

IL PANORAMA ENERGETICO ITALIANO DOPO L'INVASIONE RUSSA DELL'UCRAINA

SETTEMBRE 2023

Davide Panzeri et al.



SOMMARIO

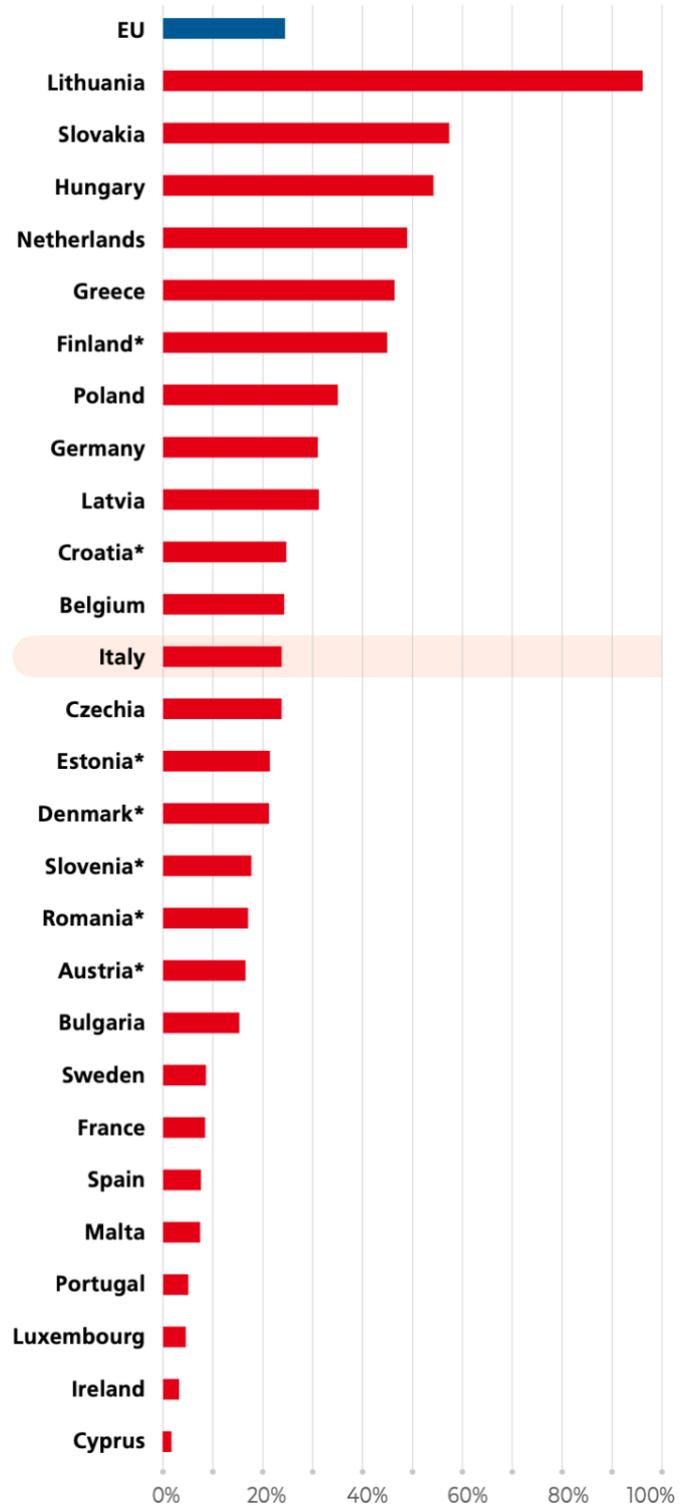
Introduzione	3
1 Il settore energetico in Italia prima dell'invasione russa dell'Ucraina	4
1.1 Dipendenza dalla Russia	5
1.1.1 <i>Importazioni di gas, petrolio, carbone e prodotti raffinati</i>	5
1.1.2 <i>Variazioni nel 2022</i>	5
1.1.3 <i>La generazione elettrica italiana</i>	7
2 Interventi di risposta immediata dopo febbraio 2022	7
2.1 Intervento di sussidi alle bollette e alle accise sui carburanti	7
2.2 Politiche italiane nell'ambito delle norme UE di risparmio gas	9
2.3 Performance italiana di risparmio gas	10
3 Conseguenze principali del conflitto e delle sanzioni	11
4 Risposte di medio e lungo periodo	13
4.1 Il mix energetico del futuro	14
5 Possibili conseguenze rispetto agli obiettivi climatici europei	15

