

# L'impatto della crisi ucraina sul cambiamento climatico

6 giugno 2022

## Quale impatto ha la guerra sulla corsa al net zero



**David Page**

Head of Macro Research  
Macro Research – Core Investments



**Olivier Eugène**

ESG Research – Core Investments  
Head of Climate Research

### Punti chiave

- L'invasione della Russia in Ucraina ha provocato un grande scombussolamento sui mercati energetici e ha accelerato l'ambizione dell'UE a ridurre la propria dipendenza dai combustibili fossili di provenienza russa.
- La Commissione europea intende accelerare i già ambiziosi piani di introduzione delle tecnologie rinnovabili, portando la velocità media di riduzione delle emissioni annue da -4,8% a -5,0%.
- Tuttavia, nutriamo qualche dubbio sulla capacità dell'Europa di voltare le spalle al gas russo alla velocità prevista e sui suoi piani di introduzione di tecnologie rinnovabili, in particolare l'eolico, in tempi rapidi. Ma anche se si riuscissero a rispettare i piani, a nostro avviso l'Europa resterà vulnerabile a eventuali interruzioni delle forniture di gas fino al 2024, o anche oltre.
- Il gas mancante sarà probabilmente compensato dalla capacità esistente di combustibili fossili, anche con un maggiore ricorso alle centrali a carbone. Ne potrebbe conseguire un aumento delle emissioni nel prossimo decennio, oltrepassando sia i valori previsti dal pacchetto "Fit for 55" che quelli suggeriti dal nuovo piano unionale.
- Gli anni settanta del secolo scorso hanno segnato un punto di svolta nell'intensità di petrolio. La crisi in atto potrebbe segnare un analogo punto di svolta sui mercati energetici, aprendo la strada a una serie di nuove tecnologie per ridurre le emissioni.

### La guerra in Ucraina peserà sulla lotta al cambiamento climatico

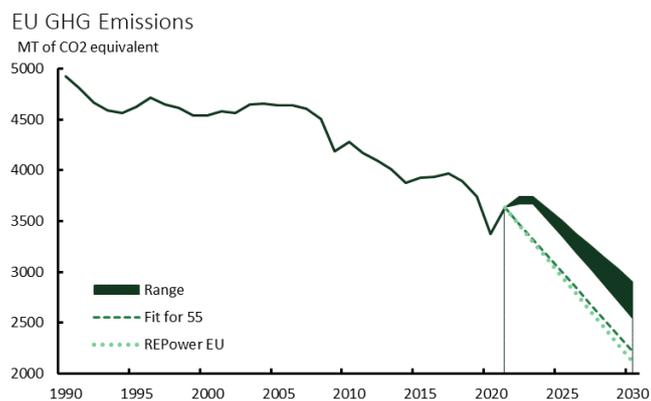
Alla decisione della Russia di invadere l'Ucraina hanno indubbiamente contribuito vari fattori, tra i quali la considerazione che, data la dipendenza europea dai combustibili fossili russi - in particolare dal gas - eventuali sanzioni da parte dell'Occidente non sarebbero state molto severe. Tale convinzione era basata sulla considerazione dell'esiguità delle scorte di gas europee, delle forti pressioni inflazionistiche e del fatto che il piano d'azione europeo per il clima Fit for 55 ("Pronti per il 55%") prevedeva una graduale riduzione delle importazioni di gas nel prossimo decennio, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 55% sui livelli del 1990 entro il 2030. Tale analisi avrà suggerito che il relativo potere del gas russo in questo momento potrebbe ridursi nel tempo.

Ma, alla luce dei fatti, questi calcoli si dimostrano errati. Le sanzioni contro la Russia sono state più severe, molto più estese e più condivise di quanto molti si sarebbero aspettati. Per di più, in conseguenza dell'inevitabile aumento dei prezzi energetici – in particolare del gas naturale europeo – la Commissione europea ha proposto una ridefinizione ancora più rapida delle importazioni di gas per ridurre la dipendenza dell'Europa dalle forniture russe.

L'Europa ha già bandito le importazioni di carbone dalla Russia, e ora sta valutando l'applicazione di sanzioni sulle importazioni di petrolio, e persino di gas.

Lo studio considera i piani dell'Europa per ridurre la propria dipendenza dal gas russo. Calcoliamo il probabile impatto sulle emissioni europee di GHG se le forniture di gas russo all'Europa dovessero cessare – imponendo il ricorso a combustibili sostitutivi, e più inquinanti, per colmare temporaneamente la capacità di generazione mancante. Tuttavia, nel medio periodo il passaggio accelerato a tecnologie di generazione da combustibili non fossili porterebbe con ogni probabilità a una più rapida riduzione delle emissioni. Passeremo quindi a un'analisi critica della plausibilità di questi assunti. La Figura 1 illustra le nostre stime dell'impatto sulle emissioni di GHG dei nuovi piani dell'UE, e il probabile andamento delle emissioni.

**Figura 1: Stima delle emissioni di GHG in diversi scenari**



Fonte: Commissione europea, marzo 2022

Considereremo anche le implicazioni al di fuori dell'Europa, rilevando come, per alcune delle più grandi economie mondiali, si può ipotizzare una ridefinizione delle forniture energetiche, che potrebbe semplicemente rimescolare il mercato delle forniture di gas – anche se questi cambiamenti richiederanno tempo.

Infine cercheremo di capire quali possano essere le implicazioni dello shock dei prezzi per le forniture di energia rinnovabile. Un destino simile è quello toccato al petrolio negli anni Settanta, quando il forte aumento dei prezzi determinò un importante cambiamento delle modalità di utilizzo. Nonostante il successivo aumento della domanda ai livelli più alti di sempre, l'intensità di petrolio raggiunse il picco nel 1973 e, da allora, è sempre andata diminuendo. Cercheremo di capire cosa significhi l'ultimo shock dei prezzi energetici per le rinnovabili, e se possa dare ulteriore spinta a una riduzione accelerata dell'intensità di gas.

## REPowerEU: affrancarsi dall'influenza della Russia

Nel contesto di una ben più articolata risposta all'invasione russa, la Commissione europea ha pubblicato REPowerEU – un piano d'azione europeo congiunto per un'energia più accessibile, sicura e sostenibile. Lo scorso marzo è stato pubblicato un documento strategico, seguito da un documento attuativo completo a maggio. I due documenti prospettano di poter affrancare l'Europa dalla dipendenza dal gas russo “ben prima della fine del decennio”. La strategia si basa su un approccio coordinato, che prevede la diversificazione delle forniture di gas, una maggiore efficienza energetica (riducendo la domanda), un incremento della generazione da fonti rinnovabili e lo sviluppo infrastrutturale per evitare strozzature.

Per mettere il progetto in prospettiva, circa il 40% del gas distribuito sulla rete europea proviene dalla Russia. Nel 2021 abbiamo importato in totale 155 miliardi di metri cubi (bcm) di gas russo<sup>1</sup>. La Commissione ipotizza di riuscire ad approvvigionarsi 60 bcm di gas da fonti alternative già quest'anno. Di questi 60 bcm, 10 bcm proverranno da fonti alternative via gasdotto, e 50 bcm da forniture di gas naturale liquefatto (GNL), che gli Stati Uniti si sono già impegnati a inviare all'Europa nella misura minima di 15 bcm già quest'anno.

