**Informativa urgente del Governo sugli ulteriori rincari dei costi dell’energia**

**e sulle misure adottate dal Governo per contrastarne gli effetti**

Camera dei deputati, 22 marzo 2022

L’informativa che il Governo rende oggi alla Camera dei deputati è strutturata sui seguenti punti:

1. Stato attuale e possibile evoluzione dello scenario
2. Possibili misure per incrementare la sicurezza del sistema a breve-medio termine
3. Possibili misure strutturali per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia
4. I Costi dell’energia
5. L’andamento dei prezzi di gas e carburanti
6. Misure per contenere l’incremento dei prezzi di energia elettrica e gas naturale
7. **Stato attuale e possibile evoluzione dello scenario**

I numeri principali relativi all’evoluzione del consumo di gas italiano sono i seguenti **:**

* I consumi di gas naturale sono rimasti **sostanzialmente stabili** negli ultimi venti anni, pari a 76 bcm (miliardi di metri cubi) nel 2021.
* Nello stesso periodo, la **produzione nazionale di gas naturale si è ridotta**, per il calo naturale dei giacimenti a l’assenza di investimenti in ricerca e produzione, da circa 15 bcm nel 2001 a circa 3 bcm nel 2021.
* Pertanto siamo diventati quasi completamente dipendenti dalle importazioni: Oggi oltre il 95% del gas naturale consumato in Italia viene quindi importato dall’estero.
* In particolare, le **importazioni dalla Russia sono incrementate** sia in valore assoluto che in percentuale sui consumi, dai circa 20 bcm (25% dei consumi) del 2011 ai 29 bcm del 2021 (38% dei consumi).

**Dal punto di vista delle infrastrutture di importazione**, l’Italia dispone di un **sistema** per l’approvvigionamento e il trasporto **diversificato e abbastanza resiliente** rispetto ad altri Stati membri UE, alimentato prevalentemente con gas prodotto all’estero e importato o trasportato via mare come Gas naturale liquefatto (GNL) e scaricato presso terminali di rigassificazione (il totale dei flussi di importazione tramite i terminali di rigassificazione ammonta al 13%, per 9,8 bcm, a fronte di una capacità massima di questi terminali di 16 bcm/ anno). Le infrastrutture di importazione principali sono:

* **Il** gasdotto **TAG**, che attraversa l’Austria, per l’importazione di gas proveniente dalla Russia attraverso l’Ucraina, che si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Tarvisio (40% dei flussi di importazione, per 29,1 bcm).
* **Il** gasdotto **TRANSITGAS**, che interconnette la rete di trasporto tedesca e quella francese alla rete italiana attraverso la Svizzera (punto di ingresso di Passo Gries). (3% dei flussi di importazione, per 2,2 bcm, con una capacità massima riscontrata negli anni passati fino a 12 bcm. Il limite principale per l’incremento su questa rotta è rappresentato dal fatto che in caso di crisi il gas proveniente dal Nord Europa sarebbe utilizzato prevalentemente dagli stessi Paesi nordici).
* Il gasdotto **TMPC** (TRANSMED), che attraversa il canale di Sicilia da Capo Bon (Tunisia) fino a Mazara del Vallo, che importa gas algerino (29% dei flussi di importazione, per 21,2 bcm, con una capacità massima riscontrata negli anni passati fino a 27 bcm).
* Il gasdotto **GREENSTREAM**, che si connette con la Rete Nazionale dei Gasdotti a Gela, che importa nel nostro paese il gas prodotto in Libia (4% dei flussi di importazione, per 3,2 bcm, con una capacità attualmente massimizzata).
* Il gasdotto **TAP**, di interconnessione tra Grecia e Italia via Albania, che si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Melendugno in Puglia, che trasporta tramite la Turchia il gas proveniente dall’Azerbaijan. TAP ha una capacità massima di circa 8,5 bcm/anno, ma oggi trasporta il 10% dei flussi di importazione, per 7,2 bcm.
* Il terminale di **rigassificazione di Panigaglia**, il terminale di **rigassificazione offshore** Adriatic LNG, installato al largo di Rovigo, e il **terminale galleggiante** di rigassificazione OLT, ubicato al largo di Livorno.
* Del sistema sono parte qualificante anche i **giacimenti di stoccaggio** di gas naturale, per assicurare il bilanciamento tra i consumi invernali ed estivi, per circa 18 miliardi di metri cubi; di questi, una parte è destinata allo stoccaggio strategico, utilizzabile solo in caso di emergenza prolungata a tutela residuale del settore civile, e circa 12 miliardi di metri cubi sono destinati allo stoccaggio “commerciale” di gas di proprietà dei *traders*.