INTRODUZIONE

L'invasione russa dell'Ucraina e la crisi energetica che l'ha accompagnata hanno avuto impatti significativi sul settore energetico di molti paesi UE, tra cui l'Italia. Dopo più di un anno dall'inizio del conflitto questo studio analizza i cambiamenti nel mix energetico italiano e le politiche messe in campo dal governo nel breve e medio/lungo periodo. Nel 2021, prima della guerra, l'Italia era fortemente dipendente dalle importazioni di gas naturale russo, con circa il 40% del totale del gas importato (72,6 miliardi di metri cubi standard) provenienti dalla Russia. Nel 2022 l'Italia ha invece dimezzato le importazioni di gas russo (19% del totale) e parallelamente triplicato le esportazioni. Inoltre, se nel 2021 almeno un quinto dell'energia elettrica consumata in Italia era prodotta con gas russo, nel 2022 tale quota si è ridotta a circa un decimo. Per quanto riguarda le politiche pubbliche messe in campo, il governo ha predisposto un [piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale](#) e si calcola che gli oneri pubblici di contenimento delle bollette energetiche in Italia siano quantificabili nel biennio 2021-2022 in 62,8 miliardi di euro. **Dallo studio emerge come gli sforzi di riduzione dei consumi in Italia abbiano prodotto riduzioni superiori all'obiettivo europeo del 15%. Il consumo di gas è infatti diminuito del 18,6% tra agosto 2022 e gennaio 2023, pur in assenza di misure strutturali.**

Grafico 1 – Importazione dalla Russia in energia disponibile lorda

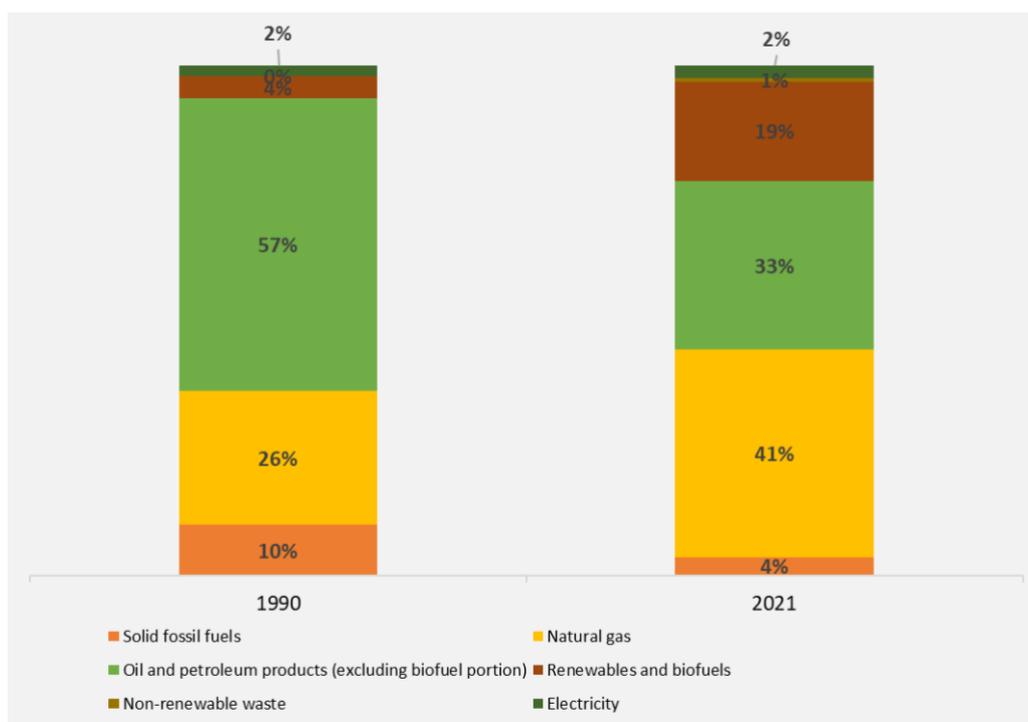
Fonte: Eurostat. Include stime per i dati non dichiarati per Paesi (*)



1 IL SETTORE ENERGETICO IN ITALIA PRIMA DELL'INVASIONE RUSSA DELL'UCRAINA

Nel 2021, il consumo energetico interno lordo¹ italiano è stato di [153,7 Mtep](#)², poco inferiore ai 155,4 Mtep del 2019 e in decisa crescita rispetto ai 141,6 Mtep del 2020, anno in cui però la pandemia aveva causato una riduzione dei consumi energetici. I combustibili di origine fossile hanno rappresentato il principale vettore del sistema energetico nazionale, anche se la loro combinazione è notevolmente cambiata dal 1990 quando i prodotti petroliferi erano la componente principale, seguiti da gas naturale e combustibili solidi. Nel 2021 il gas naturale ha rappresentato la quota maggiore con il 41% del consumo interno lordo, seguito dai prodotti petroliferi con il 33%. Nello stesso anno le energie rinnovabili hanno coperto il 19% dei consumi interni lordi, ossia 29,9 Mtep.

Grafico 2 – Quota del consumo interno lordo per fonte energetica – confronto tra il 1990 e il 2021.
Fonte: Eurostat



I consumi finali di energia, che mediamente costituiscono l'80% dell'energia primaria, sono stati di 113,3 Mtep nel 2021³. La quota coperta da gas naturale, prodotti petroliferi, rinnovabili ed elettricità è stata rispettivamente del 30%, 34%, 10% e 22%. Il consumo energetico pro capite delle famiglie italiane nel 2021 è di 0,84 tep,

¹ Gross Inland Energy Consumption in Eurostat.