Con il piano d'azione Fit for 55, l'Europa aveva già previsto di ridurre i consumi di gas di 100 bcm entro la fine del decennio. REPowerEU propone una combinazione tra diversificazione degli approvvigionamenti di gas e misure atte a ridurre la domanda di gas naturale, in modo da accelerare la flessione. La Figura 2 presenta le misure proposte dalla Commissione, con la prevista riduzione della domanda di gas.

**Figura 2: le proposte di riduzione della domanda di gas nel piano REPowerEU**

| Parametro                          | Ambizione FF55 (bcm) | Proposte Post Ucraina |                  |
|------------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------|
|                                    |                      | Entro fine 2022 (bcm) | Entro 2030 (bcm) |
| Produzione di biometano            | 17                   | 3,5                   | 18               |
| Produzione di idrogeno rinnovabile | 9-18,5               | -                     | 25-50            |
| Misure di efficientamento          | 38                   | 13                    | 10               |
| Tetti solari                       | (incl. in 170 sotto) | 2,5                   | 26               |
| Pompe di calore                    | 35                   | 1,5                   | costo anticipato |
| Capacità eolica e solare           | 170                  | 20                    | 26               |

Fonte: Commissione europea, marzo e maggio 2022

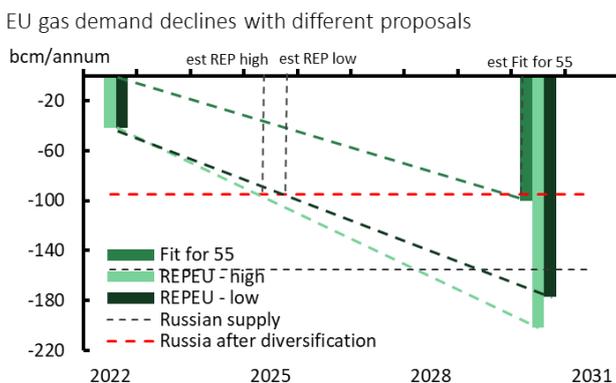
Nella sua proposta, la Commissione dichiara di poter ridurre già quest'anno la domanda di 41,5 bcm. Per valutare il potenziale impatto nel resto del decennio, abbiamo formulato una serie di ipotesi. Come prima cosa, ipotizziamo che il piano Fit for 55 sarebbe arrivato gradualmente a ridurre la domanda di 100 bcm in dieci anni. In secondo luogo, supponiamo che avvenga

<sup>1</sup> “REPowerEU: Azione europea congiunta per un'energia accessibile, sicura e sostenibile”, Commissione europea, 8 marzo 2022.

con gradualità anche l'ulteriore riduzione della domanda a lungo termine prevista nel rapporto di marzo – che si stima pari a 53-78 bcm entro il 2030. Infine, teniamo per buono l'incremento della prevista capacità solare da 420 a 600 GW riportato nella pubblicazione più dettagliata di maggio. La Figura 3 illustra la prevista riduzione della domanda di gas. Sulla base di queste stime semplificate, si può prevedere che, a livello di domanda di gas, l'UE possa svincolarsi dalla dipendenza dalla Russia all'incirca entro il 2025 e che, pertanto quest'anno e il prossimo saranno quelli in cui l'Unione europea sarà più vulnerabile.

Da qui si evince anche che, prima di tale termine, senza le forniture russe l'UE potrebbe andare incontro a una carenza di gas. In base ai nostri calcoli, si tratterebbe di circa 55 bcm quest'anno, 35 bcm nel 2023 e 15 bcm nel 2024. Nella fase attuale, nulla potrebbe far desistere l'UE dal continuare a ridurre la quota residua di gas importato dalla Russia, e in questo caso l'impatto sulle emissioni sarebbe relativamente limitato. Tuttavia, se questi flussi di gas dovessero arrestarsi, a causa di divergenze sulla valuta di pagamento, embarghi o blocchi delle forniture, l'UE dovrebbe compensare questa differenza.

### Figura 3: Flessione stimata del consumo di gas



Fonte: Eurostat, Nazioni Unite, AXA IM Research, dati 2020

Come l'UE lo farà dipenderà dagli usi del gas. Un terzo del gas è utilizzato dal settore energetico per la generazione di elettricità e calore; un quarto è utilizzato dalle famiglie; e un decimo è utilizzato dal settore pubblico e in ambienti commerciali – in entrambi i casi, soprattutto a fini di riscaldamento. Questi utilizzatori sopperiranno al deficit di gas con altri combustibili, ad esempio con elettricità generata da combustibili alternativi, e gli utenti finali aumenteranno l'uso di elettricità. La quota restante – poco più di un quarto – è utilizzata dall'industria. Possiamo ipotizzare che qualche settore industriale potrà sostituire il gas con l'elettricità – ad esempio per riscaldare a

basse temperature, anche se l'operazione richiederà capitale sostitutivo, e anche per questo ci vorrà del tempo. Altri segmenti industriali non potranno sostituire il gas a medio termine, sia perché utilizzano il gas direttamente (per esempio il settore chimico), sia perché utilizzano forni ad alte temperature che richiederebbero rifinanziamenti di capitale di entità importante, per esempio in ambito siderurgico. Calcoliamo che poco meno del 20% del gas naturale utilizzato sia destinato a usi industriali non sostituibili.

Quest'anno il deficit di 55 bcm di gas implica 266 TWh di elettricità equivalente (circa il 10% del consumo totale di elettricità dell'UE), che scenderanno a 150 TWh nel 2023 e a 25 nel 2024<sup>2</sup>. L'impatto di questo deficit sull'offerta, sulla determinazione dei prezzi e, pertanto, sulla domanda, è una questione complessa. Tuttavia, possiamo supporre che un quarto di questa capacità mancante sarà coperta da una contrazione della domanda – determinata dal miglioramento dell'efficienza energetica, dai costi elevati o dalla non sostituibilità. Ipotizziamo inoltre che questa produzione di energia aggiuntiva non potrà in alcun caso essere coperta da un aumento della capacità da fonti rinnovabili – che è già stata accelerata nell'ambito del piano REPowerEU.

Considerando la generazione di elettricità, osserviamo che nel 2021 la quota prodotta da centrali nucleari è stata pari a circa 33 TWh in meno rispetto al 2019, in parte per via di alcuni noti problemi ai reattori gestiti da Électricité de France (EDF) – la più grande azienda elettrica europea con impianti di questo tipo<sup>3</sup>. Da quest'anno ci aspettiamo in ogni caso un marginale recupero della produzione di energia da impianti nucleari, che potrebbe tornare ai livelli pre 2019.

Anche la produzione da centrali a carbone si è fortemente ridotta, con un calo di 188 TWh dal 2017, probabilmente indice di una scelta strategica più che di difficoltà operative. Da quella data, queste centrali a carbone sono state in parte dismesse, il che rende più difficile recuperare capacità produttiva. In ogni caso, ci aspettiamo che la produzione di elettricità da carbone potrebbe risalire ai livelli del 2017, in parte rimettendo in funzione impianti dismessi, e facendoli temporaneamente lavorare con fattori di carico più alti. Nel rapporto di maggio la Commissione ha inoltre precisato che "le attuali capacità di carbone potrebbero essere sfruttate anche più a lungo di quanto inizialmente prospettato".

