



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

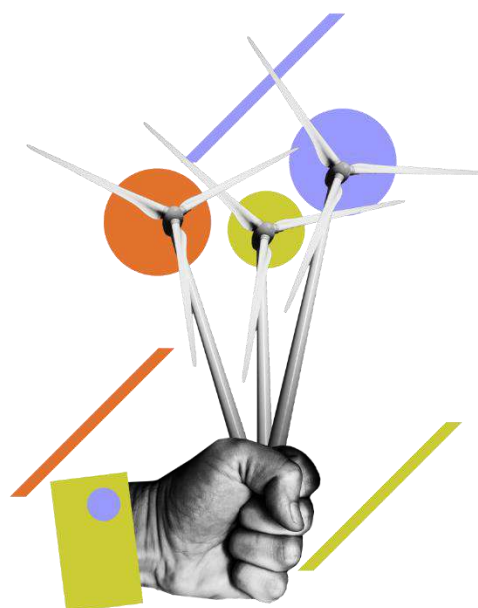
RISPARMI: LA CURA EFFICACE CHE HA FATTO GUARIRE IL MERCATO DEL GAS

APRILE 2023

Francesca Andreoli

Francesca Bellisai

Matteo Leonardi



INDICE

1. EXECUTIVE SUMMARY	3
Domanda e offerta di gas in Italia	3
Le previsioni per l'inverno 2023-2024	4
Raccomandazioni di policy	5
2. INTRODUZIONE	6
3. IL BILANCIO TRA DOMANDA E OFFERTA DI GAS NELL'INVERNO 2022-2023 A LIVELLO EUROPEO	6
4. POLITICHE UE PER IL PROSSIMO INVERNO	8
5. E IN ITALIA? L'ANDAMENTO DELLE FORNITURE DI GAS E DELLA DOMANDA LO SCORSO INVERNO	10
6. COSA CI DOBBIAMO ASPETTARE PER IL PROSSIMO INVERNO?	15
7. CONCLUSIONI - RACCOMANDAZIONI PER L'ITALIA	20

1. EXECUTIVE SUMMARY

Nel 2022 i risparmi, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili hanno contribuito a sostituire 39 bcm (miliardi di metri cubi) di gas russo in Europa, ossia circa l'80% della riduzione dei consumi di gas registrata nell'intero anno. La domanda di gas europea è stata di 330 bcm nel 2022, a fronte dei 380 bcm del 2021. Lo sviluppo record di rinnovabili, pari a 41 GW di solare e 16 GW di eolico, ha permesso di sostituire 11 bcm già nel 2022, e a regime comporterà una riduzione della domanda per circa 15-18 bcm/anno. Da sole le fonti rinnovabili hanno mostrato nel 2022 una capacità di sostituzione annuale del 5% della domanda europea di gas.

Domanda e offerta di gas in Italia

In Italia nel 2022 la riduzione dei consumi è stata del 9,8% rispetto al 2021. Tra settembre 2022 e febbraio 2023 la domanda di gas è calata del 20% rispetto allo stesso periodo dei tre anni precedenti.

Tutti i settori di consumo hanno contribuito in maniera significativa alla riduzione della domanda. Una quota delle azioni di diversificazione ha avuto un impatto positivo in termini di sicurezza del sistema e decarbonizzazione; di queste alcune possono essere considerate virtuose e andrebbero sostenute da politiche mirate all'efficienza energetica, quali ad esempio l'installazione di 500.000 pompe di calore e la migliore gestione del servizio di riscaldamento nell'inverno, altre derivano da condizioni climatiche particolarmente miti e da una riduzione della produzione industriale e privazione del servizio. Altre azioni, quali il maggiore ricorso a carbone nella produzione termoelettrica (+34% nel periodo) e la sostituzione di gas con prodotti petroliferi hanno avuto un effetto contrario agli obiettivi di decarbonizzazione.

- Nel settore civile la riduzione dei consumi è stata del -21% nel periodo settembre 2022-febbraio 2023, rispetto alla media dello stesso periodo dei tre anni precedenti. Il risparmio ammonta a 4,6 bcm, ovvero circa il 6% della domanda storica nazionale. La nostra stima, che prende a riferimento un'abitazione campione nella zona climatica più significativa, attribuisce alle temperature più calde un contributo del 5% sul calo dei consumi e ai comportamenti e alle politiche di risparmio il restante 16%. I risparmi in termini economici per l'abitazione di riferimento sono del 5% per effetto delle temperature miti e del 15% per le azioni di risparmio.
- Nello stesso periodo nel settore industriale la riduzione dei consumi è stata del 20%, pari a 1,6 bcm, ovvero il 2% della domanda nazionale. A contribuire sono stati l'efficienza energetica, la riduzione della produzione o la sostituzione delle forniture dei prodotti semilavorati, e la diversificazione con altri combustibili. È necessario un approfondimento sulle misure attuate dal comparto industriale al fine di identificare le azioni virtuose, da sostenere con politiche di supporto, e differenziarle da quelle emergenziali e contrarie al percorso di decarbonizzazione.
- Nel settore termoelettrico la domanda di gas nel periodo settembre-febbraio è scesa del 16%, pari a 2,2 bcm. Hanno contribuito un calo dei consumi elettrici di 1,5% nel 2022 rispetto al 2021, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, pari a 3 GW tra eolico (0,5 GW) e fotovoltaico (2,5 GW), un

incremento della produzione a carbone, +7,9 TWh nell'intero anno, che ha generato emissioni per 6,7 milioni di tCO₂. Nel 2022 la siccità ha ridotto la produzione idroelettrica di 17 TWh, andando a indebolire gli obiettivi di diversificazione.

La capacità di risparmio attivata dai consumatori è stata maggiore di quanto stimato dalle politiche europee e italiane durante i mesi più caldi della crisi. Il Piano risparmi della Commissione Europea dell'agosto 2022 chiedeva l'attivazione di misure volontarie di contenimento dei consumi del 15% (tra agosto 2022 e marzo 2023 rispetto alla media dei cinque anni precedenti). Tali misure di risparmio sarebbero potute diventare obbligatorie nel caso di acuirsi della crisi. Considerando le specifiche condizioni dei paesi membri, per l'Italia ciò si sarebbe tradotto in un obbligo di riduzione del 7%.

La conferma del Piano risparmi da parte del Consiglio Europeo il 28 marzo suggerisce la necessità di approfondire le dinamiche sottostanti alle misure di risparmio ed efficienza attivate dagli utenti finali. È infatti utile identificare le azioni virtuose dei consumatori e sostenerle con politiche mirate per trasformare, dove possibile, i risparmi in efficienza energetica con un impatto permanente in termini di sicurezza e decarbonizzazione.

Contestualmente al Piano risparmi, il pacchetto europeo Fit for 55 e la comunicazione REPowerEU forniscono il quadro degli obiettivi strutturali di sicurezza energetica e decarbonizzazione, chiedendo uno sviluppo delle rinnovabili del 45% del mix energetico a livello europeo al 2030, un incremento dell'efficienza del 11,7% sul consumo finale di energia al 2030 e una ristrutturazione in chiave di efficienza di circa il 25-30% degli edifici al 2033.

Le previsioni per l'inverno 2023-2024

Per la stagione invernale prossima 2023-2024 la costruzione di tre scenari - *centrale*, *scarsità* e *decarbonizzazione* - evidenzia come l'infrastruttura esistente sia sufficiente ad assicurare la sicurezza del sistema energetico. Ciò è vero ad esclusione dello scenario *scarsità*, in cui la completa interruzione delle forniture dalla Russia, mai avvenuto nel 2022, e un apporto dall'Algeria minore rispetto a quanto contrattualmente stabilito, rendono nuovamente i risparmi una misura necessaria all'equilibrio del sistema.

Lo scenario *decarbonizzazione*, che ipotizza l'attuazione di politiche a sostegno delle azioni di risparmio ed efficienza - che da soli abbassano i consumi di oltre il 14% - e dello sviluppo delle rinnovabili per 10 GW/anno, riporta in sicurezza il sistema energetico nazionale. Ciò anche nel caso si verifichi un inverno con temperature particolarmente rigide e si realizzi lo scenario di *scarsità* per l'offerta di gas.

Le azioni di risparmio nel periodo invernale hanno permesso di rafforzare il sistema energetico nazionale mantenendo a fine inverno il livello degli stoccaggi al 57%, ben superiore all'ordinario utilizzo. Questa variabile rappresenta un importante elemento di forza che permette di scongiurare le fragilità che l'anno scorso hanno portato alla crisi di prezzo durante l'estate, obbligando il sistema ad approvvigionarsi di gas per riempire gli stoccaggi a prezzi superiori ai 200 €/MWh.

Raccomandazioni di policy

Le misure per il clima e per la sicurezza energetica sono complementari e si rafforzano a vicenda. Per il prossimo inverno è raccomandabile iniziare a delineare politiche finalizzate a costruire un sistema energetico sicuro e decarbonizzato.