² Mtep = milioni di tonnellate equivalenti di petrolio

³ Fonte. Eurostat

leggermente inferiore al dato pre-crisi del 2019 pari a 0,87 tep. Nel confronto con gli altri Paesi europei l'Italia è in linea con la media dell'Unione⁴.

Se guardiamo nel dettaglio la produzione di energia elettrica, nel 2021, la produzione netta dell'Italia è stata di 280 TWh⁵. Di questa, il 59% è stata di origine fossile e il restante 41% proveniente da fonti rinnovabili (idrica, eolica, fotovoltaica e da biomassa). Dei 164,5 TWh di energia termica, il 77% era da gas naturale e il 7,8% da carbone.

Al netto dell'energia destinata ai pompaggi (3 TWh), la produzione nazionale ha coperto l'87% della richiesta elettrica. Il restante 13% (43 TWh) è stato importato dall'estero: 19 TWh dalla Svizzera, 15 TWh dalla Francia, 5 TWh dalla Slovenia, 3 TWh dal Montenegro e, in misura decrescente, da Grecia, Austria e Malta.

1.1 DIPENDENZA DALLA RUSSIA

1.1.1 IMPORTAZIONI DI GAS, PETROLIO, CARBONE E PRODOTTI RAFFINATI

Il settore energetico italiano prima dell'invasione russa dell'Ucraina era legato alle importazioni russe principalmente per il gas naturale. Nel 2021, l'Italia ha infatti importato 72,6 miliardi di metri cubi standard (mld Sm³) di gas metano, di cui 29 mld Sm³ (pari a circa il 40%) provenienti dalla Russia. L'Italia è tra gli Stati membri che storicamente importa maggiori quantità di gas naturale dalla Russia. È molto più ridotta, invece, la dipendenza italiana dalle altre importazioni di fossili dalla Russia. Nel 2021 infatti sono state importate 193 mila tonnellate di carbone russo (2% delle importazioni nazionali) e 5,7 milioni di tonnellate di petrolio (il 10% del totale di 57 milioni di tonnellate importate). Non vi sono state importazioni di materiali legati alla produzione energetica nucleare dal momento che questa tecnologia non è consentita in Italia.

1.1.2 VARIAZIONI NEL 2022

Nel 2022 le importazioni⁶ di gas naturale sono state di 72,4 mld Sm³, di cui il 19% proveniente dalla Russia. A quasi parità di importazioni di gas naturale, dunque, l'Italia ha dimezzato la sua dipendenza dalle forniture russe, principalmente

⁴https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2021.pdf

⁵ Fonte: Terna

⁶ Fonte: Snam

sostituendole con forniture da altri paesi tramite infrastrutture già esistenti. Rispetto al 2021, la produzione nazionale di gas è infatti rimasta sostanzialmente invariata e pari a circa 3,3 mld Sm³, mentre sono triplicate le esportazioni con 4,6 mld Sm³ nel 2022 a fronte dei 1,5 mld Sm³ del 2021. Tale aumento è di oltre 4 mld Sm³ se confrontato con il livello registrato nel 2019, pari ad appena 0,3 mld Sm³.

Questo è un dato interessante da sottolineare perché mostra che durante il periodo di maggior costo delle forniture gas, l'Italia ha acquistato gas in quantità superiore alle proprie necessità, per poi riesportarlo.

Per quanto riguarda il petrolio⁷, nel 2022 l'Italia ha importato un totale di 62,5 milioni di tonnellate (Mt) di greggio contro le 57 Mt del 2021 (+9%), con una percentuale di forniture russe che è passata dal 10% al 19%. In valore assoluto, le importazioni da Mosca sono più che raddoppiate, passando da 5,7 milioni di tonnellate a 12 Mt. Il dato di import totale 2022 è sostanzialmente in linea con quello del periodo precedente la crisi pandemica: nel 2019 le importazioni di greggio sono state pari a 63,2 Mt, con una quota di importazioni russe pari al 14%.

Rispetto ai prodotti petroliferi derivati, semilavorati e finiti, il confronto sul biennio 2021-2022 mostra un leggero incremento nei totali, che passano dalle 14,8 Mt del 2021 alle 15,3 Mt del 2022 (+3,3%) e una riduzione della dipendenza dalle importazioni russe: 17,6% nel 2021 contro 13,7% del 2022. Nel 2022, il consumo complessivo di prodotti petroliferi è stato di 58,4 Mt, contro le 55,4 Mt del 2021. In prevalenza i consumi hanno riguardato il settore dei trasporti, con un'incidenza del 67% sul totale, contro il 61% del 2021.

Per quanto concerne i combustibili fossili solidi (carbone e pet-coke), dal 2021 al 2022 le importazioni sono sensibilmente aumentate passando da 9,5 a 13,1 Mt. Una delle ragioni è il maggior utilizzo del carbone termoelettrico in alternativa a una parte del gas nei mesi in cui i prezzi del gas sono stati eccezionalmente alti. Anche in questo caso, le importazioni dalla Russia, pur se già molto contenute, si sono sensibilmente ridotte passando da 193 mila tonnellate (kt) a circa 100 kt, ossia dal 2% all'1% del totale.