**Gli scenari di possibile interruzione delle forniture di gas dalla Russia** pongono problemi diversi – e quindi diversi possibili rimedi – **in funzione della durata** dell’eventuale interruzione.

* Nel **breve termine**, grazie all’atteso miglioramento delle condizioni climatiche, si stima una **riduzione della domanda per uso civile** pari a circa 40 Mmc/ giorno già a fine marzo, in condizioni di freddo standard. Pertanto, anche **una completa interruzione dei flussi dalla Russia da oggi non dovrebbe comportare problemi di fornitura interna.** Eventuali picchi di domanda potrebbero essere assorbiti modulando opportunamente i volumi in stoccaggio o con altra capacità di import. Problemi per assicurare la fornitura a tutti i consumatori italiani potrebbero avvenire solo in caso di: i) un picco di freddo eccezionale entro fine marzo e/ o ii) contestuale *disruptions* su altre rotte di importazione.
* Nel **medio termine**, sarà necessario comunque riempire gli **stoccaggi** **al 90%** per il prossimo inverno (12 bcm). L’attivazione con successo delle **misure di breve-medio termine** descritte in seguito (unitamente a quelle già approvate nel DL in corso di pubblicazione) serve per controbilanciare la criticità oggi legata ai prezzi elevati (oltre 1,5 €/Smc a marzo 2022 rispetto ad una media inferiore a 0,3 €/Smc dell’anno precedente) e ad un differenziale di prezzo – invertito rispetto al tradizionale spread stagionale - che scoraggia lo stoccaggio. L’esito delle prime aste dopo l’emanazione del DM stoccaggio (a seguito dei risultati di bassa partecipazione) dimostra che le criticità sono reali e che occorrerà intervenire per il riempimento con una regolazione *ad hoc*, che solleciti la risposta da parte degli operatori e, in mancanza, con un soggetto di ultima istanza.
* **Nel lungo termine**, a partire dal prossimo inverno, sarebbe necessario sostituire completamente 30 bcm di gas russo con altre fonti. Sebbene questo sia possibile in un **orizzonte minimo di 3 anni**, tramite le misure strutturali sotto descritte, per almeno i prossimi due inverni sarebbe complesso assicurare tutte le forniture al sistema italiano e occorre dotarsi di strumenti di accelerazione molto efficaci per gli investimenti che servono.

È opportuno ricordare che le problematiche di sicurezza sono da valutare **sia in ‘integrale’** su base annua che tenendo conto di stagionalità ed esigenze **‘alla punta’.**

1. **Possibili misure per incrementare la sicurezza del sistema a breve-medio termine**

Nel corso delle ultime settimane il Governo si è mobilizzato per attivare misure con impatto a breve-medio termine, anche con missioni nei Paesi produttori (Qatar, Algeria, Angola, Congo), che si stima possano portare complessivamente a ridurre la dipendenza per circa **20 bcm** l’anno:

1. **Incremento di importazioni del gas algerino**. In particolare, con le infrastrutture attuali è ipotizzabile un incremento fino a **9 bcm/ anno**.
2. **Incremento import su infrastruttura TAP attuale.** In particolare, con le infrastrutture attuali è ipotizzabile un incremento di circa **1,5 bcm l’anno** (5 mmc/ giorno) tramite interventi sulle centrali di spinta in Albania e Grecia, a patto di avere a breve tali volumi aggiuntivi dall’Azerbaijan.
3. **Massimizzazione utilizzo dei terminali GNL** a disposizione. In particolare, è ipotizzabile un maggiore utilizzo dei terminali italiani anche nei periodi dell’anno in cui tipicamente non sono utilizzati (con possibile incremento complessivo di **6 bcm/anno**). Questo implica la disponibilità di GNL aggiuntiva e un migliore utilizzo dei terminali (e.g. come da recenti intese con Qatar).
4. **Incentivazione iniezione gas in stoccaggio.** Per far sì che il ciclo di riempimento degli stoccaggi che si sta ora avviando in previsione del prossimo periodo invernale sia il più rapido ed efficace possibile e per garantire che le misure di risparmio di gas di cui sopra abbiano l’effetto di ottenere l’effettiva iniezione di gas in stoccaggio (altrimenti potrebbero risolversi solo in un minore import) è necessario ricorrere, attraverso strumenti regolatori, a una serie di misure che realizzino tale possibilità.
5. **Ricordiamo inoltre che, come** previsto dal Piano di emergenza nazionale del gas per i casi di emergenza è possibile incrementare la produzione a carbone o olio per periodi definiti con risparmio di **3-4 bcm/ anno** di gas naturale. Con principale riferimento ai **prossimi periodi invernali**, oltre le misure sopra descritte **si potrebbe inoltre intervenire anche con:**
* **Misure di controllo della domanda** e di accelerazione **dell’efficientamento energetico.** In particolare, sono ipotizzabili misure di flessibilità sui consumi di gas (e.g. interrompibilità nel settore industriale, che però può agire per brevi periodi settimanali in caso di picchi della domanda) e sui consumi di gas del settore termoelettrico (dove pure esistono misure di riduzione del carico in modo controllato) e misure di contenimento dei consumi negli altri settori.
* **Incremento importazioni di energia elettrica** dal Nord Europa, per ridurre il consumo di gas del parco termoelettrico italiano.
1. **Possibili misure strutturali per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia**

Il Governo ha avviato una riflessione su misure strutturali per eliminare la dipendenza di importazioni dalla Russia, in linea con le proposte del pacchetto europeo in corso di finalizzazione ‘*REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*’ che includono:

1. **Nuova capacità di rigassificazione su unità galleggianti ancorate in prossimità di porti, realizzabile in 12-18 mesi** (dall’ottenimento delle autorizzazioni)per circa **16-24 bcm**. L’aspetto critico adesso è arrivare in tempo a contrattualizzare le poche navi esistenti in grado di svolgere questo servizio, verso cui si sono diretti operatori e Governi di vari Paesi. Il MITE ha già dato a Snam l’ indirizzo per la negoziazione all’acquisto di una FSRU e al noleggio di una seconda unità, infrastrutture che saranno oggetto di un prossimo DPCM di identificazione come impianti strategici.
2. **Sviluppo progetti rinnovabili *offshore* e *onshore*.** In particolare, considerando gli oltre 40 GW di richieste di connessione per progetti *offshore* e i numerosi interventi relativi alla **liberalizzazione del fotovoltaico per autoconsumo sino a 200 kW, e all’agrofotovoltaico** si prevede un risparmio annuo di circa 3 bcm di gas naturale al’anno.
3. **Sviluppo del biometano**, con potenziale di circa 2,5 bcm di risparmio al 2026.
4. I**ncremento della produzione nazionale di 2,2 miliardi di metri cubi**, su aree quali Cassiopea, Canale di Sicilia, Marche, consentendo di arrivare ad una produzione nazionale **fino a circa 5 miliardi** di metri cubi, e introduzione di **meccanismi di ritiro** della produzione nazionale da parte del gruppo GSE a prezzi **equi**, da assegnare in primis ad aziende energivore e piccole medie imprese.
5. **Raddoppio capacità TAP**. In particolare, è possibile incrementare le importazioni via TAP per circa **10 bcm/ anno**. Per far questo, sono necessari circa 45 mesi per incremento dei primi 2 bcm (tramite interventi in Albania) e circa 65 mesi per l’incremento di ulteriori 8 bcm (ulteriori interventi in Albania e Grecia e alcuni interventi sulla rete italiana). Ovviamente prerequisito è un accordo di fornitura di gas di lungo periodo con il Governo azero.
6. **I Costi dell’energia**