In particolare:

- Ora che i prezzi del gas sono rientrati a un livello di 40-50€/MWh, è importante sostituire le politiche di sussidio al consumo con politiche di consolidamento dei risparmi e promozione dell'efficienza. Lo schema di sussidi sui prezzi finali dell'energia ha generato un costo di 40 miliardi di euro nel 2022, senza produrre alcun beneficio permanente in termini di sicurezza energetica e senza contribuire ad allentare la pressione sull'offerta di gas. Gli interventi di risparmio, efficienza energetica e sviluppo delle rinnovabili, al contrario, hanno ridotto la pressione sull'offerta gas e contribuito a riportare il prezzo ai livelli di oggi, con un beneficio per tutti i consumatori.
- Il meccanismo di Ecobonus-Superbonus risulta una politica efficace per consolidare l'efficienza energetica nelle abitazioni. Esso va reso una struttura permanente per accompagnare le ristrutturazioni delle abitazioni in coerenza con i nuovi obiettivi della direttiva UE sull'efficienza energetica (2012/27/UE) e della direttiva EPBD in corso di negoziazione (2010/31/EU così detta "Case Green"). Lo schema di incentivazione va migliorato nei requisiti di efficienza richiesti e deve escludere le tecnologie a gas tra gli interventi ammessi. Se ben costruito, può rappresentare anche una misura per combattere la povertà energetica.
- Serve un piano per l'efficienza energetica e le rinnovabili nel settore industriale. Esso deve contenere misure per il finanziamento degli interventi tramite l'utilizzo delle risorse del PNRR e REPowerEU, nonché attraverso il ruolo di CDP e Sace. L'Italia avrebbe già una misura a promozione dell'efficienza energetica, ovvero i Certificati Bianchi, sui quali ha un'importante esperienza ma che è stata abbandonata. Il meccanismo di garanzia del prezzo per accompagnare i PPA (*Power Purchasement Agreement*), come richiesto dalla recente modifica di regolamento sul mercato dell'energia, è un'altra misura per la diversificazione del gas nell'industria, a cui bisogna dare priorità di implementazione.
- L'installazione delle rinnovabili deve essere assicurata attraverso un completamento del processo di semplificazione delle procedure autorizzative. Le concessioni rilasciate (circa 4,6 GW) risultano ancora insufficienti rispetto alle potenzialità di crescita del settore e agli obiettivi di sviluppo indicati dal Governo (circa 10 GW). Contestualmente è importante accelerare la realizzazione delle infrastrutture abilitanti lo sviluppo delle rinnovabili, gli accumuli, le reti, la flessibilità della domanda.
- La fiscalità e la parafiscalità delle tariffe deve essere rivista in funzione di obiettivi di salvaguardia dei consumatori senza rinunciare agli obiettivi di sicurezza e decarbonizzazione dei sistemi energetici. Il *Decreto Bollette*, approvato dal Consiglio dei Ministri il 28 marzo, non fornisce elementi utili rispetto alla costruzione di un sistema energetico sicuro e decarbonizzato. Al contrario si configura come uno strumento di sostegno ai consumi gas, del

tutto inappropriato di fronte ai contributi virtuosi che i risparmi e l'efficienza hanno assicurato durante la crisi. In particolare, il Decreto ha l'effetto controproducente di rallentare l'elettrificazione degli usi finali (ad esempio il passaggio alle pompe di calore) incrementando il già marcato divario di oneri fiscali e parafiscali a favore del gas rispetto al vettore elettrico.

2. INTRODUZIONE

L'inverno è andato meglio del previsto. Non si è verificata una crisi del gas in termini di quantità e l'emergenza prezzi, insostenibile durante l'estate 2022, si è progressivamente riassorbita. Risparmi, efficienza e rinnovabili hanno giocato un ruolo chiave. Oggi il prezzo del gas è rientrato a un livello di 40-50€/MWh, come nel periodo iniziale della crisi. Questo permette di spostare l'obiettivo delle politiche da provvedimenti di emergenza a misure per la sicurezza del sistema energetico, per la decarbonizzazione e la tutela dei consumatori.

L'analisi delle dinamiche di domanda e offerta nel 2022-2023 e una prima valutazione sugli scenari per il prossimo inverno 2023-2024 permettono di acquisire elementi utili per alcune raccomandazioni di policy.

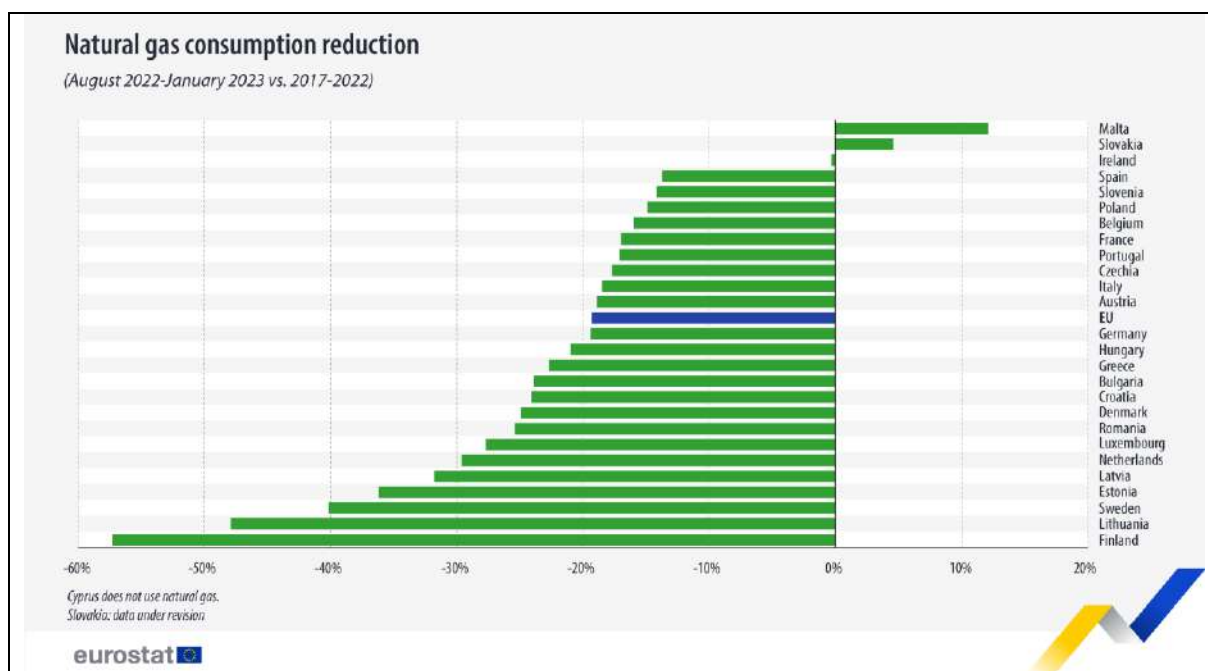
3. IL BILANCIO TRA DOMANDA E OFFERTA DI GAS NELL'INVERNO 2022-2023 A LIVELLO EUROPEO

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), nel 2022 l'Europa è riuscita a ridurre del [13%](#) la propria domanda di gas, gestendo meglio delle [previsioni](#) l'inverno appena concluso e la continua diminuzione delle forniture russe. Il consumo di gas europeo è sceso da [380](#) miliardi di metri cubi (bcm) nel 2021 a 330 bcm nel 2022. Inoltre, si stima che circa il [75%](#) del gas russo sia stato diversificato.

Tra agosto 2022 e gennaio 2023 il consumo di gas dell'Unione Europea (UE) è diminuito del [19,3%](#) rispetto alla media degli ultimi cinque anni. **Nello stesso periodo in Italia si è registrata una riduzione di circa il 18,6%**. In agosto 2022 l'UE aveva emanato un regolamento d'emergenza che prevedeva riduzioni su base volontaria del 15% dei consumi di gas negli Stati membri rispetto alla media dei cinque anni precedenti (2017-2022)¹. Il regolamento stabiliva inoltre che in caso di urgenza a livello dell'Unione tale soglia del 15% potesse diventare obbligatoria. Usufruendo della deroga prevista per i paesi con buone capacità di trasporto ai punti di interconnessione, l'Italia era riuscita a ottenere un obiettivo di riduzione obbligatoria di solo il 7%. Obiettivo che, di fatto, ha sottostimato il ruolo svolto dalla domanda e il contributo che tutti i settori sono stati capaci di attivare, rivelatosi ben al di sopra di quanto auspicato dall'UE e stimato dal Governo.

Grafico 1 – Riduzione dei consumi di gas naturale a livello UE tra agosto 2022 e gennaio 2023 rispetto alla media degli ultimi cinque anni. Fonte: [Eurostat](#)

¹ L'obiettivo di riduzione diventerebbe obbligatorio nel caso in cui si ritenga che ci sia una situazione di particolare crisi a livello UE.



Secondo lo studio della IEA, nel **settore civile** la domanda europea è calata di 28 bcm, di cui 18 bcm per effetto delle condizioni meteorologiche miti, 7 bcm grazie ai comportamenti virtuosi delle famiglie e 3 bcm per interventi di efficienza energetica. Nel corso del 2022 sono state installate circa 2,8 milioni di pompe di calore (PdC), che hanno generato risparmi stimati in 1,4 bcm. Polonia (+102%), Repubblica Ceca (+99%), Paesi Bassi (+80%), Belgio (+66%) e Svezia (+60%) hanno rappresentato i mercati con il [tasso di crescita maggiore](#) del numero di PdC vendute rispetto al 2021. In Italia, dove si registra un aumento del 37%, sono stati commercializzati oltre 500.000 apparecchi – il dato più alto dell'intera Unione in valore assoluto. Tuttavia, le stime della IEA sulla natura e le ragioni di questi risparmi necessitano di ulteriori approfondimenti per capire in che misura queste siano state spinte dalle policy e/o dai segnali di prezzo e quali siano strutturali e da consolidare. Secondo l'Associazione Europea delle Pompe di Calore (EHPA) il contributo delle nuove PdC è infatti maggiore – pari a una sostituzione di 4 bcm di gas -, a dimostrazione della necessità di maggiori indagini circa il potenziale di risparmio generato dalle singole misure.

