi livelli sui quali è ancora necessario agire perché il paese diventi un vero e proprio hub delle energie rinnovabili. Tuttavia, le potenzialità del Marocco in questo settore, così come l'inquadramento delle sue ambizioni energetiche in seno a una più ampia strategia di posizionamento internazionale, rendono il dossier energetico marocchino di grande rilevanza – soprattutto per quanto riguarda l'Europa.

Radici, obiettivi e implementazione della strategia energetica marocchina

Nel 2009 il Marocco ha elaborato una strategia finalizzata ad aumentare l'efficienza energetica nazionale, a favorire la crescita del settore delle rinnovabili e a promuovere l'integrazione regionale in campo energetico. Obiettivi, questi, che si inseriscono nel quadro della più ampia e multidimensionale strategia nazionale di sviluppo sostenibile, lanciata dal Regno nel 2010.

La definizione della strategia energetica marocchina nasce da un'analisi della situazione energetica, economica e climatica del paese, delle sue necessità e potenzialità. Il Marocco ha registrato un tasso di dipendenza energetica pari all'88% nel 2020.² L'approvvigionamento energetico marocchino a oggi deriva in gran parte da fonti fossili: petrolio, carbone e gas naturale. In particolare, i dati ufficiali diffusi nel 2020, relativi al 2019, delineano un mix energetico ove la fetta più grossa è ancora costituita dagli idrocarburi (52%), impiegati in particolar modo per i trasporti, e dal carbone (33%), utilizzato soprattutto per la produzione di elettricità.³

¹ Dati: Haut Commissariat au Plan (Hcp).

² “[Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte](#)”, *Avis du Conseil Economique, Social et Environnemental*, n. 45, giugno 2020, p. 18.

³ *Ibidem*, p. 13.

Questa situazione va di pari passo con un continuo aumento della domanda di energia, con un tasso di crescita annuale pari a circa il 5% a partire dal 2004, trainato in particolar modo dalla crescita del consumo di energia elettrica – l'accesso all'energia elettrica nelle zone rurali, inferiore al 50% nel 1990, ha ormai superato il 99,5% –⁴ e dallo sviluppo economico-industriale.⁵

Dal punto di vista energetico, le considerazioni ambientali hanno un peso particolare sul Marocco, il cui impegno nella lotta al cambiamento climatico è emerso attraverso l'organizzazione della Cop 7 (2001) e della Cop 22 (2016) a Marrakech, e si è tradotto in obiettivi allineati agli Accordi di Parigi e all'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile. Di fatti, il posizionamento geografico del Regno, che, come vedremo, costituisce una grande forza dal punto di vista geostrategico, lo rende tuttavia anche estremamente vulnerabile agli effetti dei cambiamenti climatici, *in primis* ai fenomeni di desertificazione, siccità e innalzamento dei livelli delle acque.⁶ In questo quadro, il primo impatto è scontato dal settore agricolo nazionale, che sta soffrendo negli ultimi anni di una grave siccità. Congiuntamente agli effetti della pandemia, ciò ha portato nel 2020 a una perdita di centinaia di migliaia di impieghi⁷ in un settore che nel 2019 impiegava il 33,25% della popolazione occupata.⁸

Quanto emerge da questo rapido quadro è la necessità di Rabat di ridurre la propria dipendenza energetica e aver accesso a fonti di energia sicure, a buon mercato e allo stesso tempo a basso impatto ambientale. A tal fine, la strategia energetica marocchina prevede innanzitutto un incrementale sviluppo della produzione nazionale di energie rinnovabili. Si tratta di un mercato nel quale il paese, grazie alle sue condizioni climatiche e ambientali, ha ottime potenzialità: il Marocco dispone di una media di circa 3.000 ore di sole l'anno, nonché di grandi risorse eoliche, sia on-shore sia off-shore.⁹ Secondo il Consiglio economico, sociale e ambientale (Cese) del Marocco, il paese godrebbe virtualmente di una capacità di produzione di energie rinnovabili pari a quella di gas e petrolio di Nigeria o Venezuela.¹⁰

Il suddetto bisogno di accrescere la propria indipendenza energetica, unita a questa preziosa combinazione di risorse solari ed eoliche – nonché alla crescente competitività di questi tipi di energia – hanno rappresentato una base per gli ambiziosi e ottimisti obiettivi marocchini: raggiungere il 42% di energia da fonti rinnovabili in seno alla potenza installata entro il 2020, per un totale di 6.000 MW divisi in modo eguale tra energia eolica, solare e idroelettrica. Nel 2015 Rabat ha addirittura alzato la soglia al 52% entro il 2030.

⁴ E. Abdessamad, [“Il Marocco: tra transizione energetica e Covid-19”](#), *Mondopoli*, 16 novembre 2020.

⁵ Dati: Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement.

⁶ A. Bennis, [Power surge: How the European Green Deal can succeed in Morocco and Tunisia](#), European Council on Foreign Relations- Policy brief, 26 gennaio 2021.

⁷ [“Maroc: la sécheresse et la pandémie ont détruit 432.000 postes d'emploi en 2020”](#), *Boursenews*, 3 febbraio 2021.

⁸ Dati: Banca mondiale.

⁹ F.Z. Lamrani e B. Baumann, [“Nouvel essor des énergies renouvelables au Maroc grâce à l'hydrogène vert?”](#), *Heinrich Boll Stiftung Rabat*, 22 aprile 2021.

¹⁰ [Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte...](#), cit., p. 9.

Nonostante il primo di questi obiettivi non sia stato effettivamente raggiunto – a fine 2020, la capacità di potenza rinnovabile installata era pari al 36,8%, e la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili pari a solo il 20% – il ministro dell’Energia, delle Miniere e dello Sviluppo sostenibile Aziz Rabbah ha recentemente confermato le intenzioni del paese in campo energetico. Non solo: l’obiettivo del 2030 potrebbe essere raggiunto prima del 2026, mentre nel 2030 il Marocco potrebbe addirittura viaggiare intorno al 60% dell’energia installata proveniente da fonti rinnovabili.¹¹

Il calibro dei progetti realizzati dal Marocco nel settore delle rinnovabili nel corso degli ultimi anni sembra essere in linea con la retorica che dipinge un paese destinato a compiere grandi cose in ambito di energia. Un simbolo ne è il complesso solare Noor (luce in arabo), situato a Ouarzazate, nel Marocco meridionale: si tratta della prima struttura al mondo che unisce pannelli fotovoltaici e tecnologia a concentrazione solare (Csp), una scelta quest’ultima che permette di fornire energia elettrica anche dopo il tramonto. Il complesso, finanziato da attori internazionali quali la Banca mondiale, la Banca africana per lo sviluppo (Afd), l’UE – attraverso la Banca Europea per gli Investimenti (Bei) e altri istituti finanziari – ma anche dalla Cina, ha ricevuto critiche per la tecnologia sperimentale utilizzata, per l’ampiezza del progetto, non supportata da un adeguato tessuto industriale, e per il costo dell’elettricità, che non è diminuito come si auspicava.¹²

Tuttavia, la portata di questo progetto è esplicativa delle ambizioni e soprattutto dell’expertise che Rabat sta acquisendo nel settore; su questo piano, anche il Programma Eolico integrato 850 MW, di cui fanno parte i parchi eolici di Boujdour, Tiskrad (Tarfaya), Midelt e Jbel Lahdid, e la cui gestione è in mano alla società marocchina Nareva Holding e all’italiana Enel Green Power.¹³ Progetti simili e tutto ciò che ruota loro intorno costituiscono inoltre un’importante fonte occupazionale, e non solo sul breve termine – un dettaglio certo non trascurabile in un paese ove il tasso di disoccupazione ha sfiorato il 13% nel secondo trimestre del 2021.¹⁴

Prospettive future, ostacoli e sfide della transizione energetica in Marocco

Nel corso del 2020 il sopraccitato Cese ha diffuso un report intitolato *Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte*, nel quale si ipotizzano tre scenari per la transizione energetica marocchina. Nel migliore dei casi, si stima che nel 2050 il paese possa raggiungere un tasso di dipendenza energetica pari al 17%, e un pari tasso di dipendenza dai prodotti petroliferi. In questo ipotetico e alquanto ambizioso scenario, al traguardo del 2050 la parte di energie rinnovabili raggiungerebbe il 96% della potenza elettrica installata e il 94%

¹¹ R. Pigaglio, “[Le Maroc en retard sur son objectif en matière d’énergies renouvelables](#)”, *Chambre Française de Commerce et d’Industrie du Maroc*, 12 aprile 2021.

¹² H. Gharbaoui, “[Stratégie solaire: le quitte ou double du Maroc](#)”, *Medias24*, 13 aprile 2021.

Cfr. anche: H. Gharbaoui, “Stratégie énergétique: où va le Maroc?”, *Medias24*, 12 aprile 2021. <https://www.medias24.com/2021/04/12/strategie-energetique-ou-va-le-maroc/>

¹³ “[Marocco: firmato contratto Enel Green Power per il parco eolico Jbel Lahdid](#)”, *ICE*, 1 febbraio 2021.

¹⁴ Dati: Hcp.

della potenza elettrica consumata, permettendo così una riduzione importante dell'importazione di combustibili, con una conseguente riduzione delle spese a fronte di un grande aumento del consumo di energia.¹⁵

Tuttavia, sono ancora numerosi e di diversa natura gli ostacoli che a oggi il Marocco deve affrontare e superare per anche solo avvicinarsi a una tale performance, cominciando dal punto di vista gestionale e legislativo.

In quest'ambito, è importante premettere come sin dal principio la strategia energetica marocchina abbia previsto una revisione e un aggiornamento del quadro istituzionale e legislativo nazionale: sono state create agenzie, istituti e fondi dedicati alla ricerca e alla gestione del settore delle fonti energetiche rinnovabili, tra cui spicca l'Agence marocaine pour l'énergie durable (Masen). Fondato nel 2010, il Masen gestisce le centrali solari ed eoliche del paese in collaborazione con l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (Onee), e costituisce il punto di riferimento marocchino in materia a livello internazionale. Dal punto di vista legislativo, sono state inoltre introdotte alcune leggi quadro, come la legge 13-2009 sulle energie rinnovabili, integrata nel 2015 dalla legge 58-2015, la legge 47-2009 sull'efficienza energetica, e la legge 54-2014 sull'autoproduzione dell'elettricità.

Nonostante gli sforzi fatti per regolamentare un settore in via di sviluppo, gli operatori ne lamentano un'eccessiva centralizzazione, nonché una gestione tutt'altro che snella, dove gli attori si moltiplicano e si sovrappongono anziché coordinarsi, rendendo le procedure lente e complesse. La necessità di (de)regolamentare l'energia verde nel paese e creare un vero e proprio mercato è così sfociata nella recente presentazione di due progetti di legge sulle energie rinnovabili e sull'autoproduzione. Queste proposte spingono per una maggiore apertura e per la riforma del quadro giuridico relativo all'autoproduzione di elettricità, permettendo tra le altre cose la vendita condizionale del surplus generato dall'autoproduzione.¹⁶ La questione di una maggiore liberalizzazione del settore si prospetta però piuttosto spinosa, e non priva di ostacoli e di interessi incrociati da parte delle agenzie e autorità preposte alla gestione del mercato delle rinnovabili.¹⁷

Dal punto di vista della transizione energetica, un crescente ricorso alle energie rinnovabili deve logicamente andare di pari passo con un decrescente ricorso ad altre fonti di energia, ove possibile. È a tal fine che il Marocco ha progressivamente eliminato negli ultimi anni i sussidi sui combustibili fossili – a eccezione di quelli sul Gpl, a oggi ancora ampiamente utilizzato per il consumo domestico. La transizione energetica marocchina prevede inoltre un progressivo sviluppo del mercato del gas naturale, dapprima a livello industriale e poi anche a livello domestico, mirando inoltre a sostituirlo progressivamente al carbone nella produzione di energia elettrica. Come emerge dalla tabella di marcia nazionale per il gas

¹⁵ [Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte...](#), cit., p. 18 ss.

¹⁶ H.G. “[Energies renouvelables : Ce qu'il faut pour une plus grande libéralisation du secteur](#)”, *Medias24*, 15 gennaio 2021. Cfr. Anche Y.J., “[L'autoproduction d'électricité en passe d'être mieux encadrée](#)”, *Medias24*, 20 novembre 2020; “[Maroc: réforme du cadre juridique relatif à l'autoproduction de l'électricité](#)”, *LesEchos*, 3 marzo 2021.

¹⁷ B. Baumann, “[Green hydrogen from Morocco – no magic bullet for Europe's climate neutrality](#)”, *Heinrich Boll Stiftung Rabat*, 9 febbraio 2021.

naturale, emanata ad agosto 2021, il gas naturale rappresenta uno strumento adatto per accompagnare la transizione verso le energie rinnovabili e far fronte alle loro discontinuità.¹⁸

Nonostante questi buoni propositi, è bene sottolineare che dal 2014 la percentuale del carbone nel mix energetico marocchino è aumentata addirittura del 70%.¹⁹ Tuttavia, la centrale termica a carbone di Safi, operativa dal 2018 e capace di soddisfare sino a un quarto della domanda nazionale di energia elettrica,²⁰ impiega una tecnologia meno impattante dal punto di vista delle emissioni di CO₂ rispetto alle centrali convenzionali.²¹ Un tentativo, questo, di non far collidere in toto lo sviluppo economico nazionale con gli obiettivi ambientali.

L'energia (rinnovabile) dei rapporti tra Marocco ed Europa

Per diventare davvero un hub dell'energia verde, e innescare un circolo virtuoso che favorisca così il raggiungimento dei propri obiettivi, il Marocco dovrebbe superare le proprie frontiere per diventare un esportatore di energie rinnovabili. In questa cornice, un primo mercato di riferimento è senza dubbio quello europeo, soprattutto in considerazione degli obiettivi in ambito di transizione energetica e neutralità climatica adottati dai paesi UE nella cornice del Green New Deal.²²

Lo scorso giugno Marocco e UE hanno peraltro firmato un nuovo Partenariato Verde, con particolare focus sulla cooperazione energetica con Rabat, settore ove dal 2010 l'Europa ha contribuito con 320 milioni di euro di finanziamenti.²³ La Green Partnership si propone di sviluppare un modello di cooperazione sostenibile in materia di transizione energetica che sia vantaggioso per entrambe le parti coinvolte, e favorisca l'insorgere di opportunità economico-sociali.²⁴

A tal fine, un sempre maggior coinvolgimento europeo nello sviluppo di progetti e infrastrutture marocchine darebbe luogo a una strategia win-win, dove entrambe le parti contribuirebbero ai reciproci obiettivi – in ambito green e non solo. Mentre l'Europa ne guadagnerebbe senza dubbio anche in termini di proiezione della propria influenza nel Vicinato meridionale, il Marocco avrebbe a disposizione ulteriori finanziamenti e assistenza per proseguire la propria ambiziosa transizione,²⁵ con un guadagno economico oltre che dal punto di vista della propria reputazione internazionale.