Considerando che un quarto del deficit di gas è coperto dal calo della domanda, la ripresa della generazione da impianti nucleari e a carbone dovrà essere sufficiente a coprire un equivalente aumento della domanda di elettricità. Tuttavia, se la flessione della domanda non sarà così sensibile – a causa di aiuti

<sup>2</sup> L'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) cita un rapporto di 10,28 TWh per 1 bcm di gas per il solo trasferimento di energia. Sulla base di un tasso di efficienza delle centrali a gas del 45-57%, l'IEA cita circa 0,20 metri cubi di gas/1 kWh di elettricità prodotta o 4,96 TWh/1 bcm.

<sup>3</sup> L'EDF prevede di produrre intorno a 295-315 TWh nel 2022, e tra 300 e 330 TWh nel 2023, dagli oltre 400 TWh di prima del 2015.

governativi per contrastare i rincari dell'energia – potrebbe rendersi necessario adottare prassi più esplicite di gestione della domanda.



## La grande giostra del gas

La nostra analisi suggerisce che, nel breve periodo, potrebbe aumentare la generazione di elettricità da impianti a carbone più inquinanti per compensare la temporanea riduzione delle forniture di gas. Tuttavia, valutando in modo più approfondito il mercato del GNL, emerge un'ulteriore complessità.

Anche il piano REPowerEU auspica la riduzione della dipendenza dell'UE dal gas russo attraverso la diversificazione degli approvvigionamenti, con un incremento delle importazioni di GNL di 50 bcm già quest'anno. La dimensione del mercato del GNL nel 2020 raggiungeva globalmente un volume di 488 bcm<sup>4</sup>. Il piano REPowerEU suggerisce di portare le importazioni di GNL di quest'anno a più del 10% del mercato complessivo. Nella sezione che segue passeremo a considerare alcuni dei rischi di questa posizione e le possibili conseguenze del passaggio.

Resta qualche dubbio sulla capacità dell'UE di realizzare questo livello di diversificazione. L'UE sembrerebbe avere la capacità di aumentare le importazioni di GNL di 50 bcm. La capacità totale di importazione di GNL dell'UE è pari a 157 bcm<sup>5</sup> - livello equivalente alle importazioni di gas russo. Nel 2021, 13 paesi UE hanno importato 80 bcm di GNL. In media, questo dato suggerisce un utilizzo della capacità intorno al 50%. A dicembre

2021, lo sfruttamento della capacità ha superato il 60%. Per importare altri 50 bcm nel 2022 si dovrebbe arrivare a sfruttare circa l'83% della capacità annua, superando il precedente picco del 70%, raggiunto nel secondo trimestre del 2020.

Eppure, parte dell'attuale capacità residua di GNL si trova nel 'posto sbagliato'. In particolare, circa 34 bcm di capacità si trovano in Spagna, collegata alla Francia da un gasdotto della portata di soli 7,5 bcm. Sarebbe necessario potenziare la connessione del gas tra la Spagna e il resto del continente per fare in modo che questa capacità supplementare sia effettiva e non solo teorica. Nessuno di questi ostacoli è insormontabile, ma potrebbero frapporsi in qualche misura all'aumento della capacità da realizzare quest'anno.

In un'ottica a più lungo termine, la capacità di importazione di GNL è destinata a espandersi. La Germania ha commissionato due nuovi terminali GNL, per Brunsbüttel e Stade, e pare che la Francia stia considerando un terminale galleggiante a Le Havre. Tutti questi progetti, comunque, richiederanno tempo; la realizzazione dei terminali tedeschi è prevista per il 2024 e 2026, mentre occorreranno due anni all'operatore di rete francese per collegare il terminale galleggiante<sup>6</sup>.

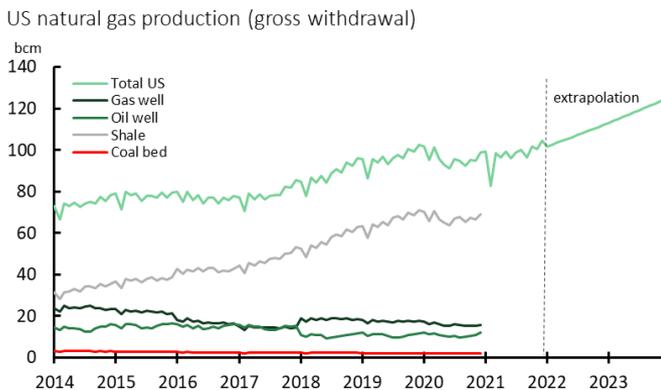
Ma chi fornirà il GNL supplementare? Il candidato più ovvio sono gli USA. Dopo tutto, hanno una delle più estese riserve mondiali di gas naturale, nel 2020 sono stati il maggiore produttore mondiale (il 40% in più della Russia) ed entro la fine del 2022 dovrebbero avere la più elevata capacità mondiale di esportazione di GNL, superando sia l'Australia che il Qatar. Il 25 marzo scorso, il Presidente Biden ha annunciato che gli USA intendono aumentare le forniture di gas all'Europa di 50 bcm, ma solo nel 2030. Per quest'anno si sono impegnati a inviare almeno 15 bcm.

Nel breve termine, 15 bcm è un contributo importante, ma rappresenta anche un marcato incremento della produzione USA. La produzione totale di gas degli Stati Uniti (prelievo lordo) è tornata a salire, dopo il calo registrato durante la pandemia (Figura 4), con il contributo del gas di scisto, cui è riferita la produzione aggiuntiva. Estrapolando il trend attuale, possiamo pensare che la produzione totale di gas possa agevolmente aumentare di ulteriori 15 bcm, nonostante il timore che i problemi delle catene di approvvigionamento e la legislazione in materia climatica e di lavoro possano aver ridotto la capacità di risposta del settore all'aumento dei prezzi.

<sup>4</sup> "Statistical Review of World Energy 2021", BP, luglio 2021.

<sup>5</sup> "Liquified natural gas", Eurostat, febbraio 2022.

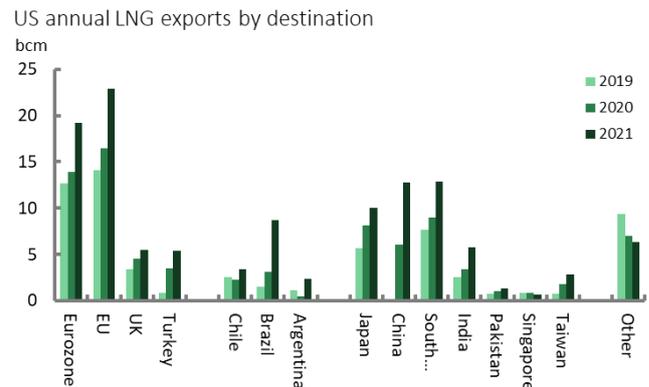
<sup>6</sup> [French plans for a floating LNG regasification terminal](#) - GRTgaz – 9 marzo 2022.