⁷ Fonte: [Mase](#)

1.1.3 LA GENERAZIONE ELETTRICA ITALIANA

Nel 2021, la richiesta di energia elettrica è stata di 320 TWh⁸ ed è stata soddisfatta al 51% dalla produzione da fonti non rinnovabili, per il 36% da fonti rinnovabili e per la restante quota dalle importazioni. Dei circa 180 TWh prodotti da fonti fossili, la stragrande maggioranza è da gas naturale, a sua volta quasi interamente importato. Come abbiamo visto dell'import di gas in Italia nel 2021, il 40% circa era russo. Si può quindi affermare, considerando la quota russa di importazioni di gas suddivisa equamente tra settori industriali di consumo, che **almeno un quinto dell'energia elettrica consumata in Italia nel 2021 fosse prodotta con gas russo. Nel 2022 tale quota si è ridotta a circa un decimo, data la riduzione del gas russo sul totale delle importazioni.**

In aggiunta, la produzione di energia da carbone (dipendente dalle importazioni dalla Russia nella misura già illustrata) era marginale nel 2021 ma è poi cresciuta con la crisi.

2 INTERVENTI DI RISPOSTA IMMEDIATA DOPO FEBBRAIO 2022

2.1 INTERVENTO DI SUSSIDI ALLE BOLLETTE E ALLE ACCISE SUI CARBURANTI

A livello nazionale la priorità immediata del Governo italiano all'indomani dell'invasione russa dell'Ucraina è stata quella di proteggere le famiglie ed il sistema produttivo italiano dall'impennata dei prezzi energetici. Le principali misure per il contenimento dei prezzi dell'energia hanno agito sulle imposte o sulle componenti di prezzo regolate. Si è trattato, in particolare, della riduzione delle accise sui carburanti, della riduzione al 5 per cento dell'IVA sul gas per usi civili e industriali e della compensazione degli oneri generali di sistema sia per l'energia elettrica sia per il gas (queste ultime tutt'ora in corso). La riduzione delle aliquote delle accise sui carburanti è stata disposta dal 22 marzo e mantenuta per tutto il 2022. Si è trattato di una riduzione di accisa di 25 centesimi per benzina e gasolio, che corrisponde a uno sconto di 30,5 centesimi al lordo di IVA.

Nel complesso, **gli oneri pubblici di contenimento delle bollette energetiche in Italia sono quantificabili secondo l'Ufficio Parlamentare di Bilancio nel biennio**

⁸ Fonte Terna

(https://download.terna.it/terna/Terna_Annuario_Statistico_2021_8dafd2a9a68989c.pdf)

2021-22 in 62,8 miliardi di euro. Di questi, 16 miliardi erano relativi a misure direttamente destinate alle famiglie, mentre altri provvedimenti che coinvolgono indistintamente sia famiglie sia imprese valgono circa 22,4 miliardi. I rimanenti 24,4 miliardi sono stati a beneficio esclusivo delle imprese.

La riduzione al 5 per cento dell'IVA sul gas per usi civili e industriali è tutt'ora attiva ed ha avuto un onere complessivo stimato dall'Ufficio parlamentare di bilancio in 3,1 miliardi fino alla fine del 2022. La compensazione degli oneri di sistema per usi domestici e per le utenze in bassa tensione ha avuto un costo complessivo di oltre 11 miliardi di euro solo fino alla fine del 2022. In aggiunta agli interventi tariffari ci sono stati provvedimenti di sostegno alle famiglie attraverso varie forme di trasferimento monetario per alleviare la pressione dell'inflazione sui bilanci familiari.

Il governo italiano ha inoltre attivato una serie di iniziative con il duplice obiettivo di assicurare un elevato grado di riempimento degli stoccaggi per l'inverno 2022- 2023 e diversificare rapidamente la provenienza del gas importato. L'insieme delle iniziative messe in campo intende sostituire entro il 2025 circa 30 miliardi di Sm³ di gas russo con circa 25 miliardi di Sm³ di gas di diversa provenienza, mentre le fonti rinnovabili e politiche di efficienza energetica hanno il ruolo di colmare la differenza.

Questo il piano di diversificazione contenuto nel '[piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale](#)'.

Tabella 1 – Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale.

	Second quarter 2022	2023	2024	2025	Provenance
GAS	6	8.9	11.9	11.9	Algeria, Azerbaijan (via TAP), National
LNG	1.5	7.9	9.5	12.7	Congo, Angola, Qatar, Egypt, Nigeria, Indonesia, Mozambique, Libya
Total	7.5	16.8	21.4	24.6	

Nei fatti, nel secondo semestre del 2022 la produzione nazionale è scesa di 0,05 mld di Sm³ rispetto allo stesso periodo del 2021, mentre l'import da Algeria e Azerbaijan (TAP) è aumentato solo di 2,7 mld di Sm³. Al contrario, le importazioni di GNL sono salite di 3,3 mld di Sm³. Di conseguenza, sommando questi contributi, nel secondo semestre 2022 l'Italia ha sostituito quasi 6 mld di Sm³ di gas russo anziché 7,5 mld di Sm³ come previsto dal piano.