¹⁸ [“Gaz naturel au Maroc : levier pour la transition énergétique, la compétitivité, l’efficacité et la décarbonation de l’économie”](#), Ministère de l’Energie, des Mines et de l’Environnement, 18 agosto 2021.

¹⁹ F. Z. Lamrani e B. Baumann (2021).

²⁰ S. Marzak, [“Énergies renouvelables : la recette made in Morocco”](#), *Conjoncture*, n. 1021, gennaio 2020, pp. 19-21.

²¹ [“La centrale thermique de Safi entre en service”](#), *Medias24*, 19 dicembre 2018.

²² F. Z. Lamrani e B. Baumann (2021).

²³ Dati: Commissione europea.

²⁴ [“Le Royaume du Maroc et l’Union européenne lancent l’initiative d’un ‘Partenariat vert’”](#), Communiqué de presse conjoint, giugno 2021.

²⁵ A. Bennis (2021).

Quella dell'esportazione di energia pulita verso l'Europa non è d'altronde una prospettiva inedita: ben prima del Green New Deal, ai margini della Cop 22 di Marrakech, il Marocco firmò una roadmap con Spagna, Portogallo, Francia e Germania per il commercio di elettricità sostenibile tramite Power purchase agreements (Ppa) transfrontalieri. A oggi, persistono una serie di ostacoli – normativi, infrastrutturali e di mercato – per l'attuazione di questi Ppa, che richiederebbero una serie di interventi da parte di Rabat.²⁶

La facilitazione degli scambi si preannuncia tanto più necessaria in considerazione della volontà marocchina di affermarsi – a livello africano e non solo – anche nella produzione e nell'esportazione di idrogeno verde, arrivando a captare sino al 4% della domanda mondiale entro il 2030.²⁷ Per produrre idrogeno verde sono necessarie ingenti quantità di energia rinnovabile – la cui produzione dovrebbe dunque aumentare in modo esponenziale – e di acqua – una risorsa che scarseggia nel Regno, che mira però a rimediare attraverso impianti di dissalazione dell'acqua di mare, a loro volta alimentati con energia pulita per garantire la neutralità dell'intero processo.

Come evidenziato sul sito ufficiale del Ministero dell'Energia, il Marocco si reputa “ampiamente qualificato per giocare un ruolo chiave” nello sviluppo di questa tecnologia, la cui produzione contribuirebbe a decarbonizzare l'industria marocchina, soprattutto nella produzione di fertilizzanti,²⁸ settore in cui il paese vanta una solida expertise. La vicinanza – non solo geografica – con l'Europa, gli ambiziosi obiettivi green europei e la pregressa esistenza di infrastrutture portuali e gassiere connesse con i paesi europei rappresentano motivazioni ulteriori che spingono Rabat a considerare la via della produzione dell'idrogeno verde per l'esportazione.²⁹ Oltretutto, una cooperazione con l'Europa potrebbe rivelarsi, oltre che particolarmente fruttuosa, anche necessaria, considerando che il business del cosiddetto “petrolio verde” richiede infrastrutture e competenze specifiche, e dunque ingenti investimenti.

In quest'ambito, il Regno sembrava ben instradato grazie a un accordo di cooperazione stretto nel 2020 con la Germania, che rendeva lo sviluppo della tecnologia per l'idrogeno verde in Marocco parte integrante del piano di neutralità energetica di Berlino. Tuttavia, una serie di incomprensioni in ambito politico-diplomatico tra i due paesi – tra cui divergenze sul dossier Sahara Occidentale, e l'esclusione di Rabat dalla Conferenza di Berlino sulla Libia – hanno portato a una sospensione della cooperazione bilaterale in materia.³⁰

Senza tralasciare il peso che questioni politico-diplomatiche potrebbero avere sulla cooperazione tra Marocco ed Europa anche in ambito energetico, accordi di questo tipo rappresentano una strada che i singoli stati europei potrebbero voler percorrere, come

²⁶ “[PPA transfrontalieri tra Marocco e UE, quali ostacoli da superare?](#)”, *Rinnovabili.it*, 16 aprile 2021.

²⁷ “[Hydrogène vert vecteur de transition énergétique et de croissance durable](#)”, Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement.

²⁸ “[Green hydrogen initiative in the context of the European Green Deal](#)”, Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement.

²⁹ A. Kadiri, “[Hydrogène vert: le Maroc veut devenir pionnier dans la production du ‘nouveau pétrole’](#)”, *Le360*, 29 maggio 2021.

³⁰ S.A., “[Rabat quitte l'accord germano-marocain sur l'hydrogène vert](#)”, *Bladi*, 2 giugno 2021.

recentemente annunciato anche dal Portogallo. D'altro canto, e nonostante le numerose variabili che caratterizzano questo percorso, Rabat sembra davvero intenzionata a fare sul serio in materia, come testimoniato dalla partnership strategica siglata a giugno 2021 con l'International Renewable Energy Agency (Irena), volta a esplorare le possibilità marocchine in campo di idrogeno verde e a studiare gli strumenti di policy atti a preparare l'economia nazionale per questa evoluzione,³¹ e dalla Strategia nazionale per l'idrogeno verde emanata ad agosto 2021.

La politica estera marocchina si tinge di verde

La spinta green del Marocco si inserisce nella più ampia proiezione di politica estera del paese, che mira a sviluppare una strategia indipendente che possa affermare il Regno come attore a sé, con le proprie peculiarità. A tal fine, il paese intende approfittare innanzitutto del suo posizionamento tra Africa ed Europa per porsi come ponte tra i due continenti. Da un lato, Rabat coltiva le sue solide relazioni con i singoli paesi europei e con l'UE, coinvolgendo sempre più il settore energetico e ambientale nei programmi di cooperazione – come dimostrato recentemente anche dalla nuova Green partnership.

Dal punto di vista africano, il Marocco ha più volte sottolineato la propria volontà di assumere un ruolo di leadership nel continente, e punta molto sulle prospettive di crescita dell'Africa subsahariana, e in particolare dell'Africa occidentale, ove ha intavolato una massiccia politica di investimenti e promosso numerose iniziative di cooperazione Sud-Sud. Una politica, questa, che segue il ritorno del paese nell'Unione Africana dopo più di tre decenni, e che passa anche per lo sviluppo del settore energetico come chiave per l'integrazione regionale e volano per lo sviluppo socioeconomico. A questo proposito, Marocco e Nigeria stanno lavorando a un gasdotto che dovrebbe collegare i due paesi. Il progetto, presentato nel 2016, ha l'obiettivo di trasportare il gas naturale nigeriano sino in Europa, attraversando ben quattordici paesi dell'Africa Occidentale – con evidenti benefici in materia di integrazione economica regionale nonché di fornitura di energia agli stati coinvolti.

Dal punto di vista delle energie rinnovabili, l'ambizione di leadership del Marocco prevede la conclamata volontà di mettere la propria expertise a disposizione degli alleati africani, tanto per i paesi vicini, come la Libia, quanto più a sud. In particolare, l'esperienza marocchina in materia di elettrificazione rurale e di energie rinnovabili è stata riconosciuta anche da organismi internazionali quale l'Afdb, la Banca Islamica per lo Sviluppo o la stessa UE, che hanno sottolineato il ruolo di guida del Marocco per uno sviluppo – e ora anche una ripresa post-Covid – sostenibile, che tenga conto delle sfide che devono affrontare i Paesi del Sud.³² D'altro canto, anche il partenariato verde tra Marocco e UE si propone proprio di rafforzare

³¹ [“Morocco and IRENA Partner to Boost Renewables and Green Hydrogen Development”](#), IRENA, Press release, 10 giugno 2021.

³² M. Bakkoury, [“Long before the pandemic, Morocco established a development model based on renewable energies and a sustainable vision”](#), *The Parliament Magazine*, 9 novembre 2020.

la cooperazione triangolare e Sud-Sud in quest'ambito, incoraggiando simili iniziative da parte di altri attori internazionali.

Quando si tratta di cooperazione nel settore delle rinnovabili, il Marocco non guarda solo a Nord e a Sud, ma anche a Est: la recente apertura dei rapporti con Israele non ha mancato di includere le energie rinnovabili tra i potenziali dossier di cooperazione tra Rabat e Tel Aviv. Ciò dimostra come questo settore sia ormai diventato parte integrante del “pacchetto” offerto dal Marocco in materia di cooperazione bilaterale (e non solo), consolidandosi dunque come una delle specificità del Regno, nonostante i numerosi passi ancora da compiere per raggiungere gli ambiziosi obiettivi delineati da Rabat. Ben più a Oriente di Tel Aviv, il Marocco ha intessuto rapporti di cooperazione anche con Pechino: la smart city Mohammed VI Tanger Tech, progetto sino-marocchino, si basa anche sullo sviluppo delle energie rinnovabili, e sembra voler rendere al mondo un'immagine nuova, verde e tecnologica dell'Africa, partendo proprio dal Marocco.

7. Il settore energetico iracheno tra criticità strutturali e grandi potenzialità

Federico Borsari

Al quinto posto per riserve conosciute di idrocarburi al mondo, l'Iraq rappresenta un attore fondamentale nel mercato internazionale dell'energia, contribuendo al 5% della produzione totale di petrolio¹ e alla stabilità delle forniture energetiche globali. Il settore energetico iracheno ha vissuto una fase di rinnovata espansione dopo la caduta del regime baathista di Saddam Hussein in seguito all'intervento anglo-americano del 2003, uscendo da un periodo di profonde difficoltà legate al susseguirsi di guerre e instabilità nonché alle dure sanzioni internazionali subite dopo l'aggressione militare contro il Kuwait e la seguente sconfitta subita nel 1991 per mano della coalizione internazionale a guida Usa. Specialmente a partire dal 2009, anche grazie a un periodo di sostanziale sicurezza interna e al ritorno di molte compagnie internazionali, l'espansione dell'attività estrattiva negli enormi giacimenti presenti nel sud del paese e la loro integrazione all'interno dell'infrastruttura energetica hanno dato nuova linfa all'economia e innalzato in maniera significativa la capacità produttiva del paese. Tra il 2010 e il 2016, infatti, l'Iraq è diventato il secondo contributore mondiale alla crescita delle forniture di carburanti liquidi dietro agli Stati Uniti, e in buona parte lo deve all'attività delle compagnie straniere, che hanno incrementato la quota annua del paese di 300mila e 185mila barili al giorno rispettivamente tra il 2010-15 e il 2016-17.² Complessivamente, il ruolo delle aziende straniere nella ripresa del settore energetico iracheno è stato cruciale, con il 70% della produzione proveniente da giacimenti operati dalle stesse sulla base di "contratti di servizio tecnico" (*technical service contracts – Tsc*).

Al boom della produzione petrolifera interna, con una crescita di circa il 40% nel solo periodo compreso tra il 2007 e il 2012, è corrisposto un simile aumento in termini di esportazioni, sostenuto anche dalla crescente produttività dei giacimenti operati dalla compagnia statale Somo (State Organisation for Marketing of Oil), che ha contribuito a consolidare il ruolo dell'Iraq come secondo paese produttore dell'Opec dopo l'Arabia Saudita.³ Questo trend di crescita è proseguito anche dopo il 2012, con un aumento pari al 50% della produzione nei successivi sette anni, passando da poco più di 3 milioni di barili al giorno (mbg) a 4,7 nel 2019,⁴ nonostante la volatilità del mercato energetico globale iniziata nel 2014. L'arrivo della pandemia e la contrazione senza precedenti dei consumi da essa provocata si sono tuttavia rivelati ostacoli troppo grandi, costringendo l'Iraq, così come i principali paesi produttori, a rivedere la propria strategia e considerare una diminuzione della produzione. L'accordo

¹ Il 4% [secondo le stime relative al 2020 fornite dalla U.S. Energy Information Administration](#).

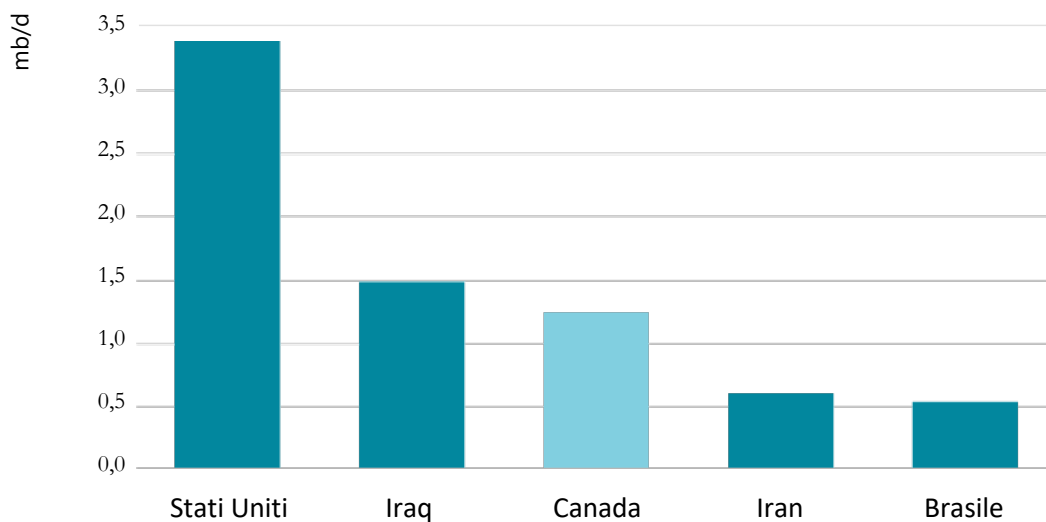
² A. Mehdi, [The Soleimani Effect: A Game-Changer for Iraqi Crude Dynamics?](#), *Oxford Energy Comment*, The Oxford Institute for Energy Studies, gennaio 2020, p. 4.

³ [Iraq country page](#), U.S. Energy Information Administration.

⁴ [Iraq's Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future](#), International Energy Agency Special Report, aprile 2019, p. 15.