**Figura 4: Legami commerciali diretti con Russia/Ucraina**


Fonte: Eurostat, Nazioni Unite, AXA IM Research, dati 2020

Eppure, la capacità di assicurare l'esportazione di altri 15 bcm di GNL quest'anno è un'altra questione. Gli USA prevedono un ulteriore aumento della capacità di esportazione di GNL quest'anno, calcolato in circa 140 bcm (dai circa 100 bcm del 2021) per raggiungere la capacità massima – nonostante i ritardi di progettazione e realizzazione degli impianti di GNL subiti negli ultimi anni. Per di più, ciò presuppone che non vi siano vincoli di transito, tenendo conto anche della capacità di trasporto dei gasdotti dai campi di estrazione di gas di scisto ai terminali GNL e alle gasiere.

Per riuscire ad aumentare le esportazioni di ulteriori 15 bcm di gas, gli USA potrebbero semplicemente dirottare attuali forniture da altre destinazioni. La Figura 5 riporta le recenti esportazioni di GNL dagli Stati Uniti per destinazioni. Tuttavia, una riduzione delle forniture di GNL all'Asia, per esempio, allo scopo di aumentare le consegne all'Europa, potrebbe esporre le economie asiatiche a carenza di gas. Ciò, a sua volta, potrebbe forzare altri paesi a ricorrere a combustibili più inquinanti per generare elettricità. È certamente quanto è accaduto in Cina l'anno scorso, quando, a causa della carenza di energia, si è avuto un aumento nella produzione e nell'uso del carbone, nonostante l'impatto che questa scelta potrà avere sugli obiettivi nazionali a più lungo termine di riduzione delle emissioni.

**Figura 5: Esportazioni di GNL dagli USA**


Fonte: EIA, AXA IM Research, Aprile 2022

Ulteriori 15 bcm di esportazioni dagli Stati Uniti rappresenterebbero comunque meno di un terzo del fabbisogno totale dell'UE per quest'anno. Se Qatar e Australia fossero entrambi in grado di garantire la stessa quantità di gas, il suo insieme non sarebbe comunque sufficiente a coprire i 50 bcm di gas che l'UE spera di riuscire a procurarsi quest'anno. Ma questi esportatori potrebbero anche andare incontro a difficoltà sul fronte della produzione, spedizione ed esportazione di gas naturale, dato che dovrebbero deviare le attuali esportazioni di gas, creando situazioni di carenza in altri paesi.

Paradossalmente, potrebbero essere proprio le forniture di gas russo ad allentare questa pressione. Prima della guerra, il Presidente cinese Xi Jinping e il Presidente russo Vladimir Putin annunciarono una serie di accordi commerciali ed energetici, incluso un nuovo impegno ad aumentare le forniture di gas russo alla Cina di 10 bcm l'anno. Si tratta dell'ultimo di una serie di intese e fa seguito a un accordo siglato nel 2014 che ha portato alla costruzione del gasdotto Power of Siberia, che dovrebbe erogare alla Cina da contratto 38 bcm di gas entro il 2025. La Russia sta costruendo capacità per questo primo gasdotto per erogare fino a 44 bcm. La nuova intesa farà salire le forniture russe alla Cina a 48 bcm.

#### Diretta dai mercati

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA)<sup>7</sup>, le importazioni europee di GNL sono già aumentate di 18 bcm nel primo trimestre del 2022, e si prevede di raggiungere un aumento annuo di 25 bcm.

L'Europa si è accaparrata nuovi volumi e quote di mercato, approfittando del calo della domanda da parte dell'Asia provocato dai rincari.

<sup>7</sup> Rapporto sul mercato del gas, T2-2022, aprile 2022.



La Russia ha inoltre considerato la possibilità di collegare alla Cina i giacimenti della Penisola di Yamal, che attualmente riforniscono l'Europa, con un gasdotto che dovrebbe attraversare la Mongolia, con una portata stimata di circa 50 bcm<sup>8</sup>. Il progetto non è stato ancora ufficialmente concordato. Inizialmente, il progetto avrebbe assicurato alla Russia un più grande potere contrattuale sia con l'Europa che con la Cina, data la possibilità di assicurare all'una o all'altra le forniture provenienti da questo importante distretto gasiero. L'accelerazione del processo di affrancamento dal gas russo da parte dell'Europa potrebbe mettere la Cina nelle condizioni di assicurarsi un accordo migliore. Tuttavia, poiché la Cina ha grandi ambizioni rispetto alla riduzione delle emissioni, la sua domanda di gas potrebbe aumentare rapidamente, mentre l'offerta globale e i prezzi saranno meno convenienti.

La Cina potrebbe non essere l'unico acquirente. Si sa che l'India acquista gas e petrolio russi a forte sconto, e anche altre economie asiatiche potrebbero essere interessate. Le sanzioni avranno un ruolo importante. Per il momento, le esportazioni russe di energia non sono soggette a sanzioni. Tuttavia, per siglare contratti a lungo termine occorre essere certi che la situazione non cambi. Dagli ultimi eventi emerge il rischio di un'estensione delle sanzioni in risposta all'aggressione russa. Per di più, l'ambizione dell'Occidente di escludere l'esportazione di energia dalle sanzioni sembra meno decisa, e potrebbe ridursi ulteriormente una volta che si sarà efficacemente svincolato dalle forniture russe. I paesi

potrebbero così subire controsanzioni, o essere penalizzati da forniture ridotte se dovessero decidere di svincolarsi in futuro – un rischio che potrebbe essere implicitamente incluso nel prezzo di eventuali contratti a lungo termine.

La possibilità di realizzare una riorganizzazione delle forniture internazionali di gas aumenta nel lungo periodo. L'impegno a lungo termine degli USA ad aumentare le forniture all'Europa di 50 bcm appare gestibile nel 2030. In questo lasso di tempo, è possibile che la Russia stipuli contratti che prevedano forniture più consistenti ad altri paesi. Nel complesso, potrebbe risultarne un grande carosello per la produzione di gas: la Russia potrebbe ridurre le vendite all'Occidente, ma aumentare quelle verso l'Oriente; l'Oriente potrebbe ridurre la domanda di GNL dagli Stati Uniti, che così potrebbero aumentare le esportazioni verso l'Europa. Ciò farebbe ipotizzare un aumento dell'offerta di gas per soddisfare la domanda crescente e ridurre le produzioni di energia più inquinanti in altre parti del mondo. In ultima analisi, i consumi di gas resterebbero più o meno ai livelli di prima della guerra. Ma non mancherebbero difficoltà di ordine pratico, inclusa la necessità di negoziare contratti di fornitura a lungo termine, di aumentare la capacità dei terminali GNL e di costruire nuovi gasdotti.

È pertanto ipotizzabile che, nel lungo periodo, abbia luogo una riorganizzazione dell'offerta globale di gas. Tuttavia, questo rende probabile una fase di aggiustamento, che potrebbe benissimo durare anche tre-cinque anni. In questa fase di adattamento, molte economie, e non solo quella europea, potrebbero subire una riduzione dell'offerta di gas e un aumento del costo dell'energia. A sua volta, ciò potrebbe spingerle ulteriormente a ricorrere a sistemi di generazione dell'energia prontamente disponibili, anche se più inquinanti, nonostante i piani già operativi per accelerare gli investimenti in energia pulita.