Nel **settore industriale** la riduzione dei consumi è del 25% (25 bcm). Secondo la IEA oltre metà dei risparmi derivano da tagli nella produzione, in particolare nel settore dei fertilizzanti. Altri settori sono riusciti a non abbassare la produzione importando prodotti semi-finiti dall'estero. E questo ha permesso alle industrie ad alto consumo di gas di ridurre in modo più limitato la produzione, diminuita solo dell'8% a livello europeo. Un ulteriore 28% è dovuto all'utilizzo di altri combustibili climalteranti (*gas-to-oil switching*), e il rimanente 20% da interventi di efficienza energetica. Tuttavia, altri [studi](#) stimano minore il contributo dato dai tagli della produzione, suggerendo la necessità di ulteriori analisi anche in questo settore.

Nel **comparto elettrico**, l'Europa ha installato una cifra record di 60 GW di nuovi impianti rinnovabili, energia eolica ([16 GW](#)) e solare ([41 GW](#)), evitando nel 2022 un fabbisogno di 11 bcm di gas, equivalente da soli a un terzo delle importazioni di gas

russo in Italia. A regime tale capacità garantirà un risparmio di gas di 15-18 bcm/anno. Secondo [le stime della IEA](#), le rinnovabili sono state il principale fattore strutturale di riduzione della domanda di gas naturale in Europa. Insieme alla riduzione dei consumi elettrici, il loro sviluppo ha permesso di compensare la minor produzione nucleare e idroelettrica, facendo aumentare il consumo di gas nel termoelettrico solo di 2 bcm. Per l'eolico i Paesi che hanno installato maggiore capacità sono stati Finlandia, Francia, Germania, Svezia, Polonia e Spagna, con una media di quasi 2 GW. L'Italia si è fermata a 0,5 GW. Per il solare gli Stati più virtuosi sono stati Germania (7,9 GW), Spagna (7,5 GW), Polonia (4,9 GW) e Paesi Bassi (4,5 GW). L'Italia è arrivata a 2,5 GW.

Grafico 2 – Fattori di variazione della domanda gas in UE nel 2022 rispetto al 2021 per settore secondo le stime della [IEA](#)



Un ulteriore elemento che ha permesso di compensare la riduzione delle forniture russe è il maggior import di gas naturale liquefatto (GNL), aumentato del [70%](#) (55 bcm) nel 2022 rispetto al 2021.

Infine, la IEA stima il bilancio tra forniture e domanda di gas nel prossimo inverno in UE, evidenziando come potrebbero mancare 40 bcm di gas qualora si verificassero una serie di condizioni climatiche e geopolitiche che limitino l'offerta².

4. POLITICHE UE PER IL PROSSIMO INVERNO

Per affrontare un ulteriore possibile calo dell'offerta di gas, a livello UE, il [Consiglio Energia del 28 marzo](#) ha deciso di prolungare fino a marzo 2024 il [regolamento](#) che prevede interventi di riduzione della domanda gas in tutti gli Stati membri pari al 15% del consumo di gas rispetto ai cinque anni precedenti (2017-2022). La sua applicabilità terminava il 31 marzo 2023, ma studi UE confermavano la necessità di

² Se la Russia non dovesse più fornire gas all'UE, se la disponibilità di GNL fosse limitata, se la produzione UE di gas diminuisse, se l'inverno prossimo fosse uno dei più freddi degli ultimi decenni e se fosse necessario esportare 10 bcm verso il Regno Unito e la Moldavia.

estenderne la validità per un ulteriore anno al fine di assicurare un adeguato riempimento degli stoccaggi e garantire la sicurezza energetica dell'UE³. Politicamente, questo è la conferma di un segnale: **per la sicurezza energetica e le politiche climatiche UE, il risparmio di gas è essenziale**. Inoltre, il regolamento che prevede obiettivi obbligatori per gli stoccaggi gas rimane in vigore e prevede di raggiungere il 90% di riempimento entro il 1° ottobre 2023. Al momento [la Commissione](#) sottolinea come non ci siano problemi riguardanti le riserve di gas, considerando che gli stoccaggi sono pieni al 58,9% rispetto alla media pre-guerra di questo periodo del 31-32%.

Oltre a questi regolamenti, l'UE sta attuando altre misure, volte ad assicurare quanto più possibile il risparmio. Si prevede che [entro aprile](#) ci saranno i primi acquisti comuni di gas con un meccanismo centrale attraverso la [Piattaforma UE per l'Energia](#)⁴. L'obiettivo è di indirizzare il gas acquistato verso i territori in cui serve di più⁵.

Più a lungo termine invece nel quadro del pacchetto clima, Fit for 55, l'UE sta finalizzando misure strutturali per ridurre la domanda, come le nuove norme per rafforzare l'azione di miglioramento dell'efficienza energetica e di sviluppo delle rinnovabili. Per quanto riguarda l'efficienza energetica⁶ si è elevato all'11,7% l'obiettivo di riduzione del consumo finale di energia al 2030. Il livello medio di risparmio energetico annuo obbligatorio tra il 2024 e il 2030 è stato stabilito all'1,49%, quasi il doppio dell'attuale 0,8%. È invece ancora in corso di negoziato la direttiva sulla performance energetica degli edifici (EPBD così detta "[Case Green](#)") che fisserà nuove norme sulle classi energetiche degli edifici⁷. Per lo sviluppo delle rinnovabili, le istituzioni UE hanno concordato di garantire il 42,5% di rinnovabili nel mix energetico UE nel 2030. L'accordo prevede anche la possibilità, anche se non vincolante, di raggiungere l'obiettivo del 45%⁸.

Nella comunicazione REPowerEU le misure su rinnovabili ed efficienza energetica sono definite strutturali per assicurare l'indipendenza dalle forniture di gas russo. Gli obiettivi climatici e quelli per la sicurezza energetica sono così strettamente legati nell'azione UE e si rinforzano a vicenda, come concordato nelle parole dei Ministri per gli affari esteri: *"in vista di un'azione collettiva degli Stati membri in materia di risparmio energetico e di accelerazione della diffusione delle energie rinnovabili non è necessario sostituire uno a uno i precedenti volumi di importazione di gas naturale russo"* e quindi la diversificazione delle forniture "non

³ REPORT FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL review on the functioning of Regulation (EU) 2022/1369 on coordinated gas demand reduction {SWD(2023) 63 final} 20.03.2023

⁴ 22 Stati membri hanno già espresso interesse per comprare 17 miliardi di metri cubi di gas tra il 2023-2025.

⁵ Da notare come nelle intenzioni della Commissione non siano previsti incentivi per l'azienda energetica che gestirà la piattaforma per non incoraggiare ulteriori extra profitti.

⁶ Il Fit for 55 modifica la direttiva sull'efficienza energetica 2012/27 EU.

⁷ Secondo le prime indicazioni e stime con il nuovo sistema di classificazione previsto dalla Direttiva UE circa il [25-30%](#) degli edifici residenziali dovrà essere riqualificato al 2033. In classe energetica G, infatti, rientreranno il 15% degli edifici peggiori, mentre le altre classi (da A a F) dovranno essere ricalcolate e ricalibrate dai singoli Stati Membri sulla base delle caratteristiche del patrimonio edilizio nazionale, assicurando una distribuzione uniforme e bilanciata dell'ampiezza delle singole fasce.

⁸ Il Fit for 55 modifica la direttiva rinnovabili 2018/2001 EU.

dovrebbe compromettere gli obiettivi di neutralità climatica a lungo termine a livello globale e dovrebbero evitare di creare lock-in di combustibili fossili e stranded asset. Gli sforzi di diversificazione dovrebbero privilegiare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti."

5. E IN ITALIA? L'ANDAMENTO DELLE FORNITURE DI GAS E DELLA DOMANDA LO SCORSO INVERNO

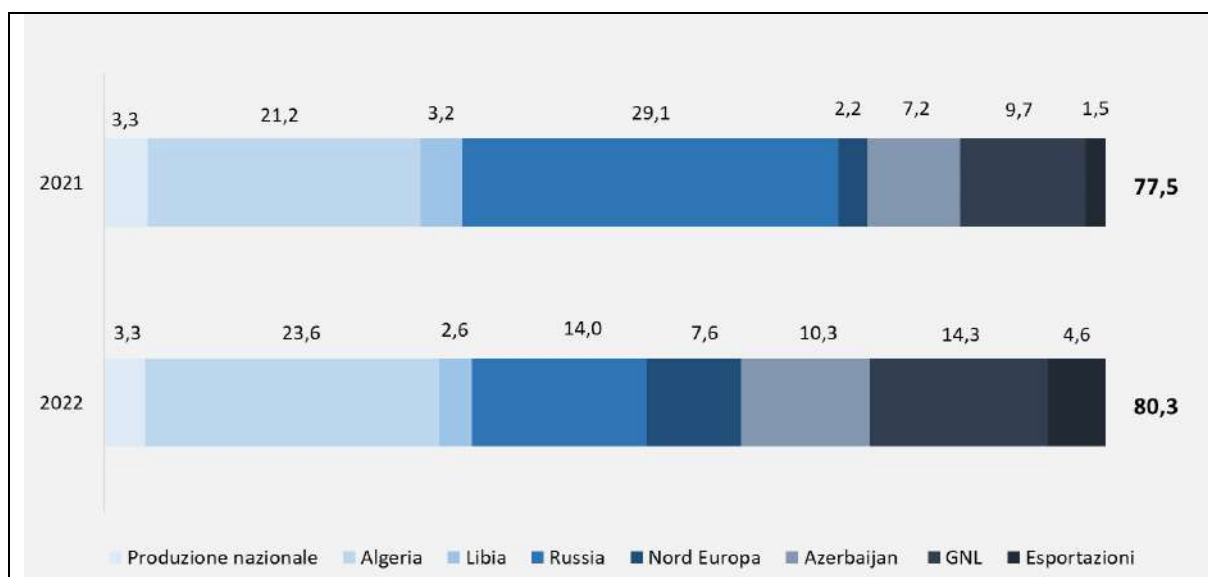
Nei paragrafi successivi riportiamo l'evoluzione del bilancio tra offerta e domanda di gas nel corso del 2022, concentrandoci in particolare sul periodo invernale ed evidenziando come le misure di contenimento abbiano permesso di raggiungere - e superare - l'obiettivo di riduzione dei consumi che il Governo si era prefissato.