Opec+ raggiunto a fatica tra i membri dell'Opec, la Russia, il Messico e altri paesi produttori nell'aprile 2020 è servito a ridurre la quota di produzione globale di oltre 9,7 milioni di barili al giorno, scongiurando così un ulteriore crollo dei prezzi dovuto all'aumento inevitabile delle scorte in un periodo di consumi sensibilmente ridotti.⁵ Per il settore petrolifero iracheno questo ha significato un taglio della produzione del 17% durante il 2020, passando da una media di 4,6 milioni di barili al giorno nel primo quarto dell'anno a 4 nel secondo quarto, fino ai 3,7 degli ultimi mesi, e riflettendosi inevitabilmente anche sulle esportazioni, scese del 16% a 2,9 mbg.⁶ Con il parziale allentamento delle misure di lockdown in molti paesi e l'aumento dei consumi stimolato dalla ripresa delle attività economiche, i paesi produttori hanno da poco raggiunto un nuovo accordo per aumentare gradualmente la produzione di 400mila barili al giorno su base mensile a partire da agosto,⁷ sebbene rimanga ancora incertezza sulla stabilità dei prezzi e sull'andamento del mercato nel breve-medio termine a causa della diffusione della variante delta. Nonostante il contraccolpo causato dalla pandemia, le ultime stime prevedono che l'Iraq dovrebbe aumentare di circa 1,2 milioni di barili al giorno la propria capacità produttiva nel prossimo decennio, superando il Canada in terza posizione in termini di incremento produttivo, e diventando entro il 2030 il quarto paese produttore a livello globale.⁸

FIG. 7.1 – PRIMI CINQUE PAESI PER INCREMENTO NELLA PRODUZIONE DI PETROLIO, 2018 - 2030
(MILIONI DI BARILI AL GIORNO)



⁵ [“Petrolio, accordo all’Opec+ per il taglio della produzione”](#), *Il Sole 24 Ore*, 12 aprile 2020.

⁶ [Iraq Economic Monitor: Seizing the Opportunity for Reforms and Managing Volatility](#), World Bank, primavera 2021, p. 7.

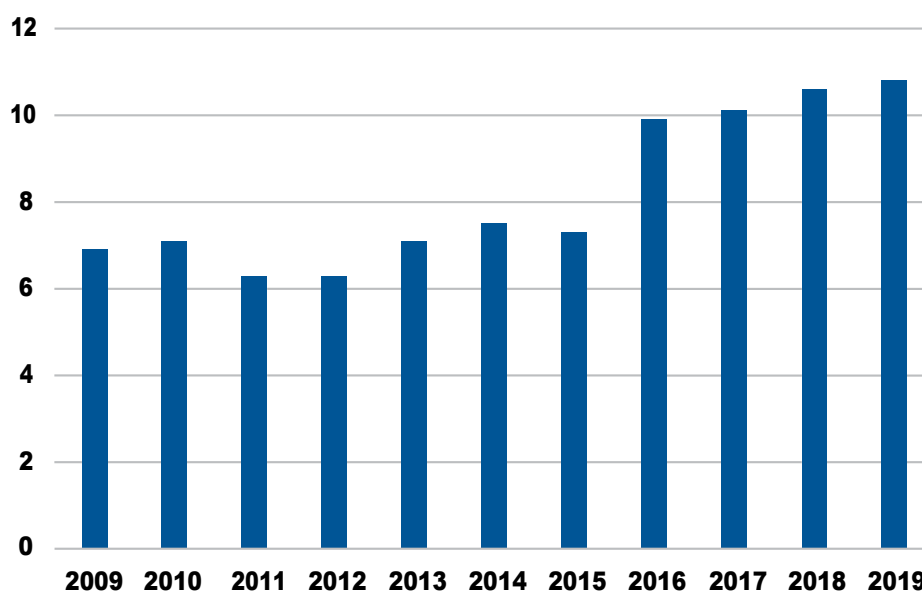
⁷ J. Blas, S. El Wardany, G. Smith, e D. Khrennikova, [“OPEC+ Makes Deal to Boost Output as Gulf Allies Call Truce”](#), *Bloomberg*, 18 luglio 2021.

⁸ [Iraq’s Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future...](#), cit., p. 21.

Il gas

Oltre al petrolio, anche il comparto gasiero sta assumendo un ruolo importante nel settore energetico iracheno, sebbene nel complesso questo rimanga assai meno sfruttato e valorizzato rispetto al primo, per via del minor rendimento economico derivante dall'attuale valore di mercato e dalla modesta capacità di sfruttamento delle infrastrutture energetiche interne. L'Iraq rimane comunque un paese ricco di gas, con riserve conosciute ammontanti a circa 3,5 trilioni di metri cubi,⁹ le dodicesime al mondo, ma potenzialmente assai maggiori, addirittura intorno agli 8 trilioni di metri cubi secondo le stime preliminari dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea).¹⁰ Il livello di produzione interna è aumentato tra il 2009 e il 2019 da 7 miliardi di metri cubi a poco meno di 11, indicando però un ritmo di crescita molto basso, pari a poco più del 5% nella decade 2008-18 e a meno del 2% nel corso del 2019.¹¹ Gran parte di questo gas rientra nella categoria "associated gas", derivante cioè dal processo estrattivo del petrolio, e si concentra soprattutto nei grandi pozzi dell'Iraq meridionale, mentre vi sono alcuni giacimenti di gas indipendenti che sono già in fase di sviluppo o sfruttamento, seppur iniziale, da parte di compagnie o consorzi stranieri e alcune società locali.

FIG. 7.2 – IRAQ: PRODUZIONE DI GAS NATURALE, 2009-19 (MILIARDI DI METRI CUBI)



Fonte: elaborazione dell'autore su dati del *BP Statistical Review of World Energy 2020*.

Potenzialmente, la Iea stima che la produzione di gas irachena potrebbe sfiorare i 50 miliardi di metri cubi nel 2030, di cui 40 derivanti da "gas associato" direttamente connesso all'aumento dell'output petrolifero,¹² ma questa proiezione appare plausibile solo al netto di un contesto

⁹ [Statistical Review of World Energy 2020](#), British Petroleum, p. 32.

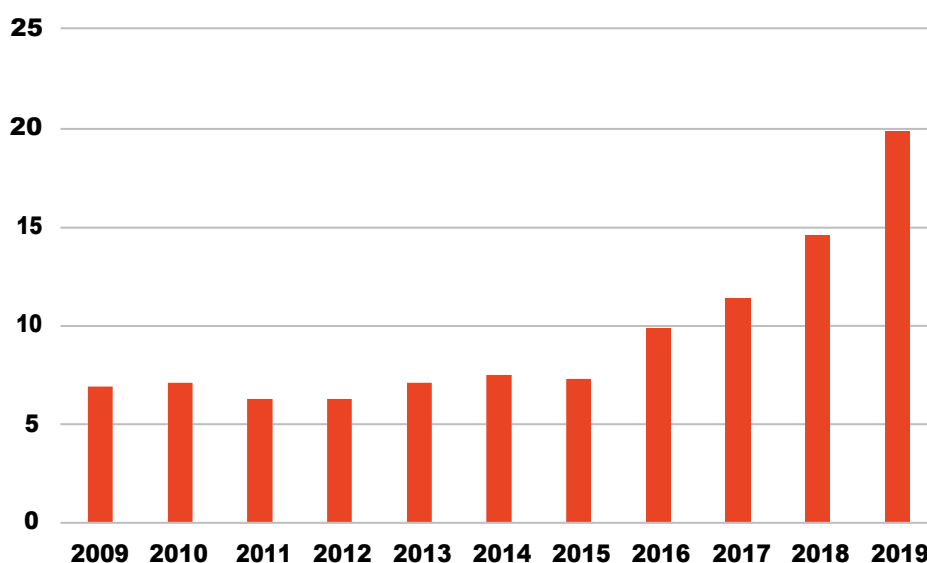
¹⁰ [Iraq's Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future](#)..., cit., pp. 33-34.

¹¹ [Statistical Review of World Energy 2020](#)..., cit., p. 34.

¹² [Iraq's Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future](#)..., cit., p. 34.

favorevole alle riforme del settore energetico – incluso il modello contrattuale – e a grandi investimenti infrastrutturali, che, al momento stenta a concretizzarsi. A causa di molteplici fattori che verranno presi in esame nella seconda parte del capitolo, infatti, l’Iraq rimane uno dei paesi con il peggior rapporto tra riserve e sfruttamento di questa materia prima,¹³ da cui deriva anche l’enorme quantità di gas associato non riutilizzato o bruciato – il cosiddetto “*flaring*” – durante il processo di estrazione del greggio. Una media di oltre 17 miliardi di metri cubi di gas, quasi il doppio di quella prodotta e immessa nel mercato nel 2019, è stata bruciata annualmente negli ultimi cinque anni¹⁴ provocando forte inquinamento atmosferico¹⁵ e privando il paese di una quantità di energia sufficiente a generare elettricità per tre milioni di abitazioni. L’Iraq ha aderito al piano lanciato dalla Banca mondiale per azzerare il *flaring* entro il 2030¹⁶ ma il governo mira a raggiungere tale obiettivo entro il 2025.¹⁷ Questo anche grazie al recupero del gas associato che permetterebbe al paese di colmare parte del gap tra produzione e consumo di elettricità. Paradossalmente, però, nonostante le ingenti riserve gassiere, l’Iraq continua infatti a importarne grandi quantità dall’Iran per soddisfare il crescente fabbisogno energetico interno, a un costo di 300 milioni di dollari al mese.¹⁸

FIG. 7.3 - IRAQ: CONSUMO DI GAS NATURALE, 2009-19 (MILIARDI DI METRI CUBI)



Fonte: elaborazione dell'autore su dati *PB Statistical Review of World 2020*.

¹³ [Statistical Review of World Energy 2020](#)..., cit., p. 32.

¹⁴ [Global Gas Flaring Tracker Report 2021](#), World Bank, aprile 2021, p. 10.

¹⁵ O. Ballinger e W. Zwijnenburg, [What Oil, Satellite Technology and Iraq can Tell us About Pollution](#), Bellingcat, 15 aprile 2021.

¹⁶ [Amid ongoing conflict, Iraq to Begin Snuffing Out Flares](#), World Bank, 9 maggio 2017.

¹⁷ D. Saadi, [Iraq targets 7 mil b/d oil capacity, zero gas-flaring, imports by 2025](#), S&P Global, 24 agosto 2020.

¹⁸ K. Dourian, [Iraq Steps Up Solar Energy Plans With 2 GW Award to the UAE](#), The Arab Gulf States Institute in Washington, 28 giugno 2021.

Il fattore energia nell'economia irachena

Il comparto energetico rappresenta il pilastro portante dell'economia irachena, garantendo per almeno il 95% del budget dello stato e contribuendo alla quasi totalità delle esportazioni nazionali. Complessivamente, nel 2019 le rendite petrolifere acquisite dal governo rappresentavano circa il 40% del prodotto interno lordo (Pil), rendendo l'Iraq uno dei paesi maggiormente dipendenti dal petrolio al mondo. Non è un caso quindi, che la stretta interdipendenza tra i ricavi del settore energetico e il budget statale sia la chiave per comprendere le pressioni e le difficoltà macroeconomiche che hanno accompagnato il paese specialmente a partire dal 2014. Alla volatilità dei prezzi del petrolio, infatti, si è aggiunto l'impatto della pandemia sui consumi globali, che ha causato un nuovo tracollo del mercato dell'energia nella primavera 2020 e una conseguente riduzione delle entrate nelle casse dello stato. Secondo le stime della Banca mondiale, gli introiti provenienti dal settore petrolifero ammonterebbero a 41,7 miliardi di dollari, in calo del 47% rispetto al 2019, con evidenti ripercussioni sulla spesa pubblica, inclusi programmi di assistenza e distribuzione di beni essenziali e sugli investimenti, questi ultimi calati complessivamente dell'87% nel corso del primo anno di pandemia.¹⁹ Paradossalmente, uno dei settori maggiormente colpiti è proprio quello dell'energia, che ha visto una cessazione quasi completa degli investimenti, inclusi quelli già pianificati nel budget del 2020, portati a termine solo in minima parte (2%).²⁰

Questi sviluppi assumono particolare rilevanza, in chiave negativa, rispetto alla crescita o alla ripresa economica dell'Iraq in una prospettiva di medio termine. Il fatto che l'economia e la stessa capacità di spesa dello stato siano sostanzialmente dipendenti dai proventi petroliferi espone il paese alle insidie e alle incertezze di un mercato globale caratterizzato da costanti fluttuazioni e instabilità dei prezzi, mettendo a rischio la pianificazione economica e, inevitabilmente, la stessa tenuta delle istituzioni, come dimostrato dall'ondata di proteste contro la disoccupazione e l'inefficienza del sistema politico che ha investito il paese a partire dall'ottobre 2019. Questa dipendenza ha dunque reso l'Iraq uno stato rentier a tutti gli effetti che, allo stato attuale, avrà sempre maggiori difficoltà a sorreggere la propria economia man mano che il mercato globale dell'energia si riorienta verso fonti rinnovabili e i principali paesi consumatori rivedono le proprie politiche energetiche. Sebbene ancora importante, ad esempio, il ruolo del petrolio come principale fonte energetica per i trasporti è destinato a scomparire con l'avvento, già iniziato, della mobilità elettrica, con almeno una nota casa produttrice di auto che ha annunciato il ritiro di tutti i propri modelli a combustione a partire dal 2030. La crescente centralità politica della lotta ai cambiamenti climatici, peraltro, sembra aver accelerato questo processo, con i prezzi del greggio che potrebbero scendere a 40 dollari al barile entro il 2030 e precipitare a 10 entro il 2050, secondo un recente studio del Wood-MacKenzie Group.²¹ Per l'Iraq, questo implica la necessità di una profonda revisione del proprio sistema economico, specialmente in termini di diversificazione e sostegno al settore privato. Attualmente, lo stato è il principale datore di lavoro, con circa 3,2 milioni di

¹⁹ *Iraq Economic Monitor: Seizing the Opportunity for Reforms and Managing Volatility*..., cit., p. 9.

²⁰ *Ibidem*, p. 9.