2.2 POLITICHE ITALIANE NELL'AMBITO DELLE NORME UE DI RISPARMIO GAS

Nell'agosto 2022, l'UE ha emanato un Regolamento di emergenza che chiedeva agli Stati membri riduzioni della domanda gas del 15% rispetto alla media dei cinque anni precedenti (2017-2022) su base volontaria. Il Governo italiano ha risposto predisponendo un ['Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale'](#) che mirava ad un risparmio pari a circa 8.2 miliardi di Sm³ di gas naturale, coerente con il 15% richiesto dal Regolamento UE. Questo piano si basava su:

- a) la massimizzazione della produzione di energia elettrica nel settore termoelettrico, con combustibili diversi dal gas (in particolare carbone) accompagnato da una accelerazione delle energie rinnovabili nel settore elettrico;
- b) le misure di contenimento nel settore riscaldamento (riduzione della stagione termica e delle temperature di riscaldamento degli edifici);
- c) un insieme di misure comportamentali nell'uso efficiente dell'energia, promosse attraverso un'apposita campagna informativa istituzionale (gestita dall'Agenzia Italiana per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo sostenibile – ENEA) e misure comportamentali. In parallelo, il Governo italiano stima che le misure già comprese nel regime assistito (tra cui detrazioni fiscali e conto termico) dovrebbero contribuire incentivando la sostituzione di elettrodomestici o climatizzatori a più elevato consumo con quelli più efficienti, l'installazione di nuove pompe di calore elettriche in sostituzione delle vecchie caldaie a gas, l'installazione di pannelli solari termici per produrre acqua calda e la sostituzione lampadine tradizionali con quelle a led. Non sono però previste misure o risorse ulteriori a quelle già presenti.

In aggiunta a queste misure, nell'ambito del contenimento volontario dei consumi nel settore industriale, il Governo ha dichiarato di aver aperto un confronto con le categorie produttive in modo da valorizzare tutte le opportunità a basso impatto sulla produzione, salvaguardando comunque i settori strategici, potenziando il servizio di 'interrompibilità volontaria' già presente nel sistema⁹.

Terna (il TSO elettrico italiano) ha inoltre svolto aste di approvvigionamento di un servizio di disponibilità a ridurre i consumi elettrici da parte di siti di consumo di almeno 1 MW di potenza, remunerati con un importo fisso stabilito attraverso

⁹ Il servizio consiste nel mettersi a disposizione di Terna a interrompere i consumi qualora si renda necessario per bilanciare la rete. Le aziende che aderiscono a questo meccanismo ricevono un corrispettivo fisso annuale e una quota variabile per ciascuna chiamata.

un'asta competitiva. L'iniziativa è finanziata con la fiscalità generale e, per il 2023, riguarda una potenza messa all'asta di 3 GW.

2.3 PERFORMANCE ITALIANA DI RISPARMIO GAS

Nel corso degli ultimi sei mesi, **le azioni intraprese in Italia hanno prodotto riduzioni dei consumi superiori all'obiettivo europeo del 15%** e in linea con la media UE. Infatti, in Italia il consumo di gas è diminuito del 18,6% tra agosto 2022 e gennaio 2023, rispetto ad una media europea di 19,3% ([dati Eurostat](#)). Questi risparmi hanno consentito all'Italia di raggiungere l'obiettivo europeo di riempimento degli stoccaggi gas di almeno il 90% (erano al 95% all'inizio della stagione termica invernale). L'Italia, con 17 mld Sm³, è seconda in Europa per capacità di stoccaggio gas dopo la Germania.

Entrando nello specifico, i risparmi conseguiti dai singoli settori, e in particolare dal domestico, sono andati **oltre le previsioni della IEA** sia a livello europeo che italiano. **Nel 2022 la domanda di gas italiana è crollata del 9,8% rispetto al 2021, raggiungendo un valore di 68,5 mld Sm³ – 7,4 mld Sm³ in meno rispetto all'anno precedente.**

Dai dati [Snam](#), il crollo è particolarmente evidente negli ultimi mesi dell'anno. Tra settembre 2022 e febbraio 2023 i consumi si sono ridotti del 20% rispetto alla media dei tre anni precedenti. La flessione ha interessato tutti i settori:

- Sul **settore civile**, che nel periodo ha registrato **una diminuzione del 21%**, oltre a condizioni meteorologiche miti (nel 2022 i gradi giorni sono diminuiti del [9,5%](#) rispetto al 2021), hanno fortemente inciso le misure di contenimento dei consumi (i.e., abbassamento della temperatura degli ambienti interni e riduzione del periodo di riscaldamento invernale) e le azioni individuali di risparmio energetico spinte dai segnali di prezzo.
- La stessa variazione ha interessato i **consumi industriali**, caratterizzati però da una certa eterogeneità tra i diversi settori. **Il calo della domanda (-20%)** è dovuto in parte a tagli nella produzione, che tuttavia, secondo dati [ancora preliminari](#), sembra aver subito riduzioni limitate rispetto ai consumi, all'utilizzo di altri combustibili fossili e a interventi di efficienza energetica.
- La domanda gas nel **termoelettrico è scesa del 16%** per effetto della riduzione della domanda elettrica ([-1,5%](#) nel 2022 rispetto al 2021) e della sostituzione del gas con il carbone nella generazione elettrica (*gas-to-coal switch*). La produzione di energia elettrica da carbone è infatti aumentata del [34%](#) tra settembre 2022 e febbraio 2023 (+61% nel 2022 rispetto al 2021), andando anche a compensare la minor produzione idroelettrica, crollata del [22%](#) nello stesso periodo (-38% nel 2022 rispetto al 2021) a causa della siccità.

Questo risultato non è tanto il frutto di particolari politiche di risparmio energetico, ma più di sforzi di riduzione del consumo guidati in maggior parte dagli alti prezzi energetici. L'assenza nel piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale di azioni impattanti e di lungo periodo in grado di incentivare e facilitare misure strutturali di riduzioni dei consumi, quali la riqualificazione energetica degli edifici pubblici e privati o l'efficientamento/elettrificazione dei processi produttivi, ha fatto sì che il segnale di prezzo (pur mitigato dagli interventi del governo) fosse il fattore determinante nelle riduzioni, che rimangono, al momento, in larga parte non strutturali. Il **Superbonus 110%**, unica misura potenzialmente impattante in questa area e attiva già dal 2020, è stata modificata a partire dalla Legge di Bilancio 2023 ed ora copre il 90% dei costi. L'efficacia del Superbonus era comunque in dubbio, in quanto ha raggiunto obiettivi di riduzione delle emissioni minimi¹⁰, ma ad oggi non c'è ancora sul tavolo alcuna proposta alternativa che, meglio mirata e disegnata in maniera più sostenibile per le casse dello Stato, possa rendere strutturali i risparmi energetici ottenuti durante l'ultimo inverno. Una revisione della misura dovrebbe introdurre requisiti di efficienza maggiori, escludere le tecnologie basate su combustibili fossili e soprattutto includere una programmazione di lungo periodo in grado di assicurare un'adeguata riduzione delle emissioni del settore edilizio.

3 CONSEGUENZE PRINCIPALI DEL CONFLITTO E DELLE SANZIONI

Lo shock dei prezzi energetici ha dato una forte spinta alle **fonti rinnovabili** e l'**efficientamento energetico** senza la necessità di sussidi pubblici, a differenza di una dozzina di anni fa, quando il boom del fotovoltaico fu lautamente sussidiato attraverso i cosiddetti "conti energia". Allo stesso tempo, lo shock ha causato reazioni politiche che alla scarsità di gas hanno risposto con investimenti pubblici sul gas.

Il -9,8% dei consumi di gas in Italia registrato nel 2022 non è lontano dalla media europea, e la IEA stima per l'Italia un calo del 4,5% all'anno della produzione elettrica da gas da qui al 2025 a politiche correnti.

A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina e della pubblicazione del REPowerEU, **le fonti rinnovabili in Italia hanno accelerato in termini di nuove installazioni (il triplo nel 2022 rispetto alla media dei 10 anni precedenti)** e mantengono un

¹⁰ https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/rapporto_384_2023_le-emissioni-di-gas-serra-in-italia.pdf

enorme potenziale. Elettricità Futura – un’associazione industriale di operatori dell’energia parte di Confindustria – stima che sia possibile installare 85 GW di nuovi impianti al 2030 senz’alcun aiuto pubblico. Il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica Pichetto-Fratin ha annunciato nei primi mesi del 2023 l’obiettivo di installazione di 10-12 GW di generazione rinnovabile all’anno fino al 2030. Eppure, questo potenziale è ancora frenato sia dal processo autorizzativo lungo e difficoltoso, sia dalla concorrenza delle fonti fossili grazie a sussidi che, secondo dati dello stesso Governo, pesano quasi il doppio di quelli alle rinnovabili. Tra questi, gli incentivi al consumo che, introdotti all’inizio della crisi, non sono ancora stati rimossi. I sussidi alle rinnovabili sono invece scesi ulteriormente e sono destinati ad azzerarsi nel giro di qualche anno.