### L'impatto sulle future emissioni di gas serra

Le implicazioni climatiche e l'impatto sulle emissioni della potenziale evoluzione del mix energetico e della fornitura di energia primaria dipendono fondamentalmente dal contenuto di carbonio dei combustibili. La combustione del carbone è per natura un'attività a maggiore intensità di carbonio di quella del gas naturale, ma non tutti i gas sono uguali.

Le tabelle riportate seguito presentano le rispettive intensità di carbonio della generazione di elettricità e l'impronta di carbonio del gas naturale in base alla sua origine:

<sup>8</sup> "Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications", The Oxford Institute for Energy Studies, marzo 2022.

**Figura 6: Intensità di carbonio della generazione elettrica**

| g CO2e / kWh | Emissions | Source    |
|--------------|-----------|-----------|
| Coal         | 760       | IPCC      |
| Coal         | 1 014     | US EIA    |
| Lignite      | 1 010     | Coaltrans |
| Coal         | 1 094     | RWE       |
| Natural Gas  | 370       | IPCC      |
| Natural Gas  | 414       | US EIA    |
| Natural Gas  | 424       | RWE       |
| Natural Gas  | 366       | Iberdrola |

Fonte: IPCC, EIA, Coaltrans, RWE, Iberdrola

**Figura 7: Intensità di carbonio delle consegne di gas naturale via gasdotto e di GNL alla Francia, prima della combustione**

| g CO2e / kWh | Emissions | Type     |
|--------------|-----------|----------|
| Norway       | 9         | Pipeline |
| Norway       | 23        | LNG      |
| Russia       | 40        | LNG      |
| Nigeria      | 52        | LNG      |
| Qatar        | 58        | LNG      |
| Russia       | 59        | Pipeline |
| Algeria      | 66        | Pipeline |
| Algeria      | 80        | LNG      |
| USA          | 85        | LNG      |

Fonte: Carbonio 4

Il passaggio dal gas al carbone è estremamente negativo in termini di emissioni di carbonio. Le emissioni effettive delle centrali a carbone sono più che doppie rispetto a quelle delle centrali a gas. Produrre 1 kWh da carbone anziché da gas fa aumentare le emissioni nella misura di 0,67 kg di CO<sub>2</sub>, stando alle intensità effettive della società di utility tedesca RWE. Se la produzione da centrali a carbone in UE dovesse crescere di 188 TWh per sostituire la riduzione delle forniture di gas, le emissioni di CO<sub>2</sub> crescerebbero di 126 MT, con un aumento delle emissioni di gas serra del 3-4% in tutta l'UE.

Anche se l'UE riuscirà nella migrazione da altri 50 bcm di gas russo a forniture alternative di GNL, ci sarebbero comunque implicazioni in termini di emissioni di gas serra. Il gas russo arriva in UE via gasdotto. Se Gazprom non è il massimo dell'efficienza nel trasporto di gas via gasdotto<sup>9</sup>, in genere il gas trasportato in questa modalità ha una minore intensità di emissioni rispetto al GNL. Uno studio condotto nel 2018 dall'International Energy Association (IEA)<sup>10</sup> su questi aspetti è giunto alla conclusione che l'intensità media del gas distribuito

via gasdotto è pari a 95,5 kg di CO<sub>2</sub> equivalente per barile di petrolio equivalente, contro una media di 118,3 kg nel GNL. Questa differenza è riconducibile alla quantità di energia necessaria per le operazioni di liquefazione, spedizione e rigassificazione del GNL. Il passaggio dal gas naturale proveniente da gasdotto al GNL avrebbe così conseguenze negative sul clima globale, anche se le emissioni aggiuntive non riguarderebbero l'UE, ma soprattutto i paesi in cui il gas è prodotto e liquefatto.

Per di più, ci sono grandi differenze nell'impronta di carbonio dei vari gas in base alla loro origine. Il principale elemento distintivo è il livello di emissioni di metano, specialmente nelle fasi di produzione e trasporto. Si tratta di un aspetto importante in quanto il metano, componente principale del gas naturale, è un potente gas serra, con un impatto pari a circa 80 volte quello del carbonio. La Figura 7 mette in evidenza questa variazione, che rispecchia in gran parte la qualità delle prassi operative, la distanza percorsa e le perdite di metano. La Norvegia è un modello riconosciuto di efficienza, mentre le attività produttive di Russia e Stati Uniti sono note per le frequenti perdite di metano.<sup>11</sup> La Figura 7 suggerisce che l'uso di GNL di provenienza USA in parziale sostituzione del gas russo aumenterebbe le emissioni globali, anche se le emissioni riguarderebbero gli Stati Uniti e non l'UE.

Ciò detto, occorre mettere tutti gli elementi in prospettiva. Stando ai dati disponibili, il passaggio dal gas russo al GNL statunitense porterebbe a un aumento di 26 g CO<sub>2</sub>/kWh; il passaggio dal gas a carbone comporterebbe invece un aumento di 670 g CO<sub>2</sub>/kWh, ossia 25 volte di più. Anche se è importante scegliere forniture di gas il più pulite possibile, per l'UE è più importante evitare di aumentare la combustione di carbone.

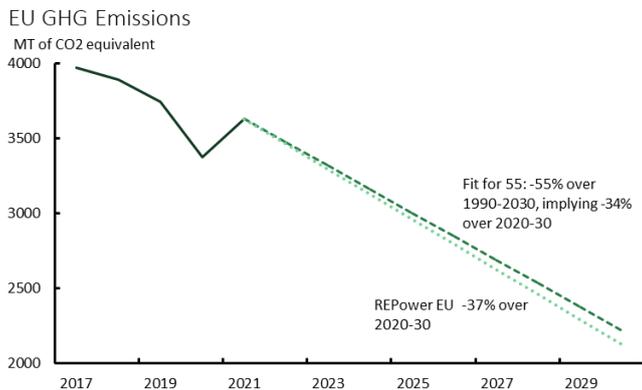


<sup>9</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/gazprom-admits-to-massive-methane-leaks>

<sup>10</sup> World Energy Outlook 2018.

<sup>11</sup> Eugene, O., "A climate change conundrum: Is there a sweet spot for natural gas in the energy transition?", AXA IM Research, settembre 2021.

**Figura 8: le emissioni di gas serra con il REPowerEU**



Fonte: Commissione europea, AXA IM Research, aprile 2022

La Figura 8 analizza il piano REPowerEU e stima la probabile variazione delle emissioni di gas serra – rispetto al percorso base di riferimento del piano Fit for 55 – considerando anche il previsto cambiamento del mix energetico e dei consumi. Anche se la Commissione sostiene che REPowerEU "non modifica l'ambizione iniziale", a nostro modo di vedere innalza gli obiettivi già ambiziosi del precedente piano, ma in misura limitata, in quanto alcuni settori più inquinanti, come i trasporti, non sono coinvolti in questa nuova iniziativa. Eppure vale la pena di sottolineare le dimensioni del cambiamento; le emissioni sono diminuite del 31% tra il 1990 e il 2020 e l'obiettivo attuale è di ridurre ulteriormente le emissioni in un terzo del tempo. Infine, per semplificare, presentiamo un adeguamento lineare, sebbene sia più probabile una maggiore accelerazione nella seconda parte del decennio.