²¹ "[Action to achieve Paris climate goals will upend oil and gas prices](#)", News Release, 15 aprile 2021.

dipendenti a cui però andrebbero aggiunti quei lavoratori pubblici con contratti temporanei, dovendo quindi utilizzare gran parte del budget per coprire gli stipendi e le spese operative, in un sistema di fatto insostenibile. Già quest'anno, infatti, gli introiti del petrolio, previsti intorno ai 55 miliardi di dollari (88 trilioni di dinari), non saranno sufficienti a coprire i costi di funzionamento dell'apparato governativo e del settore pubblico, stimati a più di 60 miliardi di dollari nell'ultimo budget federale.²² Vista la precarietà fiscale, la finanziaria 2020 approvata dal parlamento ha previsto un taglio della spesa pubblica per i beni non essenziali che includeva anche una posticipazione dei nuovi contratti e la sospensione o il ritardo dei pagamenti salariali nel settore pubblico.²³ Dopo anni di politiche espansive, quest'ultimo è tra i più ampi a livello regionale, con l'ammontare degli stipendi che rappresenta il 20% del Pil e, insieme alle pensioni, costituisce il 60% della spesa totale dello stato negli ultimi 5 anni.²⁴ Nel complesso, quindi, nonostante una parziale ripresa dei prezzi, difficilmente l'Iraq potrà contare solo sul petrolio come unica fonte di entrate per la propria economia, anche in virtù di una popolazione in rapida espansione. L'oramai assodato imperativo della diversificazione in chiave più sostenibile, tuttavia, non pregiudica il ruolo ancora centrale del petrolio, che andrebbe però trasformato da principale prodotto di esportazione a materia prima essenziale per alimentare la crescita economica interna, alleviando così il fardello delle importazioni di carburanti raffinati di alta qualità, nonché di elettricità, sulla bilancia dei pagamenti.

Pull factors e principali sfide

Le notevoli potenzialità del settore energetico iracheno, specie in termini di riserve, sono però ancora inibite da numerosi problemi interni, oltre che da alcune dinamiche di portata internazionale.

In primo luogo, lo stato di decadenza di parte della rete infrastrutturale energetica, che continua a imporre costi operativi e di manutenzione elevati sia allo stato che alle compagnie attive nel paese, oltre che limitare la produttività del settore. Ciò è in parte la conseguenza di anni di conflitti e attacchi terroristici, su tutti la guerra contro il sedicente Stato islamico (IS) tra il 2014 e il 2017, che ha distrutto almeno un quinto della griglia di trasmissione elettrica e impedito la produzione di oltre 4,5 gigawatt di elettricità, oltre che pesantemente danneggiato la principale raffineria del paese a Baiji, tra Baghdad e Mosul.²⁵ Complessivamente, i danni alla rete elettrica causati dalla lotta contro IS ammontano a 7 miliardi, che salgono a 45 se si guarda al parco infrastrutturale su scala nazionale.²⁶ Sempre nel comparto elettrico, poi, corruzione e abbandono hanno impedito una seria ed efficiente ricostruzione dopo la caduta del regime baathista nel 2003, e nonostante siano stati spesi oltre 62 miliardi di dollari in quasi

²² F. Alaaldin, [A State in Collapse: Mapping Iraq's Economic Woes](#), Brief Analysis, The Washington Institute for Near East Policy, 2 giugno 2021.

²³ [Iraq Economic Monitor: Seizing the Opportunity for Reforms and Managing Volatility](#)..., cit., p. 9.

²⁴ *Ibidem*, p. 9.

²⁵ A. Kadhim e S. Vakhshouri, *Iraq's Energy Security Strategy: A Path to Diversity and Energy Independence*, Issue Brief, Atlantic Council, dicembre 2020, p. 1.

²⁶ M.R. Gordon e I. Coles, ["Defeat of ISIS in Iraq Caused \\$45.7 Billion in Damage to Infrastructure, Study Finds"](#), *Wall Street Journal*, 18 febbraio 2018.

20 anni, ancora non è garantita un'adeguata fornitura giornaliera, con vaste zone del paese che soffrono di prolungati blackout soprattutto durante i mesi estivi, quando i consumi aumentano a causa dei milioni di condizionatori.²⁷ Nel 2019, ad esempio, il picco dei consumi ha toccato i 26 GW, il 58% in più rispetto alla capacità produttiva,²⁸ costringendo il paese a importare elettricità e gas per produrla da altri paesi, in particolar modo l'Iran, da cui è di fatto dipendente. Secondo l'ex ministro dell'Elettricità Luay al-Khatteeb, l'Iraq importa dall'Iran circa 1.200 MW di elettricità all'anno e fino a 34 milioni di metri cubi di gas al giorno durante il periodo estivo.²⁹ Nel 2019, l'Iraq, che riceve elettricità e gas dall'Iran sin dal 2004, ha importato circa l'80% di tutte le esportazioni di elettricità del vicino,³⁰ mentre ha un accordo con Teheran per la fornitura di circa 50 milioni di metri cubi al giorno di gas (18 miliardi di metri cubi all'anno), di cui però solo la metà è effettivamente inviato alle centrali elettriche irachene per alimentarle.³¹ A riprova della stretta dipendenza energetica, nel giugno 2020 i due paesi hanno siglato un nuovo accordo biennale per la fornitura di elettricità iraniana all'Iraq,³² nonostante le pressioni americane affinché Baghdad cerchi nuovi partner energetici. La dipendenza dall'energia iraniana, però, ha alleviato i problemi energetici interni solo in maniera temporanea. Peraltro, essa ha da un lato esacerbato le difficoltà finanziarie irachene, con costi di almeno 8 miliardi di dollari annui,³³ e costretto il governo iracheno a dilazionare il pagamento di 4 miliardi, ulteriormente rallentato dalla necessità di usare sistemi di pagamenti che evitino le sanzioni americane.³⁴ Dall'altro, ha esposto l'Iraq alle conseguenze di eventuali sospensioni delle forniture, divenute più frequenti a causa della crescente domanda interna in Iran durante i mesi estivi.³⁵ Oltre alla capacità produttiva, infine, l'altro grande problema per la rete elettrica irachena è la scarsa qualità dei sistemi di trasmissione, spesso vecchi di decenni, a cui si aggiungono una connettività limitata, con un quinto degli impianti fuori uso, e una logistica ancora insufficiente per la distribuzione capillare di carburante alle centrali e ai generatori.³⁶ Seppur in minor misura, anche nel comparto petrolifero si registrano varie carenze infrastrutturali. Su tutte la necessità di potenziare e ampliare le infrastrutture necessarie per estrarre ed esportare il petrolio, inclusa la costruzione di nuove condutture dai pozzi meridionali, ma anche assicurare che le operazioni *upstream* ricevano sufficiente e costante energia per il funzionamento delle pompe sommergibili.³⁷ Inoltre, vi sono carenze strutturali a livello intermedio (*midstream*) per quanto

²⁷ *Ibidem*.

²⁸ R. Mills e M. Salman, *Powering Iraq: Challenges Facing the Electricity Sector in Iraq*, Study, Friedrich Erbert Stiftung, Al-Bayan Center for Planning and Studies, ottobre 2020, p. 16.

²⁹ D. Saadi e M. Gordon, [Iraq seen struggling to invest \\$10 bil to wean itself off Iranian gas and electricity imports](#), S&P Global Platts, 23 aprile 2020.

³⁰ A. Kadhim e S. Vakhshouri (2020), p. 7.

³¹ D. Khatinoglu, [Iraq Has to Import Gas and Electricity from Iran For Years, Says Minister](#), Radio Farda, 25 aprile 2020.

³² [Iran signs two-year contract with Iraq to export electricity: IRNA](#), Reuters, 4 giugno 2020.

³³ D. Saadi e M. Gordon (2020).

³⁴ S. Kullab, [Iran power cuts fuel fears in Iraq as scorching summer peaks](#), Associated Press, 29 giugno 2021.

³⁵ *Ibidem*.

³⁶ R. Mills e M. Salman (2020).

³⁷ A. Mehdi e A. Al-Saffar, *Compounding crises: Iraq's oil and energy economy*, Oies Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, luglio 2020, p. 7.

riguarda la capacità di stoccaggio e il trasporto del petrolio verso gli impianti dedicati all'esportazione. A una capacità di esportazione di 1,7 milioni di barili al giorno nel terminale di Bassora, si aggiunge una rete di quattro oleodotti da 900mila barili al giorno che connettono il centro di esportazione di al-Fao con altrettanti punti di ormeggio per le navi cisterna.³⁸ Non tutti gli attracchi sono però funzionanti a causa di una capacità di pompaggio a terra troppo limitata. Questa dovrebbe essere presto potenziata con un nuovo oleodotto sottomarino (Sea-line 3) capace di trasportare 700.000 barili al giorno, a cui se ne aggiungono altri due (Sea-line 4 e 5) che verranno congiuntamente costruiti da Eni e British Petroleum.³⁹ Non meno importante sarà poi l'ampliamento della capacità di stoccaggio nei poli di Al-Fao, Zubair e Tuba, attualmente pari a 12 milioni di barili, permettendo così di ovviare al blocco della logistica in caso di cattive condizioni atmosferiche.⁴⁰

Insieme alle mancanze infrastrutturali, altri due fattori limitanti per il settore energetico iracheno sono la crescente complessità gestionale delle operazioni e dei pozzi, soprattutto in termini di costi, e forme contrattuali poco attrattive nei confronti delle compagnie straniere. Per quanto riguarda il primo, la ragione principale è legata alla natura delle operazioni di prelievo del petrolio, che in gran parte dei giacimenti iracheni operativi sta passando da una fase iniziale – o standard – di estrazione (*primary recovery*) a una secondaria (*secondary recovery*) in cui è richiesta l'iniezione sotterranea di acqua o gas per compensare la diminuzione di pressione nelle riserve e favorire la fuoriuscita del greggio. Questo richiede un costante rifornimento di acqua (attualmente tra gli 1,3-1,5 barili di acqua per ogni barile di petrolio estratto) – o gas – agli impianti, con costi e capacità logistiche maggiori.⁴¹ Vista questa fase di transizione ormai inevitabile, l'estrazione del petrolio in Iraq diventerà quindi più costosa, mentre la crescente scarsità d'acqua rischia di complicare ulteriormente la situazione, dato che in base agli obiettivi di aumento della produzione discussi in precedenza, il bisogno di acqua per l'industria estrattiva irachena dovrebbe quadruplicare nel corso del prossimo decennio.⁴² Per tale ragione, resta cruciale la realizzazione del *Common Seawater Supply Project* (Cssp), stipulato nel 2011 ma mai avviato, che dovrebbe pompare tra i 5 e i 7,5 milioni di barili di acqua ai giacimenti meridionali di Bassora e Nassiria, e che dovrebbe diventare operativo nel 2023.⁴³

³⁸ A. Mehdi (2020), p. 5.

³⁹ A. Mehdi, [The second split: Basrah Medium and the challenge of Iraqi crude quality](#), Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, aprile 2021, p. 5.

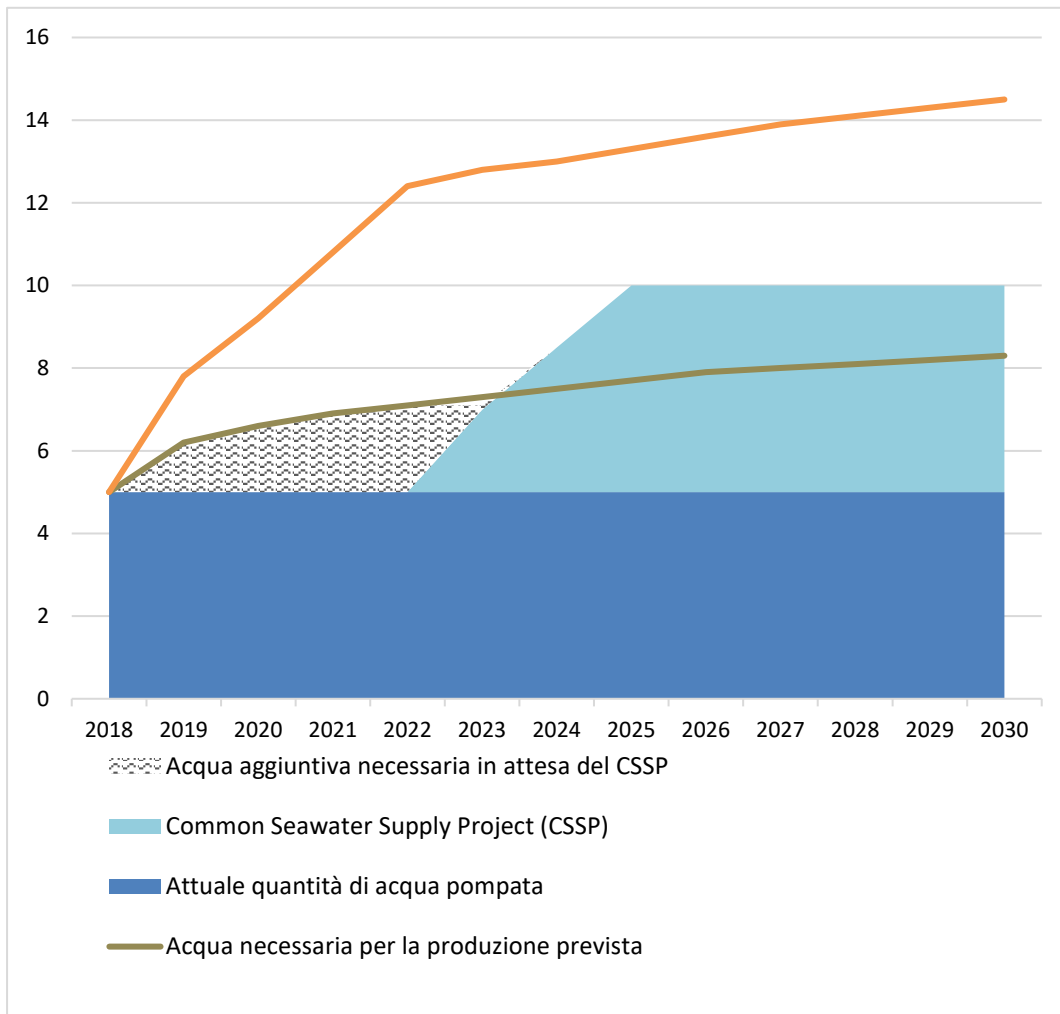
⁴⁰ A. Mehdi (2020), p. 5.

⁴¹ *Ibidem*, p. 7.

⁴² A. Mehdi e A. Al-Saffar (2020), p. 7.

⁴³ [Iraq's Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future...](#), cit., pp. 24-25.

FIG. 7.4 – QUANTITÀ TOTALE DI ACQUA NECESSARIA PER LA PRODUZIONE DI PETROLIO IN IRAQ
(MILIONI DI BARILI AL GIORNO)



Fonte: rielaborazione dell'autore su grafico presente in *Iraq's Energy Sector* (2019), p. 26.