L'evoluzione degli approvvigionamenti di gas

Dopo oltre un anno dall'inizio dell'invasione russa in Ucraina, il peso delle forniture russe sul consumo italiano di gas si è ridotto della metà rispetto all'anno 2021, passando dal 38% al 20%. Nonostante i timori di una completa interruzione, la Russia non ha mai completamente sospeso l'esportazione verso il nostro Paese, riducendola soltanto. Nel corso del 2022, infatti, i flussi attraverso il punto di entrata di Tarvisio sono diminuiti del [52% rispetto al 2021](#), passando da 29,1 a 13,9 bcm/anno. Allo stesso tempo [sono aumentati i flussi di gas via tubo](#) da altri paesi fornitori: dall'Algeria per +2,4 miliardi di bcm/anno rispetto al 2021, dall'Azerbaijan per +3,1 bcm/anno e dal Nord Europa attraverso il punto di entrata di Passo Gries per +5,4 bcm/anno.

L'aumento dei flussi di GNL ha giocato un ruolo importante nella sostituzione delle forniture di gas russe in Italia come in Europa. Una quota importante delle maggiori entrate da Passo Gries ha incluso i carichi di GNL arrivati nel Nord Europa. L'elevato prezzo del gas in Europa ha infatti spinto i carichi di GNL verso il mercato europeo rispetto a quello asiatico, ridisegnando i flussi di GNL globali – in Cina l'import di GNL ha subito una riduzione del [21%](#). Nel 2022 l'importazione di GNL in Italia ha registrato un incremento del 98% rispetto al 2021, raggiungendo un valore di [14,3 bcm/anno](#) – l'88% della capacità nominale totale.

Grafico 3 – Confronto tra offerta di gas via gasdotto (per paese d'origine), GNL, produzione nazionale ed esportazioni nel 2021 e 2022 [bcm/anno]. Fonte: MASE



Il calo delle forniture russe è stato particolarmente accentuato negli ultimi sei mesi, durante i quali da Tarvisio sono entrati solamente 2,2 bcm di gas, a fronte degli oltre 12 miliardi dell'anno precedente. Tra settembre 2022 e febbraio 2023 la variazione dell'import dalla Russia ha registrato un [-83%](#) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, toccando a ottobre un valore minimo di appena 29 milioni di metri cubi. Nello stesso periodo i flussi di GNL sono aumentati del 74%, quelli da Passo Gries del 28% e quelli da Melendugno (gas azero) dell'11%.

La variazione della domanda di gas

I dati più interessanti riguardano la domanda di gas che nel 2022 è crollata del [9,8%](#) rispetto al 2021, raggiungendo un valore di 68,5 bcm – 7,4 bcm 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:

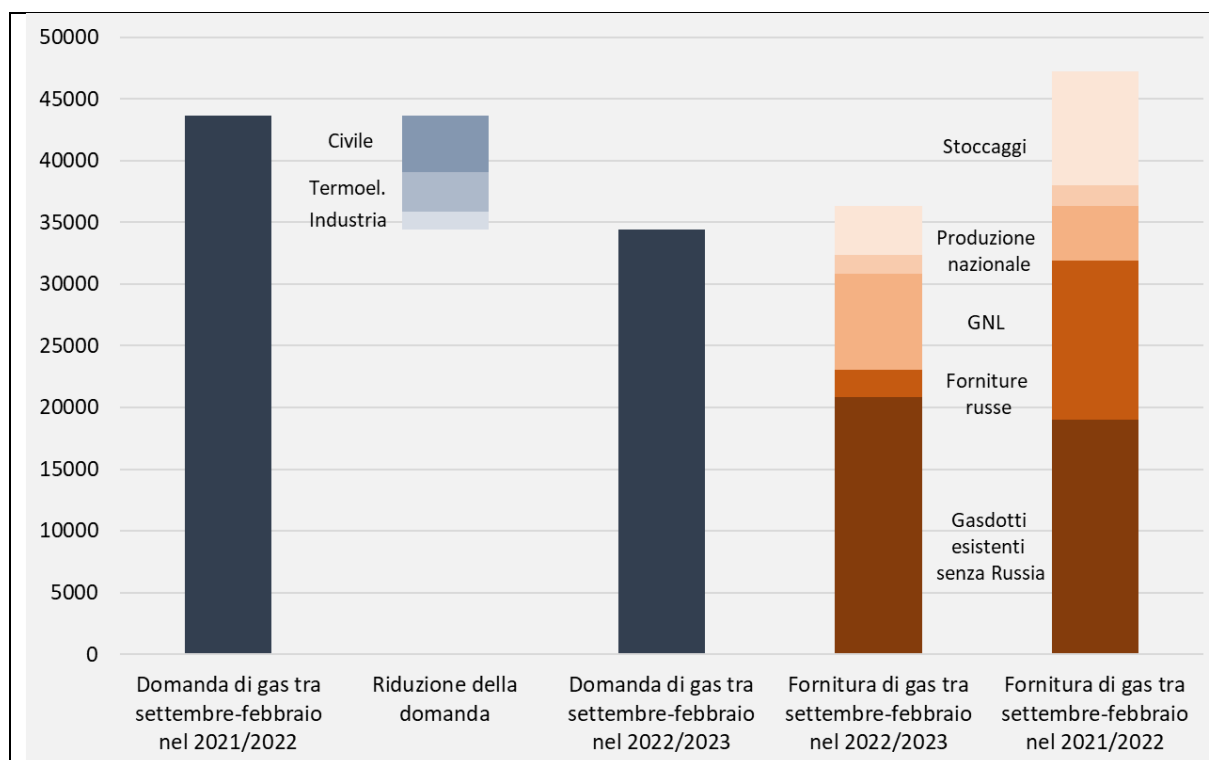
- Sul **settore civile**, che nel periodo ha registrato una diminuzione del 21%, oltre a condizioni meteorologiche miti (nel 2022 i Gradi Giorni sono diminuiti del [9,5%](#) rispetto al 2021), hanno fortemente inciso le misure di contenimento dei consumi e le azioni individuali di risparmio energetico 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 ad interventi di efficienza energetica.

La natura di questi cali merita ulteriori approfondimenti. Al contrario dei tagli nella produzione o della sostituzione del gas con altri combustibili climalteranti, l'efficienza energetica è la misura da rendere strutturale per il prossimo inverno e quelli futuri. E capire quanto abbia inciso sui consumi e quanto sia stata supportata dalle politiche è fondamentale per prevedere gli scenari del prossimo inverno e delineare una strategia di risposta che persegua

contemporaneamente gli obiettivi di sicurezza energetica e di riduzione delle emissioni.

- 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.

Grafico 4 – Bilancio tra la domanda e l’offerta di gas nel periodo settembre 2022 – febbraio 2023 e confronto tra periodo 2021-2022 e 2022-2023 [milioni di metri cubi standard]. Fonte: Snam