A livello di mix di generazione elettrica, **dall’inizio della crisi abbiamo visto un aumento della generazione a carbone del 61% tra il 2021 e il 2022**. Questo per effetto sia della strategia di contenimento dei consumi del Governo che prevedeva la massimizzazione della produzione elettrica da combustibili diversi dal gas, sia dello shock dei prezzi energetici, che ha reso più remunerativo produrre energia elettrica da centrali a carbone piuttosto che da impianti a gas. Parallelamente all’aumento della generazione da carbone, **la produzione idroelettrica è crollata del 22% tra il 2021 e il 2022 a causa della siccità** verificatasi nel corso dell’ultimo anno. Se guardiamo nel dettaglio la produzione di energia elettrica, pari a 276 TWh nel 2022, il 64% è stato coperto da fonti di origine fossile (di cui il 12% da carbone) e il restante 36% da rinnovabili (idrica, eolica, fotovoltaica, da biomassa)¹¹. Al netto dei consumi elettrici per i pompaggi (2,5 TWh), la produzione nazionale ha coperto l’86% della richiesta elettrica. Il restante 14% (43 TWh) è stato ricevuto da fornitori esteri. 19 TWh sono stati importati dalla Svizzera, 14 TWh dalla Francia, 6 TWh dalla Slovenia, 3 TWh dal Montenegro e, a seguire, in misura decrescente da Grecia e Austria.

Non si rilevano invece significativi impatti delle sanzioni sulla produzione energetica italiana. Infatti, le sanzioni non hanno toccato le importazioni di gas, di cui l’Italia è dipendente, ma si sono focalizzate sulla tecnologia nucleare e sul petrolio e i suoi derivati. L’Italia non genera energia nucleare e la percentuale di importazione di petrolio dalla Russia, per quanto salita dal 10% al 19%, è pur sempre meno di un quinto degli approvvigionamenti di un combustibile che nel 2020 contribuiva intorno all’1%¹² della generazione elettrica italiana.

¹¹ Fonte: Terna

¹² Fonte: Mase metodologia Eurostat (https://dgsaie.mise.gov.it/pub/ben_eurostat/BEN%20-%20Italia%20Metodologia%20Eurostat%201990%20-%202020.xlsb)

4 RISPOSTE DI MEDIO E LUNGO PERIODO

Lo shock dei prezzi dell'energia e la necessità di affrancarsi dalle forniture fossili russe, in particolare di gas, hanno causato in Italia **reazioni di risposta sbilanciate verso la sostituzione del gas russo con gas di altra provenienza piuttosto che verso interventi di efficienza ed elettrificazione**. Il Governo ha già attribuito garanzie pubbliche all'acquisto da parte di SNAM (il TSO del gas) di due unità galleggianti di rigassificazione di GNL (FSRU) costate complessivamente oltre 1 miliardo di euro (esclusi i costi di posizionamento e connessione alla rete) da installare nei porti di Piombino e Ravenna.

Questi interventi sono coerenti con un vecchio obiettivo, rispolverato con l'avvento della crisi, di fare dell'Italia un 'hub' dell'energia che di fatto è primariamente un hub del gas, tanto che progetti da tempo abbandonati come il gasdotto dall'Algeria all'Italia continentale passando per la Sardegna (e collegando così l'isola alla rete nazionale) vengono oggi di nuovo presi in considerazione. SNAM ha inoltre proposto – ma è stato assoggettato a una consultazione pubblica su richiesta dell'Autorità per l'energia – di rilanciare il potenziamento del corridoio adriatico della rete gas ad alta pressione.

L'idea dell'Italia come un hub energetico del gas è legata all'ambizione di acquisire una nuova centralità nei flussi geoeconomici e ad accrescere il proprio peso geopolitico negli equilibri europei. Per raggiungere questo obiettivo, la diplomazia italiana, in coordinamento con la principale compagnia energetica controllata (ENI), ha siglato una serie di accordi per l'espansione di progetti fossili con diversi paesi produttori.

L'entità e costo alla borsa pubblica di questi progetti non sono stati resi pubblici, ma data la considerevole necessità di investimenti per avviare la produzione in molti di questi progetti e le tempistiche di completamento, è assai probabile che, alla luce degli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione Europea, molti di questi investimenti rischiano di diventare degli *stranded assets*. L'incremento delle esportazioni di gas dall'Italia osservata nel 2022, nonostante i picchi raggiunti dai prezzi, pone inoltre la questione se l'ingente investimento pubblico in questi accordi risponda ad una reale necessità di sicurezza energetica nazionale o se risponda, invece, ad una strategia commerciale di ri-esportazione del gas verso il nord Europa, dove il rischio privato è sopportato dalla borsa pubblica.

Un'argomentazione spesso addotta per tranquillizzare rispetto ai rischi di *stranded asset* è che le infrastrutture gas possano essere riutilizzate a idrogeno. Non è così: l'utilizzo con solo idrogeno o con una quota rilevante di idrogeno richiede interventi massicci di adeguamento che potrebbero avvicinarsi, in alcuni casi, a quelli di una

nuova infrastruttura dedicata. Inoltre, è completamente inverosimile che le esigenze di movimentazione dell'idrogeno – in termini di volumi e percorsi – saranno paragonabili a quelle dell'odierno gas.