Sul piano contrattuale, il modello del Technical Service Contract (Tsc), già più volte rinegoziato, sta subendo l'impatto negativo della pandemia, dato che il ritardo o la sospensione di molti investimenti nel settore, insieme ai prezzi bassi sul mercato, sta portando a una revisione dei budget allocati per lo sviluppo di nuovi giacimenti e a un rallentamento della produzione, che insieme al sopracitato aumento dei costi di gestione e produzione, non incentivano le compagnie straniere a investire nel paese.⁴⁴ In base al Tsc, le compagnie internazionali sono pagate rispetto a quanto producono, in accordo con un *plateau* prenegoziato, attraverso una commissione trimestrale fissa al barile, oltre che per i costi di produzione sostenuti.⁴⁵ Secondo gli analisti, il fatto che il governo abbia dovuto tagliare la produzione, in linea con le direttive Opec+, vanificando di fatto le quote stabilite con le

⁴⁴ A. Mehdi e A. Al-Saffar (2020), p. 8.

⁴⁵ D. Saadi, [Iraq's new prime minister wants to amend contracts with IOCs](#), S&P Global Platts, 7 maggio 2020.

compagnie straniere, non lo esenterebbe comunque dal doverle compensare per la quantità non prodotta, e quindi persa.⁴⁶ Questo aspetto è uno dei principali motivi per cui molti politici iracheni vorrebbero rinegoziare i termini del Tsc e si aggiunge alla poca flessibilità di questo modello rispetto a un'industria che sta profondamente cambiando. Negli ultimi anni la quota di compagnie internazionali operanti in Iraq sul totale è diminuita dal 65% del 2012 al 50% del 2019, sostituite da compagnie nazionali straniere (soprattutto russe e cinesi) e da imprese irachene.⁴⁷

Un'altra sfida per il comparto energetico riguarda il clima di instabilità politica interno e, specialmente, le altalenanti relazioni tra il governo federale a Baghdad e la regione autonoma del Kurdistan. Dopo il conflitto sfiorato nell'ottobre del 2017 in seguito alla decisione delle autorità curde di tenere un referendum per l'indipendenza, Baghdad ed Erbil hanno riallacciato rapporti proficui e positivi, pur con ricorrenti divergenze su alcuni temi, incluso quello della gestione delle risorse energetiche che si trovano nella regione curda e nei territori contesi, in larga misura sfruttate da Erbil. Grazie all'accesso alle riserve all'interno delle tre province curde (Erbil, Suleymania e Dohuk), stimate in quasi 7 miliardi di barili e a parte i vasti giacimenti dell'area contesa di Kirkuk, con altri 4,4 miliardi, la regione curda ha infatti vissuto una fase di espansione economica (specialmente tra il 2011 e il 2014), costruendo altresì il proprio settore energetico e avviando esportazioni autonome verso numerosi paesi del mediterraneo come Grecia, Cipro e Italia. Queste hanno mantenuto una media di 587mila barili al giorno fino all'autunno 2017, passando quasi esclusivamente attraverso l'oleodotto che collega la regione curda con il porto turco di Ceyhan, da cui si dirama la distribuzione, e sono scese a 275mila dopo la perdita del controllo su Kirkuk.⁴⁸ Nel 2019 la produzione media nella regione curda è stata di 468mila barili al giorno di cui il 93% è stato esportato, generando 8,35 miliardi di introiti.⁴⁹ L'esportazione autonoma è iniziata grazie agli ottimi rapporti tra Erbil e Ankara e all'accordo di cooperazione energetica siglato nel 2013, che ha aperto il porto di Ceyhan al greggio curdo. La regione curda possiede anche modeste riserve di gas naturale, stimate in un trilardo di metri cubi, che a differenza di quello presente nel resto del paese non è di tipo "associato" e quindi più facilmente sfruttabile.⁵⁰ Proprio lo sfruttamento autonomo di queste risorse e la distribuzione dei relativi proventi è uno dei principali motivi di scontro tra Baghdad e l'amministrazione curda. Il governo federale, che commercializza il petrolio attraverso la *State Oil Marketing Organisation* (Somo) non riconosce la legittimità degli accordi energetici stipulati da Erbil con compagnie internazionali e spesso lamenta l'opacità dei dati sulla produzione curda, che impedirebbero al paese di rispettare correttamente i tagli imposti dall'Opec+.⁵¹ Oltre a questo, l'accordo del 2018 per cui il governo federale deve pagare uno share del 12% del budget statale in cambio di almeno 250mila barili di greggio è stato rispettato solo saltuariamente da entrambe le parti, tanto che i negoziati su questi temi, tuttora in corso, non

⁴⁶ *Ibidem*.

⁴⁷ [Iraq's Energy Sector: A Roadmap to a Brighter Future](#)..., cit., p. 16.

⁴⁸ R. Mills, *A Rocky Road: Kurdish Oil & Independence*, Iraq Energy Institute, 19 febbraio 2018, pp. 28-37.

⁴⁹ D. Saadi, [Iraq's Kurdish region pumped 468,400 b/d in 2019 at export price of \\$52.67/b](#), S&P Global Platts, 3 maggio 2020.

⁵⁰ R. Mills (2018), pp. 29-31.

⁵¹ D. Saadi, [Iraq's tussle with semi-autonomous Kurdish region seen complicating energy policy](#), S&P Global Platts, 21 luglio 2020.

sembrano in via di risoluzione.⁵² Una delle cause è anche la crescente frammentazione politica, sia sul piano federale che nel Kurdistan Iracheno, dove i due principali partiti – l’Unione patriottica del Kurdistan (Puk) guidato dai Talabani e il Partito Democratico del Kurdistan controllato dai Barzani – dissentono sui termini dell’accordo da trovare con Baghdad.

Non da ultimo, un fattore destabilizzante è il contesto di tensione geopolitica tra gli Stati Uniti (e i loro alleati regionali) e l’Iran, acuitosi dopo l’uccisione del generale iraniano Qassem Soleimani da parte degli Usa nel gennaio 2020, mentre si trovava a Baghdad, e la successiva risposta missilistica iraniana contro le basi che ospitavano personale americano. Sebbene gradualmente diminuito, il rischio di una conflagrazione militare permane fintanto che le milizie filoiraniane, particolarmente influenti in Iraq, continueranno i loro attacchi contro i convogli e i soldati Usa ancora nel paese, aumentando il rischio di escalation e disincentivando l’arrivo di investitori stranieri.

La dimensione internazionale e le prospettive del settore energetico iracheno

Fin dalla sua scoperta negli anni Venti del secolo scorso, il petrolio iracheno è stato al centro degli interessi e delle mire di molti paesi, su tutti Gran Bretagna e Stati Uniti, che hanno ottenuto concessioni per lo sfruttamento e hanno contribuito a sviluppare l’industria petrolifera del paese. Il ruolo delle compagnie occidentali è però diminuito negli ultimi anni. Shell, ad esempio, ha lasciato definitivamente le proprie attività *upstream* – concentrate nel giacimento meridionale di Majnoon – nel 2018, preceduta dall’americana Occidental nel 2015,⁵³ mentre ExxonMobil avrebbe intenzione di vendere le proprie quote a West Qurna 1, per un valore di 350 milioni di dollari.⁵⁴ Di fatto, British Petroleum ed Eni, rispettivamente operanti presso i super giacimenti di Rumalia e Zubair, rappresentano oramai un’eccezione in un contesto caratterizzato dalla crescente presenza di società nazionali cinesi o russe così come dall’importanza di compagnie nazionali irachene. La China National Petroleum Corporation (Cnpc) e la China Offshore Oil Corporation hanno ottenuto importanti contratti di trivellazione e sviluppo nei pozzi dell’Iraq meridionale, in particolare Halfaya e Missan, mentre le russe Lukoil e Bashneft International operano rispettivamente a West Qurna e nei blocchi di esplorazione 10-12, dove nuove scoperte sono state fatte nel 2018.⁵⁵ Cnpc e Gazprom Neft sono tra le principali compagnie operanti nelle regioni centrali, soprattutto ad al-Ahdab e Badra. Nonostante ciò, sono emersi numerosi interrogativi, anche tra gli ambienti del Ministero del Petrolio rispetto al crescente ruolo cinese all’interno del settore, specie in virtù di presunti episodi di corruzione e alla rivalità con compagnie irachene recentemente segnalati da alcuni parlamentari iracheni.⁵⁶ In Kurdistan, Gazprom Neft, la sussidiaria per il petrolio del gigante russo del gas Gazprom, e Rosneft sono le grandi protagoniste tra le compagnie internazionali dell’energia, avendo siglato diversi contratti di esplorazione e sfruttamento in vari blocchi – tra cui Garmian e Shakal – a partire dal 2017,

⁵² S. Watkins, “[Why An Oil Deal Between Kurdistan And Baghdad Is Unlikely](#)”, *OilPrice.com*, 12 agosto 2021.

⁵³ “[Foreign oil firms seek exit from Iraq over ‘unsuitable’ environment](#)”, *The Arab Weekly*, 5 luglio 2021.

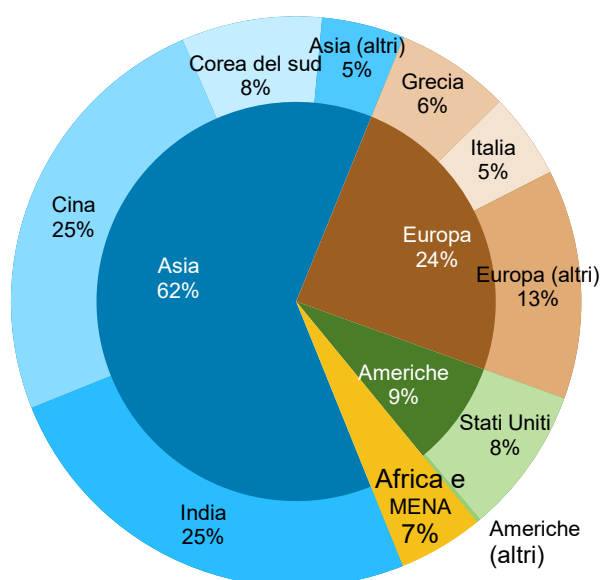
⁵⁴ “[EXCLUSIVE Iraq formally asks to buy \\$350 mln Exxon oilfield share](#)”, *Reuters*, 10 maggio 2021.

⁵⁵ *Iraq’s Energy Sector* (2019), p. 28.

⁵⁶ *Iraq’s Minister of Oil Parliament Questioning Session Underscores Energy Sector Challenges*, Mees, Vol. 64, N. 27, July 2021, pp. 2-5.

insieme a un accordo per il pagamento anticipato di 2,1 miliardi di dollari per il biennio 2017-19, in cambio di petrolio. Oltre alla costruzione di un nuovo gasdotto del valore di 1 miliardo di dollari e capace di trasportare 30 miliardi di metri cubi all'anno, i soldi russi hanno consentito alla regione curda di prendere tempo per gestire il crescente debito estero accumulato, rendendo altresì la Russia l'attore energetico principale nel nord del paese.⁵⁷ Nella recente visita del primo ministro al-Khadimi a Washington, tuttavia, il governo iracheno ha siglato accordi per un valore di 8 miliardi di dollari con società americane – su tutte Chevron e Honeywell – per sviluppare ulteriormente l'industria petrolifera e gasiera, a riprova della volontà dell'attuale governo di preservare rapporti stretti con gli Usa.⁵⁸ In termini di esportazioni, il 62% del petrolio iracheno è destinato all'Asia, in particolare in India e Cina (entrambe con il 25% – ossia quasi un milione di barili nel 2019) e la Corea del Sud (8%), quest'ultima allo stesso livello degli Usa (8%), mentre i paesi europei hanno importato complessivamente circa un quarto del greggio totale esportato dall'Iraq nello stesso anno.⁵⁹

FIG. 7.5 - IRAQ: DESTINAZIONI DELLE ESPORTAZIONI DI GREGGIO VIA MARE



Fonte: U.S. Energy Information Administration sulla base di ClipperData

Nota: Le Esportazioni totali di petrolio greggio sono ammontate a 4,0 milioni di barili al giorno nel 2019. Le esportazioni includono solamente petrolio greggio commerciato via mare. Non includono greggio esportato per via terrestre o attraverso la Turchia tramite l'oleodotto Ceyhan-Kirikkale.

In prospettiva, però, l'Iraq non potrà affidarsi solamente al petrolio per ravvivare la propria economia. Il paese gode di una delle più potenti irradiazioni solari di tutta la regione, pari a 1899 KW all'ora per metro quadro in alcune aree del sud,⁶⁰ e le fonti rinnovabili rappresenterebbero una soluzione ideale per sostenere la crescente domanda di energia

⁵⁷ M. Petkova, "[What did Russia get from its KRG gamble?](#)", *Aljazeera*, 15 Apr 2019.

⁵⁸ D. Saadi (2020), cit.

⁵⁹ Iraq Country Page, cit.

⁶⁰ Global Solar Atlas, *Photovoltaic Power Potential – Iraq*. <https://globalsolaratlas.info/download/iraq>.

interna. Il governo iracheno ha confermato l'intenzione di raggiungere il 20-30% di energia prodotta tramite fonti rinnovabili entro il 2027, sebbene questo appaia decisamente ambizioso soprattutto alla luce degli ostacoli sorti con la pandemia e ai tagli agli investimenti causati dal crollo dei prezzi del petrolio nell'ultimo anno.⁶¹ La pianificazione 2018-2022 prevedeva l'installazione di impianti solari capaci di produrre 1000 MWp di energia entro i primi due anni, ma a causa di ritardi e della crisi politica del 2019, il primo bando per 755 MWp di energia solare suddivisi su sette progetti è stato pubblicato dal Ministero dell'Elettricità solo a metà del 2019.⁶² Alcuni sviluppi incoraggianti sono avvenuti di recente, grazie all'accordo tra il governo iracheno e l'emiratina Masdar per la realizzazione di una serie di progetti solari con una capacità totale di 2 GW e del valore di 1 miliardo di dollari, nell'Iraq centrale e meridionale, a cui si aggiunge un altro progetto della capacità di 1 GW attualmente negoziato con la Total, che rientra in un più ampio pacchetto di investimenti da 7 miliardi di dollari del colosso francese in vari settori, inclusi idrocarburi, acquedotti ed energia pulita.⁶³

Sebbene la strada verso le rinnovabili sia ancora in salita, una ripresa dei prezzi del petrolio e una maggiore stabilità politica interna potrebbero garantire un'efficace revisione della strategia energetica nazionale. Le imminenti elezioni legislative di ottobre rappresentano perciò uno spartiacque fondamentale per la stabilità del paese e per costruire un'economia più resiliente e pronta alle sfide del futuro, a partire dai cambiamenti climatici.