La tensione sui mercati ha anche determinato, dopo la forte diminuzione avvenuta nel corso del 2020, un **vertiginoso** **aumento dei costi dell’energia**:

* Per quanto riguarda il mercato del **gas naturale**, il prezzo al PSV (Punto di Scambio Virtuale del gas naturale in Italia) è passato dai circa 20 €/MWh (0,2 €/Smc) di gennaio 2021 fino ai circa 160 €/MWh (1,7 €/Smc) delle prime settimane di marzo, con un aumento di **quasi 8 volte** (e con punte giornaliere che hanno superato i valori record di 200 €/MWh nei mesi scorsi)**. Solo adesso il prezzo si è ridotto a valori di poco superiori a 100 €/MWh**
* Per quanto riguarda i prezzi dell’**energia elettrica** all’ingrosso, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) ha registrato valori record: nelle ultime settimane si sono raggiunti i valori **più elevati da quando la borsa italiana è stata costituita**, superando 600 €/MWh. Negli ultimi giorni i valori si sono attestati intorno ai 300 €/MWh. Questo anche come diretta **conseguenza dei prezzi del gas naturale**, che determinano il **costo marginale degli impianti di generazione elettrica a gas**, i quali fissano il prezzo del mercato all’ingrosso nella maggior parte delle ore.
* Non si tratta di un fenomeno italiano, ma andamenti simili sono **riscontrabili in altri Paesi europei**, con incidenza diversa in funzione di specificità nazionali (e.g. mix di generazione, contratti di approvvigionamento).
1. **L’andamento dei prezzi di gas e carburanti**

Occorre, a questo punto, svolgere alcune considerazioni sull’andamento dei prezzi del gas e dei carburanti, in attesa di poter disporre delle correzioni alle elaborazioni dell’ISTAT.

Con riferimento al costo del gas, i dati che riporto a questa Assemblea sono quelli comunicati dall’Agenzia dei monopoli, dai quali risulta che:



|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *Euro per mc* | **Marzo 2021** | **Luglio 2021** | **Dicembre 2021** | **Febbraio 2022** |
| Gas naturale | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,6 |
| Dutch TTF | 0,2 | 0,4 | 1,2 | 1,6 |

**In particolare, i prezzi del gas**

I prezzi reali in importazione del **gas naturale** sono influenzati dalla vigenza di contratti a lungo termine (in alcuni casi pluridecennali) caratterizzati da prezzi indicizzati e da volumi di importazione modulabili.

**In particolare, i prezzi dei carburanti**

Per quanto riguarda i **carburanti per autotrazione**, analoga correlazione tra prezzi dei contratti *futures* e prezzi all’importazione vale per il greggio, con una sostanziale coincidenza dei due valori per il gasolio e per la benzina (seppur, in tal caso, in minor misura). Trattandosi dei due prodotti principali acquistati dai consumatori finali, oltre agli andamenti dei costi all’importazione (o alla fabbricazione), assume particolare interesse anche l’andamento del prezzo “alla pompa”, al netto delle imposte.

**Rilevazione del 21/03/2022** (Media settimanale dei prezzi dal giorno 14/03/2022 a 20/03/2022).

|  |  |
| --- | --- |
| Benzina | **2.137,19** |
| Gasolio auto | **2.124,56** |
| GPL | **876,81** |
|  |  |
| Gasolio riscaldamento | **1.791,40** |

* Nella settimana 10-14 Marzo la benzina è aumentata del 13% e il diesel del 21%
* Ma gli aumenti del prezzo carburante riflettono solo in parte quelli del petrolio, che dopo aver toccato 128 US$ il giorno 8 Marzo è sceso a 98 US$ in una settimana
* Si osserva regolarmente che l’adeguamento del prezzo alla pompa al prezzo del greggio è immediato, mentre l’adeguamento alla riduzione del prezzo del greggio è ritardato