Il ruolo degli stoccaggi

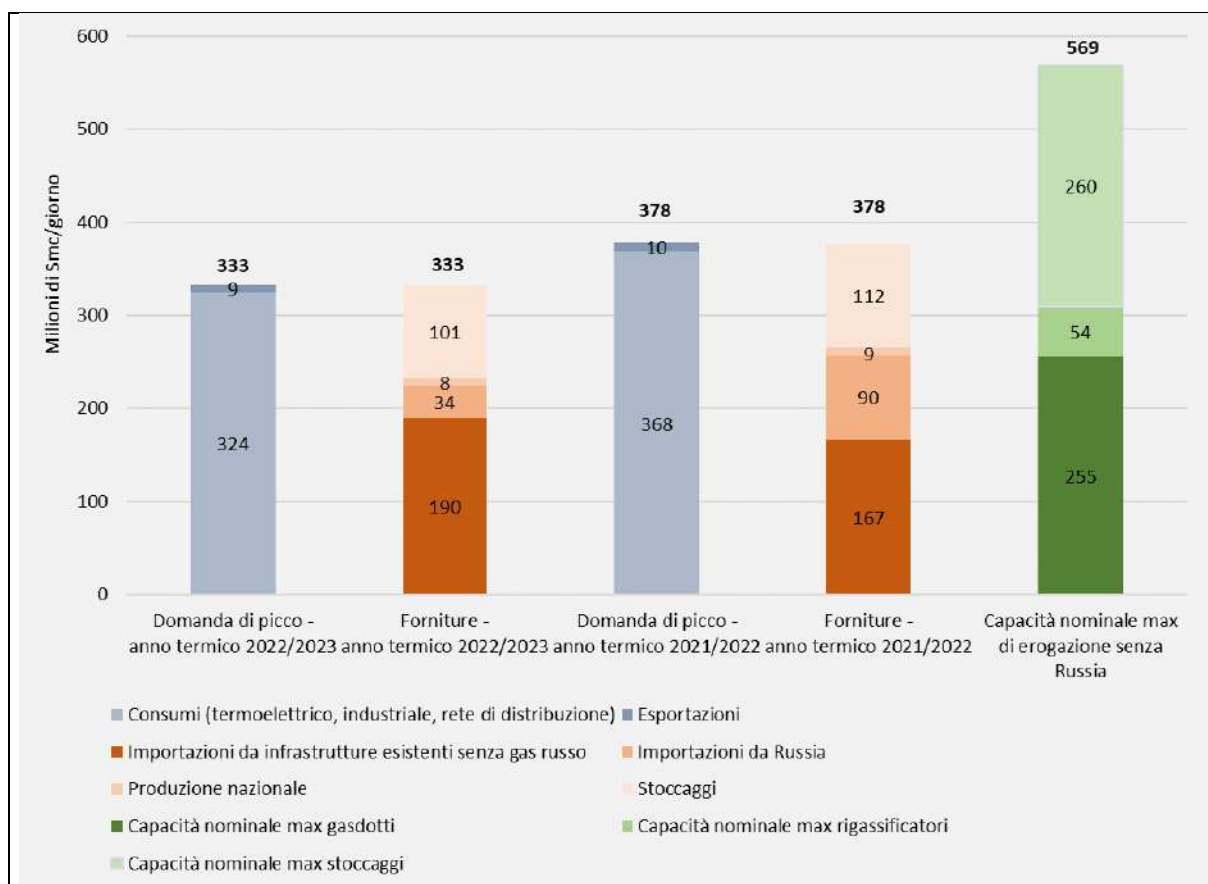
L’Italia ha iniziato l’anno termico 2022-23 con gli stoccaggi pieni al 95% - un livello persino superiore rispetto all’obiettivo del 90% indicato dal Governo Draghi. Con le temperature eccezionalmente miti dello scorso novembre, la stagione termica è iniziata con circa un mese di ritardo, facendo sì che oggi (marzo 2023) gli stoccaggi siano ancora al 57% della loro capacità, una volta e mezzo il livello di un anno fa (37%). Tra novembre 2022 e marzo 2023⁹ sono stati erogati 6,7 bcm di gas dai siti di stoccaggio, il 40% in meno dello stesso periodo dell’anno scorso. Concludere l’inverno con questo volume di gas stoccato faciliterà le attività di iniezione nel

⁹ Al 22 marzo 2023.

periodo estivo, permettendo all'Italia di essere meno esposta ai rialzi di prezzo rispetto all'anno appena passato.

Nel grafico 5 riportiamo il bilancio giornaliero con la domanda massima verificatasi, evidenziando come anche nella giornata di picco invernale (9 febbraio 2023) le infrastrutture esistenti siano state in grado di coprire i consumi.

Grafico 5 – Confronto tra domanda e offerta giornaliera di gas nel periodo invernale e la capacità nominale delle infrastrutture esistenti. Fonte: Snam, MASE



La riduzione dei consumi ha avuto un ruolo essenziale nel ridurre la pressione sulle infrastrutture esistenti, in particolare gli stoccaggi, dando sicurezza all'intero sistema e ribilanciando il rapporto tra domanda e offerta di gas.

A che punto è il prezzo del gas oggi?

Dal picco di agosto, in cui si è registrato un valore massimo storico di 311 €/MWh, il prezzo del TTF – il mercato di riferimento a livello europeo per lo scambio di gas naturale – è oggi sceso a 43 €/MWh. Nei primi 23 giorni di marzo il TTF è stato in media pari a circa 45 €/MWh, un valore che non si registrava dall'inizio della crisi energetica nell'autunno 2021 e che risulta in calo del 65% rispetto a marzo 2022. Anche il prezzo del PSV (Punto di Scambio Virtuale) - il prezzo di riferimento per la maggior parte dei contratti domestici – mostra le stesse variazioni. Dal picco di 237 €/MWh di agosto 2022 è sceso oggi a 45 €/MWh, registrando a marzo 2023 una media inferiore del 64% rispetto allo stesso mese del 2022.

Tale discesa è il segnale che qualcosa sia cambiato. E sicuramente la riduzione dei consumi e il conseguente riequilibrio tra domanda e offerta hanno influito in maniera rilevante sull'abbassamento dei prezzi. Per le stesse dinamiche, infatti, ad agosto, quando i paesi europei spingevano per riempire gli stoccaggi al 90% in vista dell'inverno alle porte, il prezzo era salito ai massimi storici.

Ma, questi valori e le previsioni di un prezzo TTF di [50 €/MWh](#) nel prossimo inverno non giustificano un ritorno della domanda di gas ai valori storici. Il calo dei consumi ha permesso un utilizzo ridotto degli stoccaggi, che concluderanno l'inverno con un livello di riempimento sopra la media storica. Questo ha generato un ritorno dei prezzi ad un valore sostenibile, vicino al livello di inizio crisi. Non prolungare questa tendenza di riduzione dei consumi rischia di generare un nuovo squilibrio tra domanda e offerta, con il conseguente rialzo dei prezzi.

Sul settore domestico le nostre analisi stimano per un'abitazione nel Nord Italia (zona climatica E) un contributo maggiore delle azioni di risparmio ed efficienza energetica sull'abbassamento dei consumi rispetto alle temperature più calde registrate lo scorso inverno.

Quale impatto ha avuto la temperatura sui consumi domestici?

Per il settore residenziale abbiamo provato a distinguere i risparmi generati dalle condizioni meteorologiche miti e dai comportamenti virtuosi delle famiglie, corrispondenti a limitazioni sia di temperatura degli ambienti interni sia di ore di accensione dei riscaldamenti.

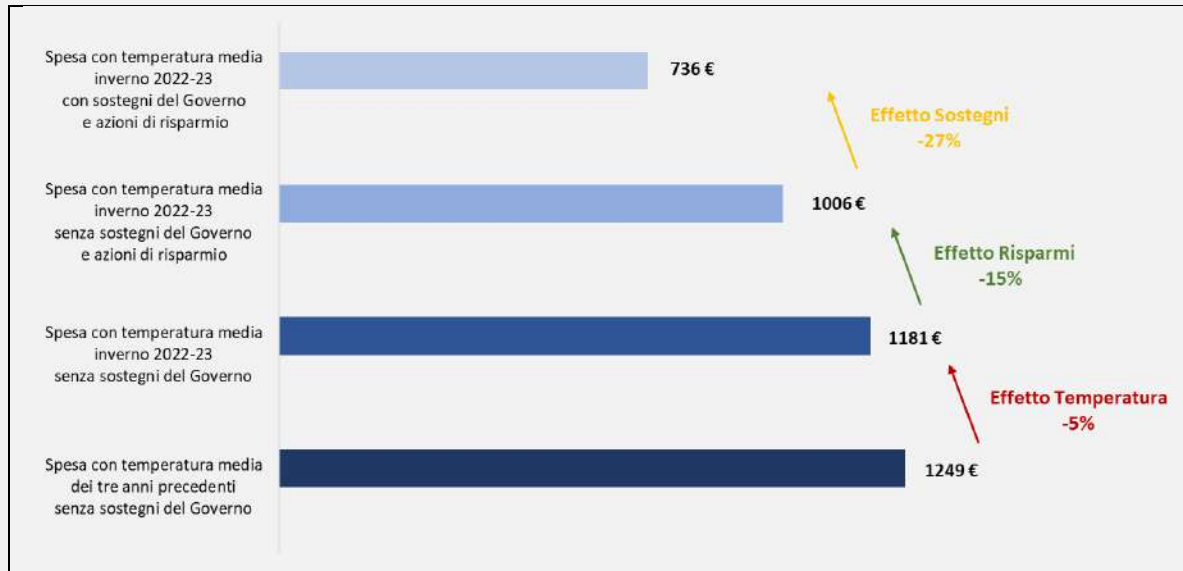
Abbiamo stimato il costo della bolletta del gas tra novembre 2022 e febbraio 2023 per un'abitazione in classe energetica G di 70 mq a Milano, in zona climatica E. La zona E è la più diffusa, con il [43%](#) di tutte le abitazioni italiane (il 45% in termini di mq), e la più rigida in termini di temperatura. È stata scelta come riferimento perché in essa le condizioni meteorologiche più miti e le variazioni del periodo di riscaldamento modificano i GG in maniera più significativa rispetto ad altre, con effetti maggiori sui consumi. Nella stima sono state confrontate le temperature medie giornaliere del periodo con quelle dei tre anni precedenti.

Dall'analisi emerge che le temperature più miti hanno avuto un impatto del 5% sulla riduzione dei consumi domestici, mentre un abbassamento del termostato a 18°C, o altri comportamenti di risparmio o misure di efficienza, del 14%.

Infatti, rispetto a un consumo stimato di 797 metri cubi standard per il periodo novembre-febbraio, con le temperature di novembre 2022-febbraio 2023 l'energia termica richiesta per riscaldare gli ambienti a 20°C, cucinare e produrre acqua calda sanitaria (ACS) è di 757 metri cubi standard - 40 in meno rispetto allo stesso periodo dei tre anni precedenti. Il contributo della limitazione della temperatura degli ambienti interni è circa doppio, e corrisponde a una riduzione aggiuntiva di 112 metri cubi standard.