⁶¹ A. Gupta, *PROJECTS: Iraq aims for 20-30% renewable energy output by 2027*, EQ International, January 28, 2021. <https://www.eqmagpro.com/projects-iraq-aims-for-20-30-renewable-energy-output-by-2027/>.

⁶² Y. Al-Maleki, *Overview of Iraq's Renewable Energy Progress in 2019*, Iraq Energy Institute, February 20, 2020. <https://iraqenergy.org/2020/02/20/overview-of-iraqs-renewable-energy-progress-in-2019/>.

⁶³ K. Dourian (2021), cit.

8. I successi della strategia energetica della Turchia.

Portata e ricadute

Carlo Frappi

Le recenti scoperte di promettenti giacimenti gasiferi off-shore nel Mar Nero da parte della compagnia petrolifera nazionale turca potrebbero assicurare, nel medio e lungo periodo, un significativo taglio dell'onerosa bolletta energetica nazionale. Le scoperte, d'altra parte, appaiono più significative se inserite nel più ampio quadro della strategia energetica di cui sono frutto. Incentrata sull'obiettivo di ridurre il peso della mancanza di risorse indigene di idrocarburi e della conseguente necessità di soddisfare la domanda interna ricorrendo a importazioni, la strategia energetica della Turchia ha fatto segnare, nel corso dell'ultimo anno solare, significativi passi in avanti. Passi in avanti che sembrano poter assicurare ad Ankara significative ricadute sui due piani – economico e politico-diplomatico – nei quali la dipendenza dalle importazioni si traduce in vulnerabilità.

Le recenti scoperte off-shore nel Mar Nero: entità e significatività

Lo scorso 4 giugno il governo turco ha annunciato – per bocca del presidente Recep Tayyip Erdoğan e con tutta l'enfasi mediatica attribuita a una “buona notizia” in un quadro macroeconomico dalle tinte fosche – la scoperta di un nuovo giacimento gasifero off-shore nel Mar Nero, Amasra-1, con un volume di riserve stimate pari a 135 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas.¹

FIG. 8.1 – L'AREA DI ESPLORAZIONE OFF-SHORE NEL MAR NERO



Fonte: Daily Sabah

¹ [“Turkey unveils new 135 bcm natural gas reserve in Black Sea”](#), Daily Sabah, 4 giugno 2021.

La scoperta di depositi di oro azzurro è frutto di un'ampia campagna di esplorazioni lanciata a partire dal 2018 dalla compagnia statale Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (Tpaö) sul versante del Mediterraneo orientale prima e nel Mar Nero successivamente. Mentre la prima direttrice di esplorazione si è rivelata infruttuosa in termini energetici e controproducente in termini diplomatici, la seconda si è al contrario dimostrata proficua. Già nel corso dell'estate 2020 l'attività di esplorazione era stata infatti premiata con la scoperta del giacimento di Tuna-1, nella Zona economica esclusiva turca del bacino – il più grande mai rinvenuto nel paese e una delle più significative scoperte dello scorso anno. I volumi di gas potenzialmente conservati nel giacimento di Amasra-1 si aggiungono così ai 405 Gmc di Tuna-1, innalzando il totale delle riserve potenzialmente recuperabili a 540 Gmc.

Difficile sottovalutare la portata delle recenti scoperte della Tpaö per un paese che, sostanzialmente privo di risorse indigene di gas, soddisfa la quasi totalità della domanda attraverso le importazioni (99% nel 2020. Cfr Tabella 8.11), a un costo annuo medio della bolletta energetica stimato attorno ai 44 miliardi di dollari – di cui, a loro volta, le importazioni di gas coprono una quota del 25% circa. D'altra parte, in controtendenza rispetto a quanto registrato nei principali mercati europei in conseguenza della crisi pandemica, e nonostante una contrazione del Prodotto interno lordo del 5% circa, i consumi di gas in Turchia hanno fatto registrare nel 2020 un significativo incremento – pari al 6,6% (Cfr. Tabella 8.1) – secondo un *trend* che sembra potersi confermare anche nell'anno in corso e che potrebbe riportare la domanda annua ai livelli di picco fatti registrare nell'ultimo decennio. Nel primo quadrimestre dell'anno, infatti, complice la minor disponibilità di capacità idroelettrica causata da una prolungata siccità,² i consumi di gas hanno fatto segnare un incremento del 30% circa, dai 17,6 Gmc del 2020 ai 22,6 del 2021.³ Ciò ha a sua volta comportato un aumento delle importazioni da tutti i principali fornitori, Russia in testa.

TAB. 8.1 - IL COMPARTO DEL GAS IN TURCHIA (2016-2020, IN GMC)

	2016	2017	2018	2019	2020	Differenza
Consumo	46,4	53,9	49,2	45,3	48,3	6,6%
Produzione	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	- 6,9%
Importazioni	46,4	55,2	50,3	45,2	48,1	6,5%
Esportazioni	0,7	0,6	0,7	0,8	0,6	- 24,3%
Stoccaggi	1,7	2,9	3,2	3,1	2,9	- 7,9%

Fonte: Energy Market Regulatory Authority, *Turkish Natural Gas Market Report 2020*.

² [Turkey faces double whammy as low hydro aligns with gas contract expiries](#), S&P Global Platts, 9 agosto 2021.

³ "Turkey Gas Imports", *MEEES*, vol. 64, n. 2, 2 luglio 2021.

In questo contesto, la significatività delle recenti scoperte off-shore si è riflessa tanto nell'ambizioso piano di sfruttamento dei giacimenti reso noto dalle autorità turche, quanto nell'enfasi retorica che ha caratterizzato la narrativa governativa. Ad Ankara si punta infatti ad avviare la produzione a un ritmo di 3,65 Gmc/a già nel 2023 – centenario della nascita della Repubblica, cui è allineata la realizzazione di tutti i più importanti progetti infrastrutturali in cantiere – per raggiungere entro il 2028 il picco di produzione di 20 Gmc/a. Livello di produzione, quest'ultimo, che coprirebbe un 40% del consumo annuo e che garantirebbe di ridurre il costo delle importazioni di 6 miliardi di dollari l'anno. Responsabile dello sviluppo dei giacimenti è prevista essere la Tpaö, che non ricorrerebbe a partenariati con compagnie estere, a dimostrazione dell'enfasi posta da Ankara sull'obiettivo di lungo periodo di rendere la Turchia indipendente nel comparto energetico e di capitalizzare al massimo scoperte di giacimenti che rappresentano per il paese uno “spartiacque”. L'enfasi narrativa sull’“indipendenza” del paese riecheggia peraltro nella decisione di ribattezzare i giacimenti “Sakarya”, in ciò richiamando quella vittoriosa battaglia condotta contro l'esercito greco nell'estate del 1921 che rappresentò un punto di svolta nella guerra di liberazione dell'Anatolia dall'occupazione straniera.

Fermo restando che si attendono ancora da Ankara informazioni più dettagliate sulle caratteristiche geologiche dei giacimenti o sui volumi di riserve effettivamente recuperabili, tanto le tempistiche quanto le modalità di sviluppo hanno suscitato un diffuso scetticismo tra osservatori e analisti. L'obiettivo di avviare la produzione già a partire dal 2023 appare infatti quantomeno ambizioso, tanto in relazione alle competenze tecniche che le compagnie turche possono mettere in campo, quanto alle oggettive difficoltà di estrazione nel Mar Nero. Al di là degli ingenti investimenti richiesti per lo sviluppo dei giacimenti, la Tpaö non possiede infatti esperienza e *know-how* necessari per mettere autonomamente in produzione i progetti gasiferi e, dunque, il coinvolgimento di una *major* appare imprescindibile, tanto più se si vogliono rispettare le tempistiche immaginate. Questa considerazione appare tanto più realistica se rapportata alle peculiarità dei fondali del bacino, che rendono l'estrazione tecnicamente complessa e che hanno già ostacolato lo sviluppo di promettenti progetti di estrazione di altri paesi litoranei, prima tra tutti la Romania.

Non solo esplorazioni: pilastri e risultati della strategia energetica turca

Esplorazione e sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale formano solo uno dei tre pilastri della strategia energetica turca che, tradizionalmente incentrata sul tentativo di ridurre il peso economico delle importazioni di gas e la vulnerabilità politico-diplomatica a esse associata, ha fatto registrare nel corso dell'ultimo anno significativi risultati – la cui lettura congiunta aiuta a mettere nella giusta prospettiva anche l'impatto delle scoperte di gas off-shore. Ridurre il peso delle importazioni di gas ha infatti significato per la Turchia intraprendere un percorso di “doppia diversificazione”: dei canali di approvvigionamento di gas, da una parte, e del mix energetico, dall'altra.

La diversificazione dell'approvvigionamento si è a sua volta legata al tentativo di capitalizzare la strategica collocazione geografica della penisola anatolica – incuneata tra le principali aree di consumo e di produzione dello spazio eurasiatico – per avanzare un ruolo di snodo dei

trasporti trans-continentali e, potenzialmente, di *hub* del gas alle porte dell'Europa. Massimizzare i flussi e le rotte di importazione avrebbe così consentito, da una parte, di assicurare la diversificazione dei canali di importazione a tutela della sicurezza energetica nazionale e, dall'altra, di ridurre il costo della bolletta energetica grazie alle tasse di transito e alle re-esportazioni. In questa prospettiva, a cavallo tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021, Ankara ha conseguito due significativi obiettivi nella partita infrastrutturale trans-regionale: inaugurazione del Trans-Adriatic Pipeline,⁴ ultimo segmento di un turco-centrico Corridoio meridionale del gas dell'UE tra il Mar Caspio e l'Adriatico, e avvio delle esportazioni di gas russo verso l'area danubiano-balcanica lungo un canale di esportazione, che attraverso la Tracia e il TurkStream, raggiunge i mercati di Serbia ed ex-Iugoslavia⁵ e, dal prossimo ottobre, anche quello ungherese.⁶

D'altra parte, lo scorso anno ha fatto registrare alla Turchia un nuovo record di importazioni di Gnl, tanto in termini assoluti che relativi (Tabella 8.2). Ciò segna il successo di una strategia di diversificazione che, fondata sull'investimento in capacità di rigassificazione e stoccaggio, ha permesso nell'ultimo decennio di triplicare il volume di Gnl importato annualmente, ampliando il portafoglio dei fornitori e cogliendo, al contempo, i benefici della crescente competizione *gas-to-gas* e della possibilità di ricorrere ai mercati *spot*. Stando ai dati pubblicati dall'Autorità di regolazione del mercato energetico turco, il 54% delle importazioni di Gnl proviene infatti da contrattazioni spot, mentre la restante parte è legata a contratti di fornitura di lungo periodo siglati dalla compagnia nazionale del gas, Botaş, con Algeria e Nigeria.⁷

TAB. 8.2 - IMPORTAZIONI DI GAS IN TURCHIA PER VETTORE DI APPROVVIGIONAMENTO (2013-2020)

	Via gasdotto		Via Gnl		Totale, Gmc
	Gmc	% sul totale	Gmc	% sul totale	
2013	39,42	87,08	5,85	12,92	45,27
2014	41,98	85,22	7,28	14,78	49,26
2015	40,78	84,21	7,65	15,79	48,43
2016	38,72	83,54	7,63	16,46	46,35
2017	44,49	80,52	10,76	19,48	55,25
2018	39,03	77,63	11,25	22,37	50,28
2019	32,52	71,92	12,69	28,08	45,21
2020	33,05	68,67	15,08	31,33	48,12

Fonte: Energy Market Regulatory Authority, *Turkish Natural Gas Market Report 2020*.

Ridurre il peso della dipendenza dalle importazioni di gas ha significato e significa per Ankara anche investire nella diversificazione del paniere energetico, che – come evidenziato da un

⁴ “[TAP Starts Transporting First Gas](#)”, *TAP News*, 31 dicembre 2020.

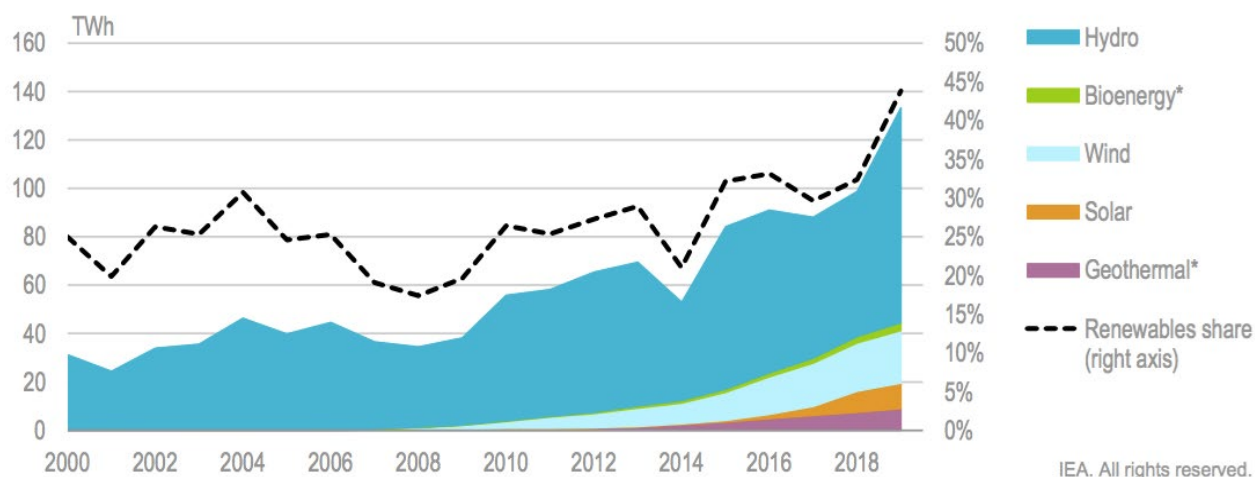
⁵ [Gazprom begins gas supplies to Serbia via new route starting from January 1, 2021](#), Gazprom, 1 gennaio 2021.

⁶ “Serbia and Hungary connect Balkan Stream gas pipeline”, *NI TV*, 4 luglio 2021.