4.1 IL MIX ENERGETICO DEL FUTURO

A dispetto del progetto di un hub energetico basato sul gas, il mix energetico effettivo in Italia dipenderà non tanto dalle infrastrutture di trasporto e importazione, realizzate con logica sostanzialmente regolata, quanto dalle scelte dei consumatori e degli sviluppatori di capacità di generazione. Non è quindi in discussione, per esempio, l'aumento della quota di energie rinnovabili nei consumi finali, vista l'accelerazione dell'installazione di impianti di generazione elettrica rinnovabile e le dichiarazioni stesse del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, Pichetto-Fratin, che indicano l'obiettivo di installare oltre 10GW di nuova generazione rinnovabile al 2030. Né è in discussione l'impegno politico del Governo italiano a una sostanziale decarbonizzazione del settore elettrico preso in occasione del G7 dell'autunno 2022.

La persistenza del gas come combustibile usato in centrali utili anche per il bilanciamento della rete elettrica, invece, dipenderà in modo rilevante da quanto verranno integrate le altre tecnologie di bilanciamento nelle regole di funzionamento di mercato e in quanta capacità verranno effettivamente realizzate. Tra queste tecnologie alternative ci sono accumuli di vario tipo e *demand response* (cioè partecipazione al bilanciamento delle reti da parte degli utilizzatori di energia elettrica attraverso l'uso flessibile dei loro apparecchi di consumo).

Per quanto riguarda la quota di produzione elettrica da carbone, essa diminuirà grazie alla normalizzazione dei prezzi del gas e al disincentivo del prezzo dei permessi a emettere CO₂, che dovrebbero far venir meno l'anomala convenienza a bruciare carbone rispetto al gas vista nel periodo della crisi. L'Italia ha stabilito per il 2025 la chiusura di tutte le centrali a carbone, anche se le analisi del TSO elettrico (Terna) evidenziano criticità in termini di sicurezza della rete nel farlo entro tali tempi in Sardegna, regione che ospita due impianti a carbone, uno dei quali di dimensioni molto rilevanti.

5 POSSIBILI CONSEGUENZE RISPETTO AGLI OBIETTIVI CLIMATICI EUROPEI

Rispetto agli obiettivi climatici UE, rileviamo sia rischi che opportunità a seguito dall'aggressione Russa dell'Ucraina e dalla crisi energetica che ne è scaturita.

Da un lato, il mutato contesto geopolitico sembra aver cristallizzato l'idea che la generazione energetica rinnovabile offre significativi vantaggi in termini di costi energetici e di indipendenza geopolitica. In questo senso, un'accelerazione dell'installazione di impianti rinnovabili sembra ormai acquisita come strategia *'no regrets'* dall'intero spettro politico italiano. Da notare invece come **i benefici dell'efficienza energetica continuano ad essere sottostimati**. Da parte del Governo italiano, da un lato, vi è forte incertezza sul futuro di una misura di ampio respiro, per quanto mal calibrata, come il 'Bonus 110%' e, dall'altro, c'è ostilità verso misure europee in materia di efficienza, come la Direttiva "Case Green" (EPBD). In mancanza di misure adeguate da parte del Governo, è difficile vedere come i significativi obiettivi di riduzione del consumo ottenuti nell'ultimo anno possano essere resi strutturali in Italia in un'ottica di raggiungimento degli obiettivi europei di efficienza e risparmio energetico.

Dall'altro lato, il conflitto e la crisi hanno riportato alla ribalta una visione di sicurezza energetica improntata sull'idea che il gas possa avere un ruolo di lungo termine e che l'Italia possa avere un ruolo da giocare in Europa come hub del gas. Questo ha spinto ad interpretare la necessità di staccarsi dal gas russo principalmente con la sostituzione delle fonti piuttosto che con la riduzione dei consumi, una strategia che presenta rischi economici, geopolitici e di raggiungimento degli obiettivi climatici. Investire capitali considerevoli in infrastrutture ed accordi legati al progetto di un hub energetico del gas può essere funzionale nel breve periodo alla sostituzione del gas Russo in Italia e in Europa. Nel medio e lungo periodo, però, questo ha l'effetto di ritardare e disincentivare la decarbonizzazione del sistema energetico e produttivo nazionale, mettendo a rischio di ritardo gli obiettivi climatici. Inoltre, in un contesto europeo che va verso la rapida riduzione dei consumi fossili, queste infrastrutture e accordi, i cui costi sono stati scaricati sul settore pubblico, rischiano di non rientrare nell'investimento iniziale e diventare *'stranded assets'* o addirittura produrre lock-in di politiche contrarie agli obiettivi climatici.

Questo studio, realizzato da ECCO in partnership con Friedrich Ebert Stiftung è stato curato da:

Francesca Andreoli, Ricercatrice senior energia e efficienza energetica, ECCO
francesca.andreoli@eccoclimate.org

Francesca Bellisai, Policy Advisor, Programma Europa, ECCO
francesca.bellisai@eccoclimate.org

Massimiliano Bienati, Responsabile trasporti e industria, ECCO
massimiliano.bienati@eccoclimate.org

Giulia Giordano, Responsabile programmi internazionali, ECCO
giulia.giordano@eccoclimate.org

Michele Governatori, Responsabile elettricità e gas, ECCO
michele.governatori@eccoclimate.org

Davide Panzeri, Responsabile Europa, ECCO
davide.panzeri@eccoclimate.org

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:
21 settembre 2023