Moltiplicando questi consumi con i costi definiti da ARERA per il mercato tutelato si ottiene la spesa sostenuta dalle famiglie e gli impatti delle singole misure. A Milano una famiglia tipo ha visto ridursi i rincari della bolletta gas solo del 5% per effetto delle temperature più calde, del 15% grazie alle azioni di risparmio individuali e del 27% grazie ai sostegni economici del Governo (riduzione degli oneri di sistema, oggi negativi nella componente UG2, e IVA al 5%).

Grafico 6 – Confronto tra la stima di costo stagionale (novembre-febbraio) con la media delle temperature dei tre anni precedenti e del 2022-23 per riscaldamento, cucina e ACS di un’abitazione di 70 mq in classe energetica G a Milano [€]. Per tutte le simulazioni sono state considerate le condizioni economiche stabilite da ARERA per il periodo novembre 2022-febbraio 2023; per stimare il caso “senza sostegni del Governo” è stata considerata l’IVA al 10-22% e la componente UG2 degli oneri di sistema come per il IV trimestre 2019 e I trimestre 2020. Fonte: elaborazioni ECCO su dati ARERA.



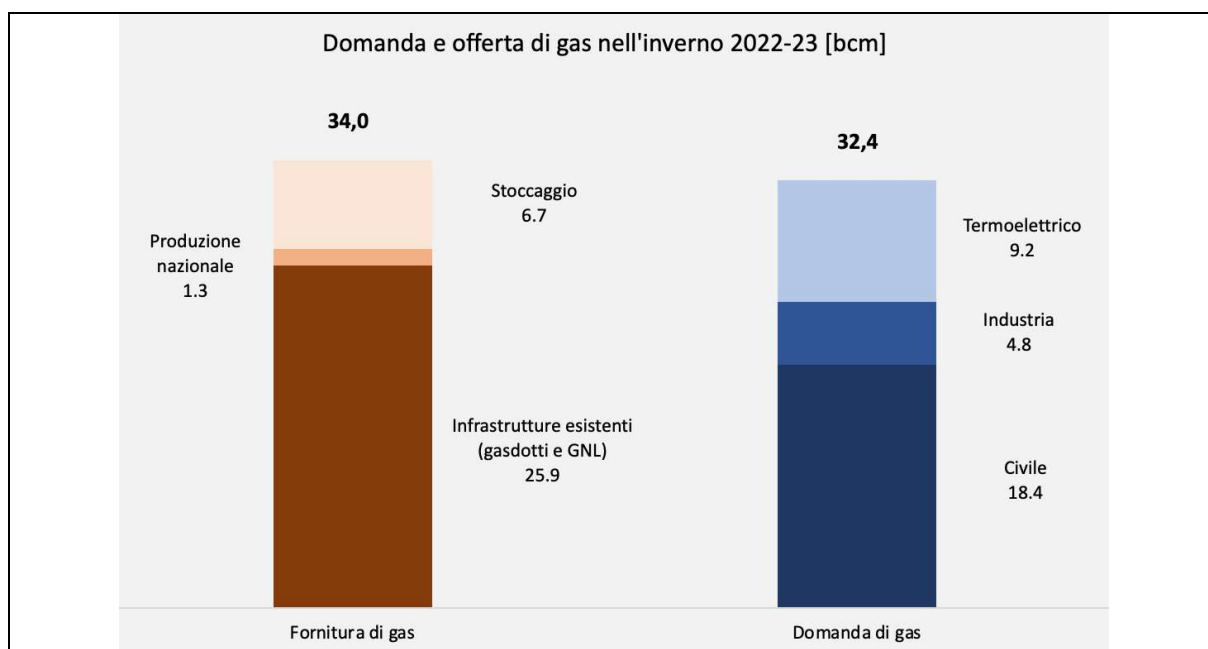
Tra novembre e febbraio i consumi domestici si sono ridotti del 19% rispetto alla media dei tre anni precedenti. Secondo le nostre stime, le temperature miti hanno inciso in minima parte (5%), mentre le azioni individuali di risparmio, misure potenzialmente strutturali, hanno rappresentato la componente principale (14%).

6. COSA CI DOBBIAMO ASPETTARE PER IL PROSSIMO INVERNO?

Nell’analisi dell’inverno 2023-24 abbiamo fatto diverse ipotesi e costruito tre scenari, più o meno conservativi, al fine di considerare l’incertezza che caratterizza alcune delle variabili sia sul lato della domanda sia dell’offerta di gas.

Per facilitare il confronto riportiamo il bilancio tra la domanda e l’offerta di gas nel periodo invernale 2022-23 (novembre-marzo).

Grafico 7 - Bilancio tra domanda e fornitura di gas nell’inverno 2022-23 (novembre-marzo). Fonte: Snam.



Per l'inverno 2023-24 il primo scenario, definito "Centrale", prevede ipotesi più cautelative e considera:

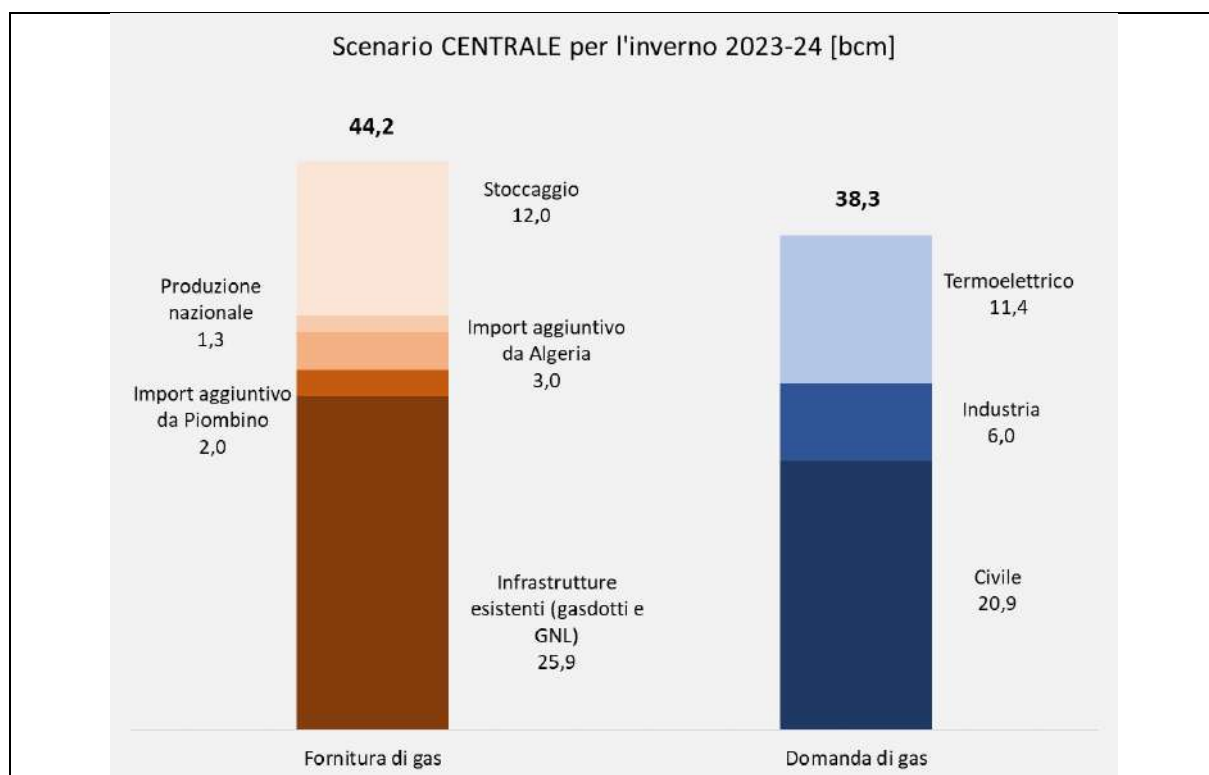
- per la domanda di gas:
 - Nel settore civile un ritorno della temperatura al livello dei tre anni precedenti, che porta i consumi a 22,8 bcm, un contributo dell'efficienza energetica di 0,4 Mtep e il mantenimento di alcune delle azioni di risparmio attuate dalle famiglie quest'anno, ossia la diminuzione della temperatura degli ambienti interni di un grado, capace di ridurre la richiesta di energia termica del 7%;
 - Nel settore industriale un ritorno dei consumi alla media dei tre anni precedenti pari a 6 bcm;
 - Nel settore termoelettrico un ritorno della domanda elettrica sui volumi storici, tale da determinare una maggior produzione elettrica nazionale di 13 TWh. Tale incremento si ipotizza soddisfatto attraverso una maggior produzione a gas, alla quale viene aggiunto il recupero della generazione a carbone che torna ai livelli dell'anno precedente (- 2,8 TWh)¹⁰. Per queste ragioni la domanda termoelettrica è stimata in aumento di 2,7 bcm rispetto all'inverno 2022-23. Si prevede inoltre la ripresa del 10% della produzione idroelettrica (1 TWh) e lo sviluppo di nuovi 8 GW di rinnovabili nel corso del 2023, che insieme vanno a ridurre l'aumento della domanda di gas di 1 bcm;
 - Il totale della domanda di gas per il periodo novembre 2023 – marzo 2024 è stimato quindi in 38,3 bcm.
- Per l'offerta di gas:

¹⁰ Con il prezzo del gas e del carbone di febbraio 2023, abbiamo stimato necessario un prezzo dell'ETS superiore a 131 €/tCO₂ per rendere economicamente conveniente lo *switch coal-to-gas*. Tuttavia, con gli ulteriori cali dell'ultimo mese, [il prezzo TTF del gas è rientrato nella cosiddetta banda di fuel-switching](#), ossia in cui produrre elettricità da impianti a gas è più remunerativo che produrre da carbone.