⁷ Le contrattazioni spot sono state condotte con compagnie di 11 paesi – e principalmente con Qatar (3,25 Gmc) e Stati Uniti (2,98 Gmc). Energy Market Regulatory Authority, *Turkish Natural Gas Market Report 2020*.

recente rapporto dell'Agencia Internazionale dell'Energia (Iea) sul comparto energetico turco⁸ – aiuta a misurare l'efficacia della strategia energetica turca. Nel corso dell'ultimo decennio, in particolare, la Turchia ha fatto registrare una “crescita imponente” – nella formulazione dell'Iea⁹ – dell'utilizzo di rinnovabili. Ciò risulta particolarmente significativo nello strategico segmento della generazione di elettricità. In attesa che, a partire dal 2023, l'inaugurazione della prima centrale nucleare possa assicurare ulteriore diversificazione al paniere energetico, il crescente sfruttamento di energia geotermica, solare, idrica ed eolica ha già permesso in un decennio di triplicare l'utilizzo delle rinnovabili nella generazione (Cfr. Figura 8.2). Una tendenza, questa, tanto più significativa nella misura in cui potrebbe anche consentire ad Ankara di invertire la tendenza alla conversione *coal-to-gas* che, in controtendenza rispetto al panorama europeo, ha visto crescere il ricorso all'utilizzo del carbone, con pesanti ripercussioni in termini di emissioni e inquinamento delle aree industriali e urbane del paese.

FIG. 8.2 - IL PESO DELLE RINNOVABILI NELLA GENERAZIONE ELETTRICA (2000-2019)



Fonte: IEA

Le nuove scoperte, tra significatività economica e rilevanza politico-diplomatica

L'impatto delle recenti scoperte nel Mar Nero non può dunque essere valutato appieno se non congiuntamente alla recente evoluzione – e ai successi – della più ampia strategia energetica di Ankara. In questa prospettiva, al di là delle modalità e delle tempistiche con le quali la Turchia riuscirà a dar seguito all'obiettivo di mettere in produzione i giacimenti – il 2025/2026 appare prospettiva più realistica per l'avviamento – la mera prospettiva di riduzione del fabbisogno di importazioni nel medio e lungo periodo può avere un impatto significativo anche nel breve, anzitutto su un piano politico-diplomatico. Tre appaiono essere

⁸ Iea, [Turkey 2021. Energy Policy Review](#), International Energy Agency, 2021.

⁹ *Ibidem*, p. 3.

i piani sui quali, così inquadrati, le scoperte di Tpa0 possono avere un impatto significativo sulla partita energetica regionale.

Prima e più immediata ricaduta ha a che vedere con l'accresciuto potere negoziale di cui la Turchia può beneficiare nei confronti dei propri tradizionali fornitori di gas. Il ridimensionamento dei rischi legati alla stabilità dei flussi di importazione derivante da un sistema di approvvigionamento più diversificato e flessibile assicura cioè ad Ankara la possibilità di far valere le proprie ragioni nei negoziati sul rinnovo dei contratti di acquisto di gas di lungo periodo in scadenza (Tabella 8.3).

TAB. 8.3 - I CONTRATTI DI ACQUISTO DI GAS

Provenienza	Rotta	Gmc/a	Scadenza
Azerbaijani	South Caucasus Pipeline	6,6	aprile 2021
Nigeria	Gnl	1,3	ottobre 2021
Russia	TurkStream	4	dicembre 2021
Russia	TurkStream	4	dicembre 2021
Algeria	Gnl	4,4	ottobre 2024
Russia	Blue Stream	16	dicembre 2025
Iran	Tabriz–Ankara Pipeline	9,6	luglio 2026
Azerbaijani	Trans-Anatolian Pipeline	6	giugno 2033
Russia	TurkStream	6	dicembre 2042

In questo contesto, la prospettiva di ridimensionare la quota delle importazioni di gas sul totale dei consumi annui agisce – in combinazione con gli altri successi della strategia di sicurezza energetica nazionale – facilitando l'obiettivo di ridurre il fardello economico derivante dalla stipula di contratti di lungo periodo che, avendo fissato prezzi elevati, volumi rigidi e termini sfavorevoli di indicizzazione, hanno obbligato il Governo a sussidiare i prezzi praticati dalla compagnia nazionale del gas BOTAŞ al consumatore turco. Per questa via – come apparentemente dimostra lo stallo nel negoziato in corso con Baku per il rinnovo del contratto scaduto la scorsa primavera – Ankara potrà avanzare più risolutamente la richiesta di maggior flessibilità e profittabilità delle condizioni contrattuali, in termini di minor durata dei contratti, de-indicizzazione dei prezzi a quelli petroliferi e rimozione delle pesanti clausole *take-or-pay* e di quelle “di destinazione” – che impediscono la vendita all'estero del gas importato.

In secondo luogo, le più recenti tendenze del comparto energetico e del gas in Turchia possono avere un rilevante impatto anche sui progetti di sfruttamento dei giacimenti nei paesi limitrofi a essa. La maggiore disponibilità di risorse di gas indigene, unita alla crescente

diversificazione nell'approvvigionamento nazionale via tubo o Gnl, riduce per i produttori vicino e mediorientali le quote e i margini di ingresso in un mercato che è stato tradizionalmente di centrale importanza per lo sviluppo di progetti di estrazione dal Mediterraneo orientale fino al Mar Caspio. Per questa via, la saturazione del mercato turco del gas e la prevedibile contrazione dei prezzi in esso praticati sottraggono cioè profittabilità e fattibilità agli investimenti in sviluppo e trasporto di gas tanto dall'area medioorientale – Iraq del Nord e Iran – quanto da quella caspica – Azerbaijan e Turkmenistan.

Ultima ma non meno rilevante ripercussione sulla partita energetica regionale attiene al complesso intreccio di questioni economiche e strategiche che caratterizza lo sfruttamento del Mediterraneo orientale. Riducendo per la Turchia la presunta urgenza di individuare giacimenti gassiferi nell'area e, dunque, la portata strettamente economica delle controverse attività di esplorazione condotte nel corso degli ultimi anni, i successi della strategia energetica di Ankara potrebbero approfondirne la dimensione propriamente politico-diplomatica. In questa prospettiva, il recente annuncio del presidente Erdoğan sulla prosecuzione delle attività di prospezione nel Mediterraneo¹⁰ più che in passato va posto prioritariamente in relazione ai più ampi obiettivi di politica estera del paese, in un quadro d'insieme che potrebbe ulteriormente ridimensionare la propensione turca al compromesso.

¹⁰ [“Erdoğan says Turkey will carry on searching for gas in Mediterranean”](#), *Reuters*, 2 luglio 2021.

9. Afghanistan come futuro hub energetico: ambizioni e ostacoli nello scenario di latente conflittualità e instabilità

Fabio Indeo

La vittoria militare dei Taliban – concretizzatasi con la rapida presa della capitale Kabul il 15 agosto 2021 – e la proclamazione dell’Emirato islamico dell’Afghanistan delineano un contesto geopolitico di tipo nuovo nella regione centroasiatica, a seguito della decisione statunitense di lasciare definitivamente il paese.

In questa delicata fase di transizione, sembra tuttavia palesarsi pericolosamente uno scenario caratterizzato da condizioni di elevata conflittualità ed instabilità, in quanto i Taliban dovranno intervenire attivamente – sulla base degli impegni presi nell’ambito dell’accordo di Doha del 2020 – per sradicare la minaccia rappresentata dai *foreign fighters* affiliati alla formazione terroristica Stato Islamico-Khorasan (IS-K) (gli autori dell’attacco kamikaze all’aeroporto di Kabul) – viste le divergenze ideologiche tra le aspirazioni nazionaliste Taliban e le ambizioni di creare un califfato transnazionale di *Daesh*, perseguite anche da altri gruppi terroristi radicali presenti nel paese (*Al Qaeda*, *Jamaat Ansarullah*, Movimento Islamico dell’Uzbekistan).

Questa condizione di latente instabilità rappresenta una seria minaccia per l’implementazione dei progetti di cooperazione energetica regionale, all’interno dei quali l’Afghanistan riveste il ruolo di *hub*, destinati altresì a soddisfare i crescenti bisogni nazionali di energia elettrica e di idrocarburi. In particolare, l’ascesa dei Taliban rischia di inficiare negativamente sulla strategica partnership energetica con il Turkmenistan, congelando i vari progetti di collaborazione e vanificando i progressi raggiunti durante la presidenza Ghani.

Turkmenistan e Afghanistan, una cooperazione energetica reciprocamente proficua

I progetti per la realizzazione del gasdotto Tapi (acronimo che include le nazioni coinvolte, ovvero Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan, India) e dell’elettrodotto Tap (Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan) costituiscono i pilastri principali della cooperazione energetica tra le due nazioni.

Il gasdotto Tapi venne concepito nella seconda metà degli anni Novanta – quando era al potere il presidente turkmeno Saparmyrat Niyazov – ma venne successivamente accantonato a causa della crescente opposizione internazionale alla prospettiva di collaborazione con i Taliban afgani. Secondo i piani, questo gasdotto dovrebbe avere una capacità nominale pari a 33 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale all’anno e dovrebbe trasportare per quasi 1800 km il gas estratto dall’enorme giacimento turkmeno di Galkynish dal Turkmenistan all’Afghanistan occidentale (province di Herat e Farah) per poi dirigersi a sud (Helmand e

Kandahar), attraversare successivamente le città pachistane di Quetta (Belucistan) e Multan sino al confine indo-pachistano nei pressi della città indiana di Fazilka nello stato del Punjab.¹

L'effettiva realizzazione di questo gasdotto garantirebbe enormi benefici per tutte le nazioni coinvolte: il Turkmenistan disporrebbe di una rotta orientale di esportazione alternativa a quella cinese - che al momento praticamente assorbe la totalità delle esportazioni (nel 2020, il Turkmenistan ha esportato 31,6 Gmc di gas naturale, 27.2 Gmc verso la Cina, il restante tra Russia e altre repubbliche ex sovietiche)² - implementando con successo una strategia di diversificazione; l'Afghanistan potrebbe disporre di 5 Gmc di gas naturale all'anno, oltre alle *royalties* relative ai diritti di transito (stimate attorno ai 400 milioni di dollari all'anno) ed opportunità occupazionali per la popolazione, legate alle attività di costruzione, controllo e manutenzione delle condutture³; mentre Pakistan e India usufruirebbero di una rotta di approvvigionamento di gas naturale via terra - pari a 14 Gmc di gas naturale ciascuna - che permetterebbe di attenuare l'attuale dipendenza esclusiva dalle importazioni marittime, sottoforma di gas naturale liquido (Gnl).⁴

TAB. 9.1 - INDIA E PAKISTAN, IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE 2020

	Totale importazioni	Importazioni di gas attraverso pipeline terrestri	Importazioni di gas naturale liquido	Principali nazioni fornitrici
India	35,8 Gmc	0	35,8 Gmc	Qatar: 14,1 Gmc EAU: 4,8 Gmc Nigeria: 4 Gmc USA: 3,3 Gmc Angola: 3,1 Gmc
Pakistan	10,6 Gmc	0	10,6 Gmc	Qatar: 7,1 Gmc USA: 1 Gmc

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2021.

Malgrado la rilevanza strategica del progetto, nel corso degli anni la realizzazione del gasdotto Tapi ha subito dei continui rallentamenti a causa di irrisolte questioni securitarie ed economiche, interconnesse tra loro. Se si considera che i costi previsti per la realizzazione del Tapi ammontano a 10 miliardi di dollari, appare evidente che il mantenimento di una condizione di sicurezza e stabilità risulti fondamentale per attirare gli investitori internazionali e per garantire alle nazioni interessate la regolarità delle forniture. Il previsto transito del gasdotto in aree ad elevata instabilità - le province occidentali dell'Afghanistan e il territorio

¹ Islamic Republic of Afghanistan, Ministry of Mines and Petroleum, [Tapi Project](#).

² British Petroleum, [BP Statistical Review of World Energy](#), 2021, p. 45.

³ Islamic Republic of Afghanistan, Ministry of Mines and Petroleum, [Tapi Project](#).

⁴ British Petroleum (2021), pp. 44-45.

pachistano del Belucistan – ha fortemente condizionato e rallentato l'implementazione del progetto.

Il Turkmenistan ha dimostrato un convinto impegno nel contrarre prestiti per finanziare l'opera, che tuttavia non appaiono sufficienti per ammortizzare la spesa: a gennaio 2020 il Turkmenistan ha ottenuto un prestito dal Fondo di sviluppo saudita che si somma a quello ottenuto in precedenza (500 milioni di dollari) dall'Iciec (Insurance of Investment and Export Credit), fondo d'investimento che fa parte della Banca Islamica di sviluppo che ha offerto un prestito di oltre un miliardo di dollari per finanziare il Tapi.⁵

La combinazione tra il fattore economico e quello securitario ha portato a dei continui rinvii nella realizzazione dell'opera, che il presidente turkmeno auspicava venisse completata alla fine del 2019: nonostante Ashgabat avesse annunciato ufficialmente negli anni scorsi l'inaugurazione dei lavori per il tratto turkmeno del Tapi, la decisione della compagnia statale Turkmenogas di affidare alla società italiana RINA il ruolo di consulente/supervisore tecnico per il tratto di gasdotto (214 km) che attraverserà il paese indirettamente evidenzia i ritardi nel completamento del segmento nazionale. Ai ritardi turkmeni si sommano le difficoltà incontrate dall'Afghanistan per la realizzazione della bretella energetica che dovrebbe attraversare la nazione da est a ovest (per evidenti ragioni di sicurezza), mentre India e Pakistan hanno subordinato l'avvio dei lavori per le rispettive tratte nazionali alla richiesta (accettata dal presidente turkmeno) di ridurre il prezzo di vendita del gas in modo che questo prezzo sia competitivo con quello del gnl che risulta conveniente per il Pakistan.⁶

Sebbene l'obiettivo dell'entrata in funzione del Tapi entro il 2022 apparisse irrealistica anche precedentemente all'ascesa dei Taliban, le due nazioni si mostravano interessate a trovare un accordo. Ad aprile 2021, rappresentanti del governo turkmeno ed afgano si sono incontrati a Kabul per discutere dello sviluppo del progetto Tapi, siglando un importante documento congiunto finalizzato a garantire la sicurezza della sezione afgana del gasdotto, considerato un significativo e concreto passo in avanti per la realizzazione dell'infrastruttura di trasporto energetico.⁷

⁵ [“Saudi Development Fund to Finance Tapi Pipeline Project”](#), *Business Turkmenistan*, 10 gennaio 2020.