### Le realtà pragmatiche delle ambizioni dell'UE

I principali risultati dello studio ci dicono che, se possiamo aspettarci più emissioni nei prossimi anni a fronte dell'adeguamento del mix energetico dell'UE, nella seconda parte del decennio dovremmo assistere a un drastico calo, in funzione dell'accelerazione degli investimenti nelle rinnovabili, che potrebbero avere un impatto a livello di impianti di generazione di 170 bcm entro il 2030. Un deficit di capacità di generazione da rinnovabili potrebbe così portare a un aumento delle emissioni a causa di un maggiore ricorso ai combustibili fossili e/o a nuove misure di gestione della domanda. Passeremo poi a considerare quanto questo ritmo accelerato di investimento si dimostrerà realisticamente fattibile.

Il piano Fit for 55 prevedeva già l'introduzione di 900 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili, di cui 380 GW nell'eolico e 420 GW nel solare, e puntava a una crescita del 40% delle rinnovabili nel consumo di energia primaria dell'UE, raddoppiando il livello corrente. Il piano REPowerEU si spinge ancora più in là, puntando a un livello del 45% e a ulteriori 160

GW di capacità, prevalentemente nel solare, che attualmente si ipotizza possa arrivare a quasi 600 GW. Questo in pratica significa più che triplicare la capacità installata entro il 2030, con livelli annui medi di nuovi impianti per oltre 55 GW nell'eolico e più di 65 GW nel solare. Per mettere in prospettiva questi dati, gli impianti eolici e solari installati nel mondo nel 2021 hanno rispettivamente rappresentato una capacità di 94 e 168 GW.

Se consideriamo le previsioni formulate dalle associazioni di settore<sup>12</sup>, tra il 2022 e il 2026 si prevede l'installazione di 21 GW annui in impianti eolici, mentre si stima che il ritmo di crescita delle nuove installazioni di impianti solari passerà dai 26 GW l'anno del 2021 a 50 GW entro il 2025 e a 80 GW entro il 2030. Il settore del solare sembra sulla buona strada per raggiungere sia l'obiettivo intermedio di 320 GW entro il 2025 che l'obiettivo dell'UE per il 2030, mentre il settore eolico denota un forte ritardo.



Anche l'idrogeno rinnovabile (verde)<sup>13</sup> è presentato come un veicolo che potrebbe consentire di sostituire 25-50 bcm di gas russo. Il piano parla di oltre 5 milioni di tonnellate (MT) di produzione regionale e fino a 10 MT di importazioni. Sebbene non se ne faccia menzione nei documenti dell'UE, parrebbe trattarsi di introdurre l'idrogeno nella rete del gas naturale, miscelandoli in proporzioni tali da ridurre il consumo di gas, proprio come avviene miscelando l'etanolo alla benzina per ridurre il consumo. Sebbene sia pensabile bruciare idrogeno puro in sostituzione del gas naturale per alcune applicazioni industriali, potrebbe non essere una soluzione praticabile a breve termine, in quanto richiederebbe la sostituzione o l'adattamento degli impianti. Più in generale, ci sembra che il fabbisogno di elettricità per la produzione di idrogeno verde non ne faccia un sostituto efficiente, se non in poche applicazioni specifiche. Siamo altresì dell'idea che l'ambizione europea in questo ambito sia un tantino eccessiva, e non ci sembra probabile che si riesca a realizzarla.

<sup>12</sup> Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf  
EU Market Outlook for Solar Power (solarpowereurope.org).

<sup>13</sup> Prodotto mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando elettricità rinnovabile.

REPowerEU prospetta anche un uso maggiore di biometano, con l'obiettivo di aggiungere 35 bcm entro il 2030, di cui 3,5 bcm quest'anno. Stando alla European Biogas Association (EBA), la produzione di biogas e di biometano<sup>14</sup> in Europa (inclusi Regno Unito e Svizzera) nel 2021 è stata di soli 19 bcm, di cui circa 3 bcm di biometano. L'EBA ha censito 1.023 impianti per la produzione di biometano, registrando un incremento di quasi 300 unità in 18 mesi, e ritiene di poter potenzialmente arrivare a produrre 1.000 TWh di biogas e biometano, ossia 95 bcm, entro il 2050. In uno studio pubblicato nel 2021, Engie va ancora oltre e dichiara un potenziale di 1.700 TWh per il biometano, inclusi 462 TWh da colture energetiche intermedie se saranno sviluppate<sup>15</sup>.

Pertanto, il target europeo per il 2030 di 35 bcm appare ambizioso, ma realizzabile. Tuttavia, l'obiettivo di aggiungere ulteriori 3,5 bcm solo nel 2022, che equivarrebbe a più che raddoppiare l'attuale capacità a livello UE, è molto più impegnativo.

Infine, realizzare questa ambiziosa trasformazione richiederà un maggiore coordinamento tra paesi UE. Il Green Deal europeo è un passo nella giusta direzione, ma occorre fare di più per armonizzare prassi e regolamenti. L'invasione russa dell'Ucraina può essere di stimolo a un migliore coordinamento degli interventi, e l'ultimo aggiornamento del piano REPowerEU<sup>16</sup> esprime con più decisione l'intenzione di cambiare le regole del gioco. In particolare, apprezziamo la priorità attribuita all'accelerazione dell'iter di approvazione per l'eolico e il solare, e l'intenzione di considerare l'energia rinnovabile un "interesse pubblico prevalente".. L'introduzione di regole comuni è un trampolino di lancio, ma sarà compito dei singoli paesi adottare le misure necessarie per trasformare la retorica in realtà, e con ogni probabilità potranno insorgere conflitti tra la strategia europea generale e le istanze politiche locali. Mancano solo otto anni al 2030 e dobbiamo accelerare il passo, specialmente per l'eolico. Se nei prossimi tre-quattro anni non si darà il via libera a molti progetti, potrebbe essere troppo tardi. Più in generale, l'UE dovrebbe collaborare con i paesi vicini, inclusi Regno Unito, Svizzera e Norvegia, per sviluppare norme comuni a livello europeo. In particolare, è positivo come il governo britannico, nella nuova strategia energetica presentata il 6 aprile 2022, punti a ridurre i tempi di approvazione dei piani per la realizzazione di nuovi parchi eolici offshore da quattro anni a un solo anno.



Ci sembra improbabile che l'UE riesca a realizzare tutte le sue ambizioni di investimento accelerato nelle rinnovabili – soprattutto pensando al settore eolico. Una produzione insufficiente di rinnovabili imporrebbe ulteriori misure specifiche di gestione della domanda o la produzione di elettricità con altri sistemi – probabilmente continuando a fare ricorso ai combustibili fossili. In uno studio pubblicato nel 2020<sup>17</sup>, la Fondazione Enel stimava che un aumento dell'1% delle rinnovabili nel mix energetico primario porterebbe a una riduzione di 77 MT di gas serra se andasse a sostituire il carbone, e di 32 MT se sostituisse il gas naturale. Il piano Fit for 55 e il piano REPowerEU fanno affidamento su un aumento delle rinnovabili in questo decennio di 25 punti percentuali. Inoltre, la prospettiva, quanto meno temporanea, di aumentare il ricorso al carbone in sostituzione del gas russo, seriamente considerata in Germania, farebbe aumentare le emissioni<sup>18</sup>. Alla luce di queste considerazioni, nella Figura 9 riportiamo quello che riteniamo essere il probabile andamento delle emissioni effettive – rapportato alla nostra valutazione delle possibili implicazioni del piano REPowerEU in questo senso.