- Il mantenimento degli attuali flussi di gas attraverso le infrastrutture esistenti, il contratto a regime con l'Algeria per 9 bcm al 2023, grazie al quale si ipotizzano ulteriori 3 bcm disponibili nel periodo invernale (rispetto ai 2,4 bcm entrati nel 2022-23), l'utilizzo del nuovo rigassificatore a Piombino per 2 bcm, un contributo della produzione nazionale di 1,3 bcm - invariato rispetto a oggi - e il riempimento degli stoccaggi al 90%. Per quest'ultimi si prevede un impiego fino al 30% di riempimento a fine inverno.
- Lo scenario stima un'offerta di gas di 44,2 bcm in totale.

Con queste ipotesi, che prevedono un'azione minima da parte delle famiglie, una piena ripresa del settore industriale tale da riassorbire l'efficienza energetica mobilitata nel 2022-23, un accelerato sviluppo delle rinnovabili, in linea con le intenzioni del Governo, e una massimizzazione della capacità di importazione attuale, la domanda di gas per l'inverno 2023-24 risulta soddisfatta dalle infrastrutture esistenti, alle quali si aggiunge il contributo di Piombino.

Grafico 8 – Bilancio tra domanda e fornitura di gas nel prossimo inverno 2023-24 (novembre-marzo) nello scenario "centrale". Fonte: elaborazioni ECCO su dati Snam, Terna, MASE.



I flussi di GNL rimangono però una variabile incerta, nonostante lo sviluppo di nuove unità di rigassificazione e il conseguente aumento di capacità infrastrutturale. L'Europa, Italia inclusa, continuerà infatti a competere a livello internazionale per i carichi di GNL rimanendo vulnerabile alle dinamiche di mercato globali. La capacità europea di continuare ad attrarre e incrementare questi flussi dipenderà soprattutto dalla domanda cinese, stimata in aumento del

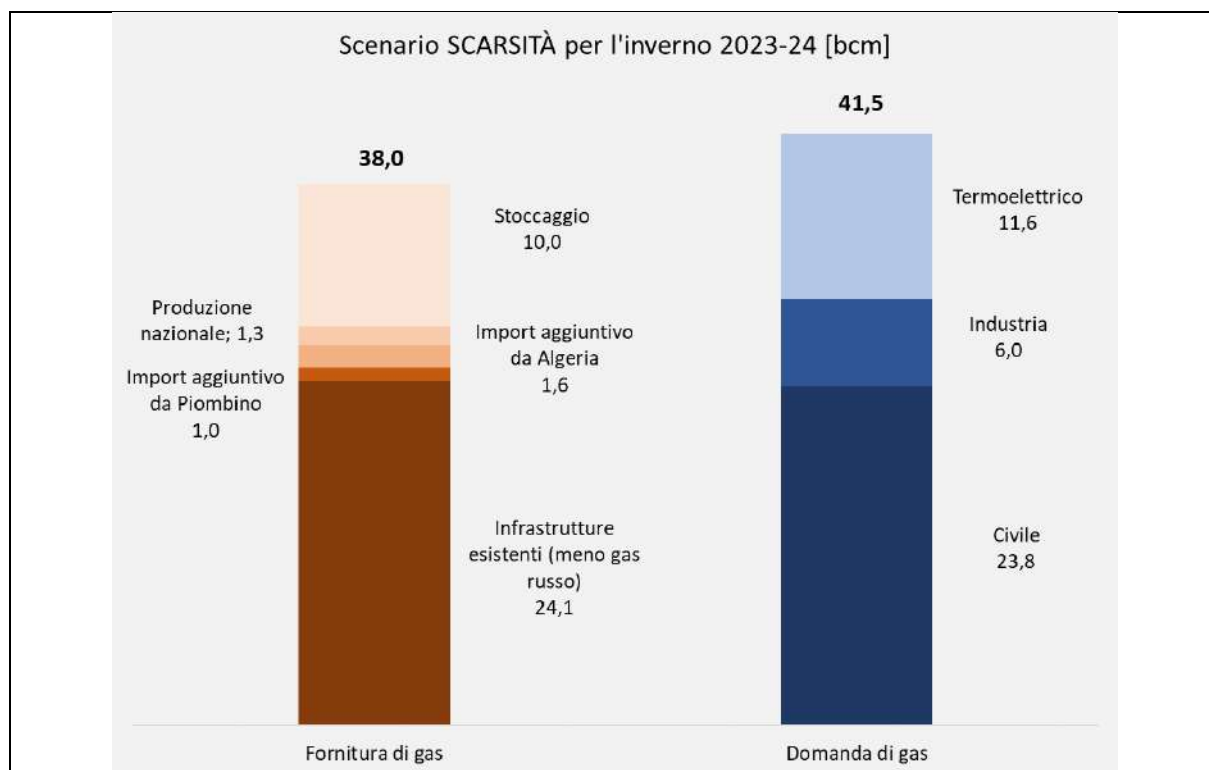
5%, e dal livello di prezzo nei mercati, che rimangono molto sensibili alle dinamiche tra domanda e offerta.

Per queste ragioni abbiamo sviluppato uno scenario basato su ipotesi di minor offerta che abbiamo voluto confrontare con una possibile maggior richiesta di gas da parte del settore civile e termoelettrico. A differenza del precedente, questo secondo scenario, definito di "Scarsità", considera:

- per la domanda di gas:
 - Nel settore civile un inverno particolarmente freddo e la presenza di politiche di sussidio ai consumi che sfavoriscono il risparmio;
 - Nel settore industriale un ritorno della domanda alla media dei tre anni precedenti, come nello scenario "centrale";
 - Nel settore termoelettrico un perdurare della crisi idroelettrica, assunta uguale all'inverno passato, e il mantenimento delle stesse ipotesi dello scenario precedente;
- per la fornitura di gas:
 - un minor utilizzo della nuova unità di rigassificazione a Piombino (da 2 bcm dello scenario "centrale" a 1 bcm), un minor aumento dei flussi algerini, un riempimento degli stoccaggi all'80%, con le stesse ipotesi di utilizzo dello scenario precedente, e la completa interruzione del gas russo (- 1,8 bcm).

In questo caso la domanda di gas raggiungerebbe i 41,5 bcm, creando un divario con l'offerta di 3,5 bcm.

Grafico 9 – Bilancio tra domanda e fornitura di gas nel prossimo inverno 2023-24 (novembre-marzo) nello scenario "scarsità". Fonte: elaborazioni ECCO su dati Snam, Terna, MASE.



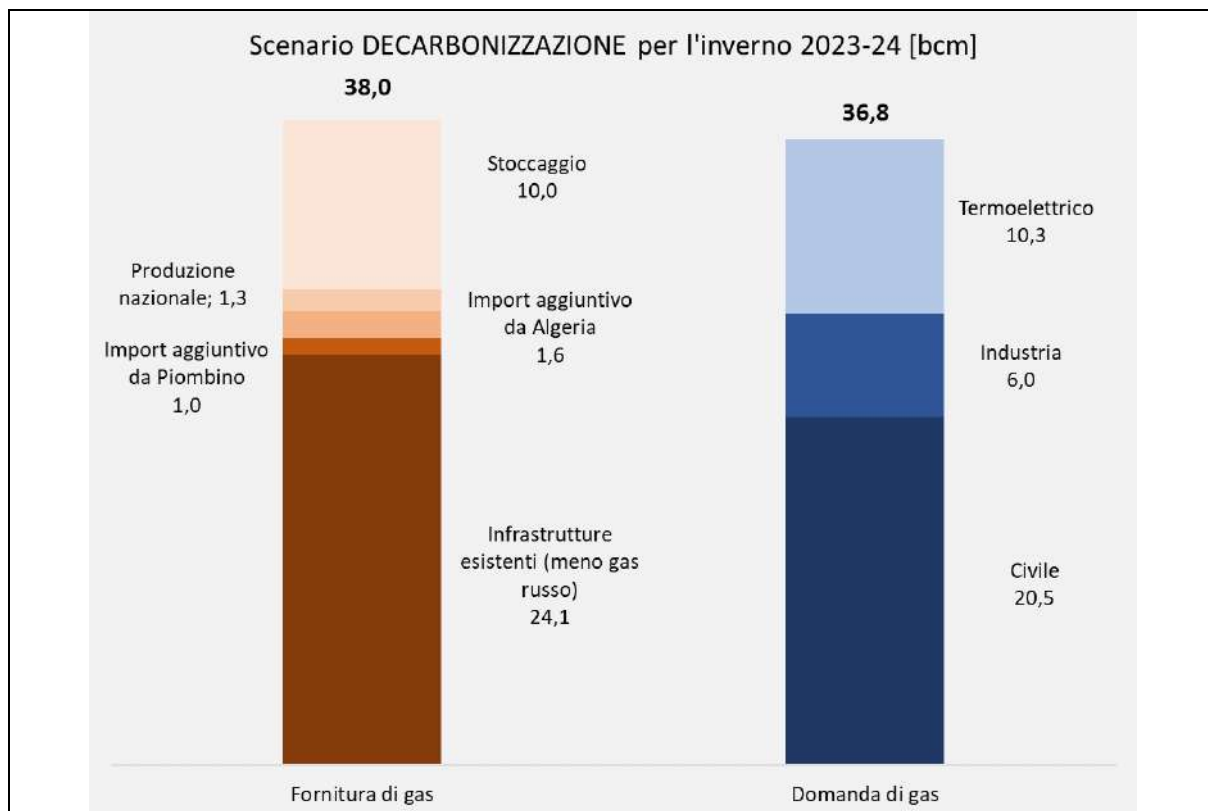
Infine, abbiamo ipotizzato un terzo scenario, definito “Decarbonizzazione”, che per la domanda di gas prevede:

- Nel settore civile la stabilizzazione delle azioni di risparmio energetico attivate nel 2022-23 dalle famiglie (- 3,3 bcm) e un contributo dell’efficienza energetica di 0,4 Mtep. È stata inoltre mantenuta l’ipotesi di un inverno con temperature particolarmente rigide;
- Nel settore industriale il ritorno dei consumi alla media dei tre anni precedenti, come nei casi precedenti;
- Nel settore termoelettrico il mantenimento di azioni di risparmio anche sui consumi elettrici, e quindi un ritorno di solo metà della minor produzione dell’anno scorso (+ 6,5 TWh anziché 13 TWh), e un maggior sviluppo delle rinnovabili per 10 GW nel 2023. Come per lo scenario precedente la produzione idroelettrica è mantenuta costante rispetto all’anno appena passato e si prevede la completa sostituzione a gas delle quote di generazione elettrica passate a carbone nel periodo 2022-23.