⁶ RINA sito ufficiale, [“RINA scelta per la costruzione del gasdotto Tapi in Turkmenistan”](#), 4 dicembre 2019.

⁷ [“Turkmenistan, Afghanistan sign security concept for Tapi gas pipeline construction”](#), *AKI Press*, 30 aprile 2021.

FIG. 9.1 - IL GASDOTTO TAPI



Fonte: *Analisi Difesa*.

L'altro progetto importante di cooperazione energetica concerne la realizzazione dell'elettrodotto Tap (con una capacità prevista di 500 kilovolt, kV), con l'obiettivo di incrementare le esportazioni di elettricità dal Turkmenistan all'Afghanistan e al Pakistan.⁸ Parte del progetto risulta finanziato dalla Banca asiatica di sviluppo, per il positivo impatto e i benefici sullo sviluppo socioeconomico della popolazione afgana. Visti i progressi dei mesi scorsi e la proficua cooperazione con il presidente Ghani, le autorità turkmene speravano che il Tap venisse completato nell'agosto 2021. Nel corso di una cerimonia virtuale tra il presidente Ghani e il suo omologo turkmeno il 14 gennaio 2021 è stato infatti inaugurato il primo dei tre segmenti che comporranno il Tap, un elettrodotto di 153 km dalla città di Kerki (Turkmenistan orientale) alla città afgana di Sheberghan. Nella fase iniziale, l'elettricità trasportata attraverso questa sezione dovrebbe raggiungere la città di Mazar-i-Sharif (quarta città afgana per popolazione) mentre l'approvvigionamento di Kabul è previsto nella seconda fase, ovvero dal 2022.⁹

Analogamente al caso del gasdotto Tapi, anche la realizzazione dell'elettrodotto Tap risulta estremamente vantaggioso per entrambe le parti, che infatti hanno già raggiunto un accordo per mantenere dei prezzi calmierati (e ulteriormente ridotti) con l'obiettivo di consolidare la cooperazione.¹⁰

Secondo le stime, oltre alle regolari forniture di elettricità l'Afghanistan otterrebbe 50 milioni di dollari come diritti di transito per le esportazioni turkmene di elettricità verso il Pakistan.¹¹

⁸ Regional Economic Cooperation Conference on Afghanistan (Recca), [Tap-500](#).

⁹ ["Turkmenistan, Afghanistan open new rail, power and communication links"](#), *Caravanserai-AFP*, 14 gennaio 2021.

¹⁰ ["Turkmenistan: Power to the Afghan people"](#), *Eurasianet*, 19 gennaio 2021.

¹¹ ["Turkmenistan To Export More Electricity To Afghanistan"](#), *MENAFN*, 23 dicembre 2020.

Per il Turkmenistan, l'esportazione di energia elettrica consente di ridurre la dipendenza dalle esportazioni di gas naturale, utilizzando l'abbondanza di idrocarburi (quarta nazione al mondo per riserve di gas naturale) per massimizzare la produzione di elettricità, generando un surplus rispetto ai consumi interni che può essere destinato all'esportazione, perseguendo altresì l'obiettivo della diversificazione economica ed ottenendo introiti aggiuntivi per consolidare il bilancio statale. Esempio di questo orientamento è l'investimento (1,2 miliardi di dollari) del Turkmenistan per l'avvio della centrale elettrica a gas naturale di Mary, che ha consentito alla nazione di raddoppiare le esportazioni di elettricità ai paesi vicini, disponendo di 3 miliardi di kilowatt/ora aggiuntivi all'anno.¹²

Taliban e Turkmenistan: verso una rinnovata partnership energetica?

L'ascesa politica e militare dei Taliban ha ovviamente creato uno scenario di incertezza nelle relazioni tra Turkmenistan e Afghanistan, rimettendo potenzialmente in discussione i progressi fatti negli ultimi mesi nell'ambito della cooperazione energetica.

Stabilità e sicurezza sono precondizioni fondamentali per la realizzazione dei progetti energetici e di interconnettività incentrati sull'Afghanistan, al fine di promuovere il suo ruolo di *hub* regionale. Per il Turkmenistan, la cooperazione energetica con l'Afghanistan risulta di vitale importanza, un'opzione geopolitica irrinunciabile in quanto offre la possibilità strategica di diversificare le rotte d'esportazione: preservare una condizione di sicurezza e stabilità permetterebbe inoltre ad Ashgabat di tutelare gli ingenti investimenti realizzati – secondo il ministro degli Esteri Rashid Meredov, il Turkmenistan avrebbe investito 1,25 miliardi di dollari per questi progetti di cooperazione con l'Afghanistan¹³ – e di realizzare con successo i diversi progetti. Queste considerazioni hanno spinto le autorità turkмене ad aprire un dialogo diplomatico con i Taliban, finalizzato a ottenere un loro concreto impegno per la protezione delle infrastrutture energetiche e a garantire la stabilità lungo il confine condiviso.

L'11 luglio, un mese prima della definitiva presa di Kabul e dell'intero Afghanistan, alcuni rappresentanti dei Taliban sono stati informalmente invitati ad Ashgabat per discutere con il ministro degli Esteri turkmeno: sebbene il Turkmenistan non abbia ufficialmente confermato il meeting, si presume abbiano parlato di questioni legate alla sicurezza, alla gestione dei migranti e senza dubbio di questioni inerenti la cooperazione energetica tra le due nazioni.¹⁴ Ancora, il 12 agosto il vice ministro degli Esteri turkmeno Vepa Hajiev ha incontrato a Doha il Mullah Baradar (una delle figure più in vista dei Taliban) – al meeting era presente anche l'inviato presidenziale uzbeko per l'Afghanistan Ismatulla Irgashev – per discutere della situazione in Afghanistan.

¹² [“Turkmenistan Opens Plant To Ship Power To Afghanistan”](#), *Tolo News*, 9 settembre 2018.

¹³ Ministry of Foreign Affairs of Turkmenistan, [“The Delegation of Turkmenistan had meetings with the Afghan Leadership”](#), 9 gennaio 2021.

¹⁴ [“Taliban Holds Talks With Turkmen Officials In Ashgabat Amid Deteriorating Afghan Security”](#), *Radio Free Europe/Radio Liberty*, 12 luglio 2021; [“Turkmenistan: As Taliban arrives at the gates, diplomats and army scramble”](#), *Akhal-Teke: A Turkmenistan Bulletin/Eurasianet*, 13 luglio 2021.

Occorre tuttavia sottolineare che l'attivismo diplomatico turkmeno nei confronti dei Taliban – finalizzato a ottenere rassicurazioni sulla fattibilità del gasdotto Tapi e protezione delle infrastrutture energetiche – non rappresenta certo una novità. Il 6 febbraio 2021 (ovvero sei mesi prima che i Taliban prendessero il controllo dell'Afghanistan), le autorità politiche turkмене (guidate dal vice primo ministro turkmeno e ministro degli Esteri Rashid Meredov) hanno ospitato ad Ashgabat una delegazione di Taliban afgani (capeggiata dal Mullah Baradar).

Dalle dichiarazioni del portavoce Suhail Shaheen (membro della delegazione Taliban) emergeva la ferma volontà dei Taliban di “offrire protezione (dagli attacchi) e pieno supporto per la realizzazione in sicurezza del gasdotto Tapi e degli altri progetti infrastrutturali (l'elettrodotto Tap, le connessioni ferroviarie tra le due nazioni) che contribuiranno al raggiungimento della pace e dello sviluppo economico in Afghanistan”.¹⁵

Anche dopo la presa del potere, i Taliban hanno confermato questo orientamento e questo approccio collaborativo: il 25 agosto il portavoce dei Shaheen ha dichiarato che il completamento del progetto di gasdotto Tapi viene considerata una delle priorità dell'Emirato islamico dell'Afghanistan.¹⁶

Permangono tuttavia delle forti perplessità sulla capacità e sulle reali intenzioni dei Taliban di proteggere le infrastrutture e di supportare concretamente la realizzazione dei progetti: infatti, essi formularono una promessa analoga nel novembre 2016 (con particolare riferimento al gasdotto Tapi), ma pochi mesi dopo attaccarono le reti di distribuzione di energia elettrica nell'Afghanistan settentrionale, interrompendo le forniture provenienti da Uzbekistan e Tagikistan. Nell'aprile 2019 i Taliban fecero saltare i tralicci interrompendo la rete di trasmissione di energia elettrica che dal Turkmenistan rifornisce la città di Qala-e Nau, capitale della provincia di Baghdis.¹⁷

L'attuale disponibilità dei Taliban va comunque letta e trova giustificazione nel contesto politico in evoluzione che si è venuto a creare, in quanto la decisione statunitense di congelare i 9,5 miliardi di dollari in riserve auree e beni che appartengono alla Banca centrale dell'Afghanistan, e la temporanea sospensione degli aiuti e dei finanziamenti internazionali, creano delle evidenti difficoltà alla nuova classe dirigente Taliban, spingendola alla ricerca di fonti di finanziamento necessarie per la costruzione del nuovo assetto statale.

La realizzazione del Tapi consentirebbe ai Taliban di beneficiare dei diritti di transito (stimati in 500 milioni di euro all'anno) e di una sorta di legittimazione internazionale per il loro impegno alla realizzazione e alla protezione della sezione afgana della *pipeline*, garantendo sicurezza.

¹⁵ Ministry of Foreign Affairs of Turkmenistan, “[The Meeting with the Delegation of Political Office of Taliban Movement was held in the MFA of Turkmenistan](#)”, 6 febbraio 2021; C. Putz, “[Taliban Visit Turkmenistan, Promise \(Again\) to Protect Tapi](#)”, *The Diplomat*, 9 febbraio 2021.

¹⁶ C. Devonshire-Ellis, “[Taliban Says OK For Afghanistan Tapi Gas Pipeline Work To Continue As Kabul Banks Reopen](#)”, *Silk Road Briefing*, 25 agosto 2021.

¹⁷ B. Pannier, A. Siddique, “[What Happened When The Taliban Visited Turkmenistan?](#)”, *Radio Free Europe/Radio Liberty*, 11 febbraio 2021.

Occorre altresì ricordare come il progetto del gasdotto Tapi abbia sempre beneficiato del supporto degli Stati Uniti, in quanto aprirebbe un corridoio d'esportazione energetica alternativo sul quale le potenze regionali (Russia, Cina, Iran) non sono coinvolte e non possono esercitare alcuna forma di controllo. Questo impegno di Washington nel supportare Turkmenistan e Afghanistan nella realizzazione del Tapi e del Tap venne ribadito a ottobre 2020 nell'ambito di un forum trilaterale patrocinato dagli Stati Uniti.¹⁸

Inoltre, Washington auspica la realizzazione del Tapi in funzione anti-iraniana in quanto vanificherebbe la costruzione dell'osteggiato gasdotto Ipi (Iran-Pakistan-India), originariamente concepito per trasportare gas iraniano ma potenzialmente (nel caso di mancata costruzione del Tapi) potrebbe essere un'opzione percorribile per le esportazioni turkmene, considerata l'esistenza di un gasdotto (ora non utilizzato) tra le due nazioni.

In questa prima fase di consolidamento del potere politico dei Taliban, sembra prevalere l'interesse reciproco delle parti a preservare la cooperazione energetica. Nonostante la situazione caotica che connota il paese, le esportazioni di elettricità turkmene verso le province nord-occidentali dell'Afghanistan continuano senza interruzioni, così come i collegamenti ferroviari tra le città turkmene di Imamnazar e Serhetabat con quelle afgane di Aqina e Torghundi, *checkpoint* strategici tra le due nazioni.¹⁹

Conclusioni

La convergenza di interessi strategici tra Turkmenistan e Taliban potrebbe dare nuovo impulso alla realizzazione del gasdotto Tapi, all'elettrodotta Tap ma anche a quei progetti infrastrutturali di trasporto come il corridoio intermodale Lapis Lazuli, concepito per trasportare merci dall'Afghanistan attraverso il Turkmenistan (utilizzando proprio quei *checkpoint* terrestri transfrontalieri di Imamnazar-Aqina e Serhetabad-Torghundi) e il Caspio sino all'Azerbaijan per poi raggiungere la UE attraverso il Caucaso e la Turchia.

A differenza del passato, i Taliban nutrono un forte interesse economico (necessità di reperire fondi per il consolidamento del potere) e politico (ottenere riconoscimento internazionale e legittimità) per la realizzazione di questi progetti. Tuttavia, andrà valutata la loro effettiva capacità – nel medio-lungo periodo – di garantire la sicurezza nelle aree attraversate dalle infrastrutture energetiche, potenziale e papabile obiettivo di attacchi terroristici a opera di quelle forze intenzionate a boicottare il controllo politico e militare dei Taliban sulla nazione, come dimostrato dagli attacchi di IS-K all'aeroporto di Kabul.

Come attestato dai 3 incontri con i Taliban nel corso del 2021, il Turkmenistan appare intenzionato a portare avanti un dialogo serrato con la nuova leadership politica che governa l'Afghanistan, per l'importanza che la realizzazione del gasdotto Tapi riveste per la strategia energetica turkmena, come unica opzione realisticamente fattibile per incrementare le

¹⁸ US Embassy in Turkmenistan, "[Joint Statement on Afghanistan – Turkmenistan – United States of America Trilateral Meeting](#)", 9 ottobre 2020.

¹⁹ Ministry of Foreign Affairs of Turkmenistan, "[Turkmenistan continues to provide electricity to the regions of Afghanistan](#)", 26 agosto 2021; Ministry of Foreign Affairs of Turkmenistan, "[Uninterrupted operation of check-points located on the Turkmen-Afghan border is ensured](#)", 26 agosto 2021.

esportazioni: infatti, gli ostacoli geopolitici (l'opposizione russa) al coinvolgimento turkmeno nel gasdotto transcaspico, il congelamento delle esportazioni gasifere verso l'Iran, la limitata capacità della partnership energetica con la Russia (che si è impegnata ad acquistare soltanto 5 Gmc di gas turkmeno all'anno) rendono la costruzione del gasdotto Tapi una priorità per il rafforzamento della sicurezza energetica di Ashgabat.

Osservatorio di Politica internazionale

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

L'Osservatorio realizza:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale

www.parlamento.it/osservatoriointernazionale



Senato della Repubblica



Camera dei Deputati



Ministero degli Affari Esteri
e della Cooperazione
Internazionale

Coordinamento redazionale:

Camera dei Deputati

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: st_affari_esteri@camera.it

<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>

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