<sup>14</sup> Il biogas è un mix di biometano (di solito tra il 50% e il 70%) e di altri gas, in particolare di CO<sub>2</sub>. Il biometano si ottiene attraverso un processo di purificazione del biogas

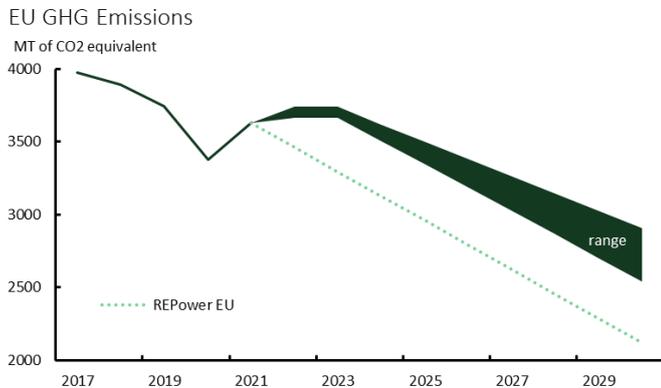
<sup>15</sup> ENGIE 2021 June Biogas potential and costs in 2050

<sup>16</sup> "REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition", Commissione europea, 18 maggio 2022.

<sup>17</sup> Circular Europe: Come gestire con successo la transizione da un mondo lineare a uno circolare - enelfoundation.org

<sup>18</sup> German operators prepare for extending runtime of decommissioned coal plants | Clean Energy Wire

**Figura 9: Le emissioni potranno restare elevate più a lungo**



Fonte: Commissione europea, AXA IM Research, Aprile 2022

Con la ripresa post-pandemia e il ritorno del carbone, una riduzione delle emissioni nel 2022-2023 ci sembra improbabile – per lo meno in Germania, dove è in atto un'accelerazione nel campo delle rinnovabili, ma non ancora sufficiente. Negli anni successivi, ci aspettiamo una riduzione delle emissioni, ma più lenta di quanto auspicherebbe l'UE, in particolare per la questione dell'eolico.

Fondamentalmente non riteniamo che la governance, gli sviluppi industriali visibili e i flussi di investimenti siano compatibili con i livelli auspicati dall'UE nel piano Fit for 55 e in REPowerEU. Gli ultimi annunci, in ogni caso, ci sembrano positivi, in quanto prospettano un cambiamento delle regole e promuovono la cooperazione e l'innovazione, prevedendo interventi di finanziamento. Non ci sorprenderebbe pertanto se vi fosse un'accelerazione nella seconda metà del decennio.

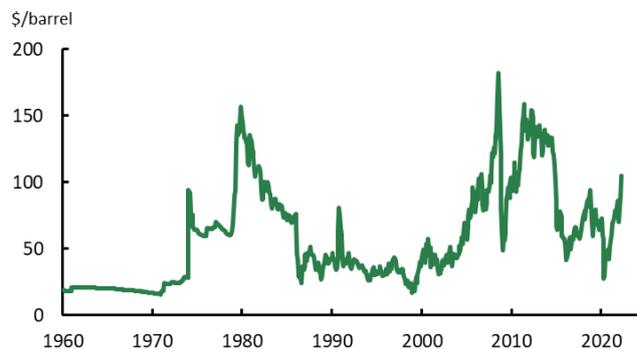
Nel periodo 1990-2020, le emissioni a livello europeo in termini di tasso di crescita annua cumulativo (CAGR) sono diminuite dell'1,2% annuo. Rispetto al decennio precedente, il CAGR segna una diminuzione del -2,3%, ma solo del -1,5% se non si tiene conto della brusca riduzione nel 2020 dovuta al Covid-19. Il piano Fit for 55 considera un CAGR del -4,8% annuo nel periodo 2020-30, con un aumento delle emissioni di oltre il 7% nel 2021, e calcoliamo che la diminuzione annua media per rispettare i requisiti del piano REPowerEU debba essere addirittura del -5%. Il probabile andamento effettivo della flessione annua sarà a nostro avviso compreso tra il -2,8% e il -4,5%, meno di quanto prospettato dell'UE ma comunque decisamente più rapido rispetto agli ultimi trent'anni. Al momento c'è una grande incertezza rispetto a queste prospettive, e restiamo in attesa di annunci più precisi nei prossimi mesi. Seguiremo da vicino anche l'evoluzione delle norme che presiedono all'iter autorizzativo, che costituisce la componente più critica ai fini della realizzazione delle ambizioni europee.

## Lezioni dagli Anni Settanta e adozione della tecnologia

Più in generale, possiamo vedere evidenti analogie con gli shock petroliferi degli anni Settanta. La Figura 10 mostra i prezzi del petrolio in termini reali ed evidenzia l'impennata dei prezzi associata agli shock petroliferi del 1973 e del 1979. I prezzi del petrolio in termini reali hanno superato i livelli raggiunti in entrambi i casi – anche se la repentinità del cambiamento è stata eccezionale.

**Figura 10: Gli Anni Settanta hanno cambiato la percezione del petrolio**

Real price of oil (Brent rebased Feb 2022 prices)

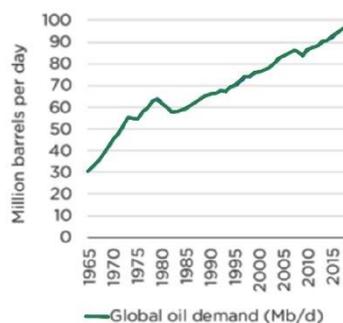


Fonte: Refinitiv, AXA IM Research, aprile 2022

Eppure gli shock dei prezzi petroliferi negli anni Settanta hanno modificato l'atteggiamento verso il petrolio, che in precedenza era visto come una fonte di combustibile affidabile, conveniente e non-volatile. La Figura 11 mostra come, dopo un breve periodo di effettivo calo dei consumi, i prezzi elevati non hanno impedito la crescita della domanda di petrolio (sebbene a ritmo decisamente più lento).

**Figura 11: Il costante aumento della domanda**

b. Global oil demand



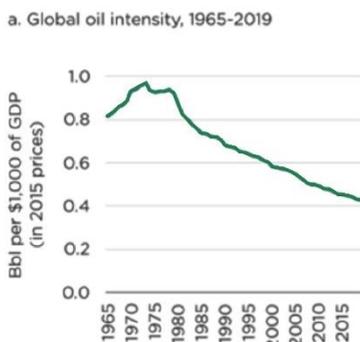
Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, aprile 2022

La Figura 12 mostra però come, da quel momento, l'intensità di utilizzo del petrolio abbia continuato a diminuire. Questo dato è tanto più significativo se consideriamo la relativa complessità dell'uso del petrolio che, come il gas naturale, viene utilizzato

sia per il riscaldamento che per generare elettricità, ma anche per i trasporti e per la fabbricazione della plastica.