**Il costo alla pompa della benzina si compone di diverse voci.**

**Di seguito i dati riferiti alla benzina rilevati dal MiTE il 21 marzo 2022.**

**La componente fiscale è tra le più alte d’Europa: pari al 52%, è composta da**

* **Accisa** tassa fissa pari a 0,728 € a litro: rappresenta il 34% del prezzo alla pompa;
* **IVA** pari al 0,386 € a litro e pari al 22% del prezzo Netto (anche detto **prezzo industriale** questo ultimo risultato pari a 1,023 € al litro)

Il **prezzo netto** o **industriale** rappresenta quindi il 48% del prezzo alla pompa ed è così suddivisibile:

* **Materia prima (greggio)** che rappresenta circa il 35% del prezzo finale ed è dato dal prezzo internazionale della benzina sul mercato PLATTS e sul quale incide anche l’effetto del cambio euro / dollaro**;**
* **MARGINE LORDO dei petrolieri** che rappresenta circa il 13% del prezzo finale e serve per remunerare tutti i passaggi della filiera distributiva che comprende sia spese di stoccaggio che di scorte obbligatorie, trasporto, remunerazione del gestore di distribuzione e altri oneri e tasse). Anche il costo dell’energia utilizzato della filiera incide su questo valore.

Per mitigare l’incremento del *brent*, **Stati** **Uniti e Unione Europea** hanno operato **una *oil release****.* In tale contesto, l’Italia ha aderito alla proposta, su base volontaria, di rilascio coordinato di una quota delle proprie scorte petrolifere promossa dall'Agenzia internazionale dell'Energia, con un contributo di 2,041 milioni di barili, con l’obiettivo di ridurre il picco di prezzi a cui stiamo assistendo a causa degli effetti indiretti di riduzione dell’offerta della Russia conseguenti alle sanzioni applicate a seguito dell’invasione dell’Ucraina.

Per l’Italia si tratta di circa 277.000 tonnellate di greggio che comprendono, oltre alla quantità *standard* stabilita per il nostro Paese, anche un ulteriore 25 per cento a copertura della quota di quei paesi che non hanno aderito.

Inoltre, al fine di contenere l’impatto sui consumatori finali, il **Governo** ha attuato l’ipotesi di praticare sui carburanti un’**accisa mobile, che porterà ad una riduzione per il prossimo mese di 25 centesimi di euro al litro, coperto con l’extragettito degli ultimi mesi del 2021 e dei primi mesi del 2022 (DM in corso di firma o di pubblicazione)**.

1. **Misure per contenere l’incremento dei prezzi di energia elettrica e gas naturale**

Il **Governo e il Parlamento sono intervenuti negli ultimi trimestri** per attutire l’impatto dei rincari per 29 milioni di famiglie e 6 milioni di imprese, con un mix di misure per un valore superiore a 15 miliardi di euro in tre trimestri che ARERA ha attuato per le componenti regolate e che hanno permesso di:

* **Annullare transitoriamente gli oneri di sistema** in bolletta per tutti i clienti, anche mediante destinazione del gettito delle quote di emissione di CO2 e impiegando fondi di bilancio per finanziare oneri non afferenti al sistema energetico (decreto-legge n. 73 del 2021, decreto-legge n. 130 del 2021, decreto-legge n. 4 del 2022 e decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Potenziare il bonus sociale** alle famiglie che versano in gravi difficoltà economiche, che in virtù del provvedimento hanno visto completamente compensato l’aumento tariffario (2,5 milioni di famiglie aventi diritto a bonus sociali elettricità e 1,54 milioni di famiglie a bonus gas) (decreto-legge n. 130 del 2021 e decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Ridurre l’Iva sul gas** destinato a usi civili e industriali al 5% (decreto-legge n. 130 del 2021 e decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Introdurre contributi straordinari,** sotto forma di credito di imposta**,** a favore delle **imprese energivore e** delle **imprese a forte consumo di gas naturale** (decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Introdurre interventi a favore del settore dell’autotrasporto** (decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Sostenere le esigenze di liquidità delle imprese** particolarmente gravate dagli aumenti dei prezzi dell’energia (decreto-legge n. 17 del 2022).
* **Intervenire sull’elettricità prodotta da impianti FER** con potenza superiore a 20 kW, senza intervenire sugli impianti, per così dire, “domestici” o comunque per autoproduzione di famiglie e piccole imprese, al fine di **contenere la maggiore reddittività dei produttori** di energia da FER. Maggiore redditività derivante dalla circostanza che, a fronte di un innalzamento del prezzo dell’energia offerta sul mercato, detti produttori, alcuni dei quali peraltro beneficiari di incentivi fissi, non hanno subito maggiori costi di produzione (decreto-legge n. 13 del 2022). In particolare, con l’ultimo decreto questa misura riguarda esclusivamente impianti pre-2010 e impianti a incentivo fisso.
* Da ultimo, con **il decreto n. 21 del 2022** sono stati previsti ulteriori interventi per far fronte al rincaro energetico, mediante il contenimento dei costi sostenuti per gasolio e benzina, quali la riduzione delle aliquote di accisa sulla benzina e sul gasolio impiegato come carburante e l’erogazione di un bonus carburante ai dipendenti (riduzione di 0,25 € delle accise su gasolio e benzina nel periodo dal 21 marzo al 30 aprile, per complessivi 40 giorni).
* A favore delle imprese che hanno subito aumenti nei costi di luce e gas superiore al 30%, si è previsto un contributo, sotto forma di credito d'imposta.
* È stato incrementato il credito d'imposta in favore delle imprese energivore e gasivore ed è stato esteso il bonus sociale elettricità e gas, elevando il limite ISEE da 8.000 € a 12.000 € (ARERA stima che da questo intervento potranno beneficiare 1,2 milioni di famiglie in più, per un totale di 5,2 milioni di famiglie).
* Quale misura per favorire la liquidità delle imprese è stata prevista la rateizzazione delle bollette per i consumi energetici fino a 24 mesi ed è stato istituito un apposito Fondo di garanzia PMI.
* È stata prevista la cedibilità al sistema bancario del credito di imposta (per un massimo di tre cessioni) riconosciuto alle imprese energivore e alle imprese a forte consumo di gas naturale.

**In parallelo è stata avviata una discussione a livello europeo** su possibili misure **STRUTTURALI** per contenere l’incremento dei **prezzi tramite il pacchetto *REPowerEU***, quali ad esempio:

* Misure per mitigare l’impatto sui **prezzi residenziali e per piccole imprese.**
* Regole per **Aiuti di Stato** che consentano di far fronte agli elevati costi energetici per imprese.
* Misure per **tassazione di extra-profitti** per finanziare le misure di supporto.

In questo contesto, il Governo italiano ha proposto misure strutturali che includono:

* Un ***price cap* a livello europeo** **temporaneo** sulle transazioni di gas naturale all’ingrosso. Questa misura, oltre a portare beneficio diretto ai consumatori di gas, porterebbe anche **notevoli benefici sui prezzi del mercato** **elettrico** all’ingrosso – dove come illustrato il prezzo marginale viene fissato in molte ore da generazione termoelettrica a gas.
* Il **disaccoppiamento dei prezzi di vendita dell’energia prodotta da tecnologie rinnovabili** elettriche rispetto a quelli del parco termoelettrico, mediante opportuna revisione delle **regole di *market design***.

In tale contesto, si sottolinea che le **misure del PNRR contribuiscono in modo strutturale** alla riduzione della dipendenza energetica ed all’efficientamento del sistema (e.g. tramite l’accelerazione delle rinnovabili elettriche, il rafforzamento dell’efficientamento energetico, la diffusione del biometano).

**Non si prevedono al momento ritardi** rispetto al percorso stabilito. Nei prossimi giorni (5 - 10) saranno infine avviate alcune procedure importanti, tra i quali la realizzazione degli impianti di trattamento/riciclo nei settori produttivi individuati nel Piano d'azione per l'economia circolare dell’UE, che interessano **filiere energivore**.