La domanda di gas è stimata in totale pari a 36,8 bcm. In questo scenario il settore civile conferma una capacità di risparmio del 14% rispetto alla media dei tre anni precedenti.

Anche nel caso di inverno freddo, lo scenario “Decarbonizzazione” permette, grazie a una stabilizzazione delle misure di risparmio attivate nel 2022-2023 e a un maggiore sviluppo delle rinnovabili, di mantenere il sistema energetico in sicurezza anche a fronte di scenari di offerta particolarmente pessimisti, che prevedono un’interruzione totale delle forniture russe e delle difficoltà di approvvigionamento attraverso le infrastrutture esistenti.

Grafico 10 – Bilancio tra domanda e fornitura di gas nel prossimo inverno 2023-24 (novembre-marzo) nello scenario “decarbonizzazione”. Fonte: elaborazioni ECCO su dati Snam, Terna, MASE.



7. CONCLUSIONI - RACCOMANDAZIONI PER L'ITALIA

La riduzione dei consumi ha svolto un ruolo essenziale nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti di gas nel corso del 2022 e in particolare nell'inverno appena concluso sia a livello europeo che italiano. **In Italia, con una diminuzione di circa il 20% tra settembre e febbraio, la domanda di gas ha contribuito in volume più che doppio rispetto a quanto stimato dal Governo Draghi la scorsa primavera.** A questo obiettivo hanno contribuito sia le politiche europee di contenimento dei consumi sia i comportamenti volontari di famiglie e imprese.

Il calo della domanda ha però diverse componenti, e solo alcune di esse sono compatibili con l'azione climatica: **l'installazione di rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica e la migliore gestione, manageriale o domestica, del servizio calore. Le temperature più calde del periodo invernale spiegano solo una frazione della riduzione dei consumi.**

Le componenti che hanno generato i risparmi devono essere identificate da analisi di settore per contribuire ad alimentare politiche che abbiano come obiettivo quello di rafforzare la sicurezza dei sistemi energetici, ridurre il costo e assicurare l'allineamento con l'azione per il clima.

Il maggiore sviluppo delle rinnovabili e una diminuzione della domanda invernale del 20% hanno permesso di mantenere gli stoccaggi a un livello del 57%. Ben al di sopra dalla media storica al termine dell'inverno. Questo rappresenta probabilmente l'elemento di maggiore sicurezza per il sistema energetico per il prossimo inverno. Ha contribuito a riportare il prezzo del gas a un livello di 40-50

€/MWh, rispetto ai livelli di 100-200 €/MWh dei primi nove mesi del 2022, e permette di scongiurare una nuova crisi prezzi per l'estate.

L'impatto sui prezzi, grazie a un ritrovato equilibrio di domanda e offerta raggiunto tramite i risparmi, integra in maniera non onerosa le politiche di sussidio al prezzo del gas, costate 80 miliardi da inizio crisi.

Il successo dei risparmi nel gestire la crisi e nel ridurre il prezzo del gas sui mercati fornisce importanti indicazioni per le policy.

Ora che il prezzo del gas non rappresenta più un'emergenza come nel 2022, le politiche dovrebbero spostare la propria attenzione dalle misure di sostegno al prezzo a misure per consolidare efficienza, risparmi e rinnovabili, in funzione di costruire un sistema energetico più sicuro, meno volatile e oneroso. Inoltre, la minor spesa in termini di finanza pubblica, derivante da una revisione dello schema di sussidio al prezzo del gas, permetterebbe di recuperare le risorse per politiche maggiormente mirate al supporto delle classi più vulnerabili.

La revisione delle misure di sostegno introdotte durante la crisi rappresenta un'opportunità per rivedere la fiscalità e la parafiscalità delle tariffe dei diversi vettori energetici, gas ed elettricità. La Delega fiscale al Governo dovrebbe includere queste considerazioni. Le misure previste dal *Decreto Bollette* al contrario impiegano nuovamente risorse pubbliche senza perseguire l'obiettivo di costruire un sistema energetico sicuro e decarbonizzato. Dal [documento pubblicato in Gazzetta Ufficiale](#) è possibile valutare il Decreto come uno strumento di sostegno ai consumi gas. Si tratta di un provvedimento in direzione opposta rispetto al rafforzamento dei contributi virtuosi in termini di sicurezza e riduzione dei prezzi del gas che i risparmi e l'efficienza hanno assicurato durante la crisi. In particolare, il Decreto avrebbe l'effetto controproducente di incrementare il già marcato divario di oneri fiscali e parafiscali a favore del gas rispetto al vettore elettrico, rallentando l'elettrificazione degli usi finali (ad esempio la sostituzione degli impianti di riscaldamento tradizionale con le pompe di calore).

Da un confronto con i paesi europei lo sviluppo delle rinnovabili in Italia durante la crisi è risultato ancora molto limitato. Serve rafforzare le politiche indirizzate a questo obiettivo. Il 2023 inizia con [4,6 GW](#) di nuovi impianti autorizzati, e pronti per essere connessi alla rete. Ancora insufficienti a raggiungere gli 8-10 GW, che, come abbiamo visto, sono capaci di sostituire 2-2,5 bcm di domanda di gas, e permetterebbero di mantenere l'equilibrio del sistema energetico anche nel caso di verificarsi dello scenario di scarsità su lato dell'offerta di gas.

Tale aumento risulterebbe in linea con il piano di crescita delle rinnovabili proposto da [Elettricità Futura](#), che al 2030 prevede una capacità aggiuntiva di 85 GW (rispetto al 2021) e una copertura nel mix elettrico di oltre l'80%, su cui il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha espresso un parere favorevole. Per accompagnare l'integrazione delle FER nel sistema energetico serve contestualmente accelerare il pacchetto di regole e politiche che permettano di sviluppare le tecnologie abilitanti – accumuli, gestione della domanda, reti intelligenti – e [disegnare un mercato funzionale a questa transizione](#).

Elemento necessario agli obiettivi di sicurezza energetica e decarbonizzazione è il miglioramento dell'efficienza energetica. Il report della [Commissione Europea](#) sul potenziale di risparmio energetico ed economico su tutti i settori (residenziale, industria e trasporti) stima **per l'Italia un potenziale del 24% e 16% al 2030 rispetto allo scenario a politiche correnti.**

Oltre a prorogare il piano di riduzione della domanda gas UE fino a marzo 2024, come confermato dal Consiglio Europeo il 28 marzo, è necessario promuovere campagne mirate a stimolare l'efficienza e disegnare una riforma strutturale dei meccanismi incentivanti per le riqualificazioni degli edifici, (Ecobonus-Superbonus) che introduca requisiti di efficienza maggiori, escluda le tecnologie basate su combustibili fossili, riservi risorse per l'edilizia popolare, e soprattutto includa una programmazione di lungo periodo in grado di assicurare un'adequata riduzione delle emissioni del settore.

Infine, anche il settore industriale necessita di una revisione degli strumenti a promozione dell'efficienza energetica e degli approvvigionamenti rinnovabili; dalla riscoperta dello strumento dei Titoli di efficienza energetica, all'utilizzo dei fondi del PNRR e REPowerEU per assicurare le risorse necessarie al finanziamento di interventi per l'efficienza e le rinnovabili, alla definizione del ruolo di CdP e Sace, all'applicazione di un sistema a aste basato sulla logica dei contratti per differenza per interventi più complessi, fino alla facilitazione di contratti di lungo periodo con i produttori di energia rinnovabile (*Power Purchase Agreement – PPA*).

In questo senso le direttive europee approvate nelle scorse settimane in materia di efficienza e rinnovabili pongono obiettivi ambiziosi che l'Italia dovrà recepire nei prossimi mesi.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Francesca Andreoli, Policy advisor – francesca.andreoli@eccoclimate.org

Francesca Bellisai, Policy advisor – francesca.bellisai@eccoclimate.org

Matteo Leonardi, Co-Fondatore & Direttore Esecutivo, Politiche Nazionali –
matteo.leonardi@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente ad ECCO Think Tank, autore della ricerca.

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

Andrea Ghianda, Head of Communication, ECCO
andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione: Aprile 2023