È sicuramente plausibile che lo shock attuale possa costituire un indicatore di questo tipo per i mercati del gas naturale. Gli obiettivi di riduzione delle emissioni a livello mondiale probabilmente terranno ancora alta la domanda di gas, come combustibile di transizione da alternative più inquinanti, prima di essere soppiantato del tutto dalla generazione da combustibili non fossili. Ciò potrebbe implicare persino un ulteriore incremento dell'intensità di gas. Ciò nonostante, l'aumento dei prezzi del gas, la loro volatilità, e il ritorno dei timori relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti potrebbero accelerare ulteriormente la transizione alle rinnovabili.

**Figura 12: Costante calo dell'intensità di petrolio**

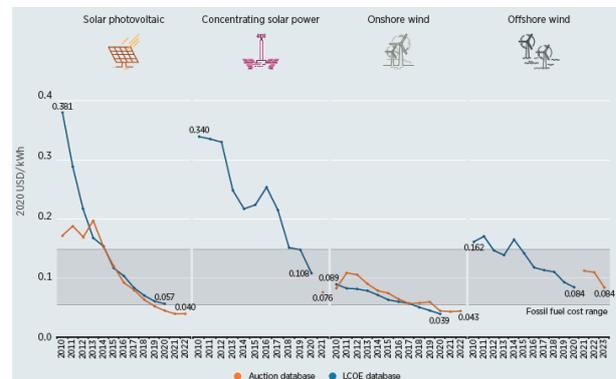


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, aprile 2022

### La crescente competitività delle tecnologie rinnovabili

Più in generale, possiamo vedere evidenti analogie con gli shock petroliferi degli anni Settanta. Molti studi hanno evidenziato che il settore delle rinnovabili è diventato estremamente competitivo, e le agevolazioni pubbliche non sono più necessarie. La International Renewable Energy Agency (IRENA) pubblica regolarmente analisi dei costi (Figura 13<sup>19</sup>).

**Figura 13: Costo livellizzato dell'elettricità da fonti rinnovabili**



Fonte: IRENA

Vi sono differenze regionali, legate a condizioni locali e agli sviluppi delle value chain, ma le rinnovabili dovrebbero diventare la scelta standard, soppiantando la generazione di energia basata su combustibili fossili. La competitività delle rinnovabili aumenta ulteriormente se si tiene conto anche del costo del carbonio. E l'attuale crisi energetica che colpisce l'Europa non fa che rafforzare questa conclusione.

Tuttavia, non basta considerare i costi di produzione delle rinnovabili. L'eolico e il solare sono fonti di elettricità intermittenti per natura, mentre il nucleare, da un lato, assicura livelli di produzione costanti, e carbone e gas, dall'altro, possono generare potenza a richiesta. Man mano che le rinnovabili conquistano quote di mercato, le reti elettriche iniziano a funzionare in modo diverso, e si impongono delle modifiche. Per questo occorre tenere conto anche di costi aggiuntivi di sistema, oltre ai costi marginali connessi alla generazione.

Molti studi hanno affrontato queste tematiche<sup>20</sup>, giungendo alla conclusione che, prima o poi, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili richiederà ulteriori interventi a livello di rete, in particolare in termini di stoccaggio e di interconnessione. I costi di sistema sono più bassi nei sistemi flessibili, nei quali la rete elettrica è sottoposta ad adeguata manutenzione, vi sono numerosi nodi e buffer che consentono di gestire le oscillazioni di potenza. L'elettricità generata da combustibili fossili non è soggetta a tali costi aggiuntivi, ma è gravata da un costo supplementare del carbonio che non tocca le rinnovabili. Una comparazione corretta dovrebbe pertanto tenere conto dei costi di sistema aggiuntivi delle rinnovabili e dei costi del carbonio degli impianti a combustibili fossili per ogni kWh generato.

<sup>19</sup> Renewable Power Generation Costs in 2020 - Giugno 2021

<sup>20</sup> UK Energy Research Centre - Intermittency Report - febbraio 2017  
Projected Costs of Generating Electricity - IEA e OCSE - 2020

A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids | Nature Energy - 2021

Per di più, l'energia eolica e quella solare assicurano l'ulteriore vantaggio dell'indipendenza energetica – alla quale, tuttavia, non è semplice attribuire un prezzo.

In un'ottica a lungo termine, valuteremo anche altre tecnologie di decarbonizzazione, ad esempio l'elettrolisi dell'acqua o le pompe di calore, che potrebbero essere avvantaggiate dallo shock man mano che migliora il loro costo relativo. Più in generale, lo shock dei prezzi associato agli shock politici della guerra in Ucraina potrebbero creare opportunità e nuove condizioni per un forte sviluppo dell'innovazione. Esistono da tempo anche altre tecnologie e soluzioni, che

potrebbero finalmente trovare il loro posto al sole; tra queste, l'idrogeno verde e le tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio. Anche altre tecnologie, in fasi più iniziali di sviluppo, potrebbero essere catalizzate dai recenti sviluppi, fino a diventare possibili competitor.

L'attuale crisi ucraina potrebbe servire a rinfocolare gli spiriti animali della decarbonizzazione - e l'UE dovrebbe cercare di farsi promotrice di questi sviluppi.

---

## DISCLAIMER

Il presente documento ha finalità unicamente informativa e i relativi contenuti non vanno intesi come ricerca in materia di investimenti o analisi su strumenti finanziari ai sensi della Direttiva MiFID II (2014/65/UE), raccomandazione, offerta o sollecitazione all'acquisto o alla vendita di strumenti finanziari o alla partecipazione a strategie commerciali da parte di AXA Investment Managers o di società ad essa affiliate. I pareri, le stime e le previsioni qui riportati sono il risultato di elaborazioni soggettive e potrebbero essere modificati senza preavviso. Non vi è alcuna garanzia che eventuali previsioni si concretizzino. Informazioni su terze parti sono riportate unicamente per fini informativi. I dati, le analisi, previsioni e le altre informazioni contenute nel presente documento sono forniti sulla base delle informazioni a noi note al momento della predisposizione degli stessi. Pur avendo adottato ogni precauzione possibile, non viene rilasciata alcuna garanzia (né AXA Investment Managers si assume qualsivoglia responsabilità) sull'accuratezza, affidabilità presente e futura o completezza delle informazioni contenute nel presente documento. La decisione di far affidamento sulle informazioni qui presenti è a discrezione del destinatario. Prima di investire, è buona prassi rivolgersi al proprio consulente di fiducia per individuare le soluzioni più adatte alle proprie esigenze di investimento. L'investimento in qualsiasi fondo gestito o promosso da AXA Investment Managers o dalle società ad essa affiliate è accettato soltanto se proveniente da investitori che siano in possesso dei requisiti richiesti ai sensi del prospetto informativo in vigore e della relativa documentazione di offerta.

Qualsiasi riproduzione, totale o parziale, delle informazioni contenute nel presente documento è vietata.

I contenuti disponibili nel presente documento sono stati redatti a cura e sotto la responsabilità di AXA Investment Managers SA, società di diritto francese con sede legale presso Tour Majunga, 6 place de la Pyramide, 92800 Puteaux, iscritta al Registro delle imprese di Nanterre con numero 393 051 826. In altre giurisdizioni, il documento è pubblicato dalle società affiliate di AXA Investment Managers SA nei rispettivi paesi.