

ISSN 1825-9871

# InnovazioneDiritto

Quarterly Review of Tax and Economic Law

*Pubblicazione*  
**3 • 2023**



Università degli studi di Napoli Federico II

**Innovazione e Diritto** - Rivista trimestrale on line fondata nel 2005 dal prof. Raffaele Perrone Capano, autore e responsabile scientifico del Progetto di informatizzazione diffusa della Facoltà di Giurisprudenza, e di catalogazione in formato digitale della Biblioteca storica, a supporto della ricerca e della didattica.

Il Progetto, approvato dal MIUR nel 2004, per un importo complessivo di 1.350.00 €, era stato finanziato per il 70% dall'UE, per il 26% dalla Facoltà, attraverso il riconoscimento delle spese effettuate nel settore informatico nel biennio precedente, e per il restante 4% dal MIUR.

Innovazione e Diritto è stata, fin dalla nascita, una rivista ad accesso libero, a supporto delle attività dei dottorati di ricerca e dei giovani studiosi della Facoltà. L'adesione di numerosi colleghi, professori e ricercatori di altre Università italiane, ne ha consolidato in breve tempo la dimensione nazionale.

Dal 2012, in seguito alla trasformazione delle Facoltà in Dipartimenti, la Rivista ha proseguito l'attività, per l'impegno di un gruppo di professori e ricercatori di numerose Università italiane che hanno assicurato il regolare flusso di contributi scientifici di elevata qualità. Il nuovo assetto editoriale ha favorito l'estensione degli interessi scientifici della Rivista ai settori più direttamente investiti dalla crisi finanziaria del 2008, la più grave dal dopoguerra. L'orizzonte più ampio ha comportato una parallela specializzazione della produzione scientifica, e ne ha amplificato la diffusione e l'impatto.

Un primo punto di svolta ha preso avvio all'inizio del 2018, con la scelta della cadenza trimestrale, per lasciare spazio alla pubblicazione di numeri speciali, di Atti di convegno e di altre iniziative promosse dalla Rivista, affiancata dall'indicazione nel sottotitolo di: "Rivista di Diritto tributario e dell'Economia". Un secondo punto si è concretizzato in una nuova partenza, basata su una piattaforma digitale avanzata, coerente con le indicazioni dell'ANVUR per le riviste di classe A e con gli standard definiti da Google per la massima diffusione internazionale dei contenuti.

# **Crisi del mercato del gas: cause, risposte legislative, contesto attuale e prospettive future**

di **Serafino Sandro Masoni**

*Dottorando di ricerca in Diritto tributario - Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano*

## **ABSTRACT**

This article explores the gas price crisis that struck the European Union between 2021 and 2022 (before easing during 2023), the consequential European legislative responses, the current trend of the gas market and its likely future developments.

Firstly, the survey focuses on the aspects that have affected the demand and the supply of this hydrocarbon at European level, and then points out the element that, according to several experts, was the main cause of the crisis, namely the pricing mechanisms characterizing the gas import contracts.

The second part of the article regards the analysis of the price cap to the price of the gas adopted from the European legislator in order to reduce the episodes of surges of the prices on the Dutch Stock exchange of the gas TTF, benchmark for the European Exchanges.

The final part of the article analyzes the 2023 conjuncture of the gas market and its possible future developments, considering the potential impact on the price cap and the global ecological transition targets.

## **SINTESI**

*Il presente articolo esamina la crisi dei prezzi del gas che ha investito l'Unione europea tra il 2021 e il 2022 (per poi attenuarsi nel*

2023), le consequenziali risposte legislative europee, l'attuale andamento del mercato del gas e i suoi probabili sviluppi.

In primo luogo, l'indagine si focalizza sugli aspetti che hanno inciso sulla domanda e l'offerta di questo idrocarburo a livello europeo e susseguentemente mette in luce quella che, ad avviso di diversi esperti, ha costituito la causa principale della crisi ovvero i meccanismi di pricing contenuti nei contratti d'importazione del gas.

La seconda parte del contributo è dedicata all'analisi del price cap al prezzo del gas, predisposto dal legislatore europeo al fine di contenere i rialzi di prezzo sulla Borsa olandese del gas TTF, benchmark di riferimento per le Borse europee.

La parte conclusiva dell'articolo analizza la congiuntura del mercato del gas del 2023 e le sue possibili evoluzioni future, considerandone il potenziale impatto sul price cap e sugli obiettivi globali di transizione ecologica.

## **SOMMARIO**

**1.** Premessa: le cause della crisi del mercato del gas - **2.** Il meccanismo di pricing nei contratti di importazione - **3.** Il price cap al prezzo del gas - **4.** La congiuntura del 2023 - **5.** Prospettive future del mercato del gas e osservazioni conclusive

### **1. Premessa: le cause della crisi del mercato del gas**

I prezzi delle bollette di luce e gas nel corso del 2022 hanno raggiunto valori mai registrati prima.

Non si è trattato di una specificità italiana, ma di un problema generale che ha investito altri Paesi dell'Unione europea, estendendosi anche al di fuori dei suoi confini, divenendo una questione di rilevanza globale.

A livello europeo, in risposta alla crisi dei prezzi del gas, sono stati approntati alcuni significativi interventi legislativi, tra cui il meccanismo di correzione del mercato del gas TTF (Title Transfer Facility) che verrà analizzato nel prosieguo.

Le cause di questi inusitati aumenti sono state in larga misura imputate all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia; tuttavia, già mesi prima dell'avvio delle ostilità, la situazione non era troppo diversa.

Infatti, la crisi dei prezzi del gas naturale è insorta nel corso del 2021 e la sua origine non è che uno dei tanti effetti della ripresa economica globale dalla pandemia di COVID-19.

Contestualmente ad essa si è assistito all'impennata dei costi di altre materie prime, quali: cemento, acciaio, petrolio e suoi derivati.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> WORLD BANK GROUP. 2021. *Commodity markets outlook: Urbanization and Commodity Demand*, p. 1, October 2021. World Bank, Washington, D.C.

Tra marzo e giugno 2020, con la pandemia di COVID-19 da poco iniziata, i prezzi del gas toccavano i loro minimi storici nei principali *hub* europei.<sup>2</sup>

Questo calo iniziato prima della pandemia e consolidatosi durante la stessa, era riconducibile, secondo alcuni esperti del settore, al processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas, ormai realizzatosi pienamente; invece, altri, pur riconoscendo il ruolo delle liberalizzazioni degli ultimi vent'anni, che hanno permesso di sfruttare le congiunture caratterizzate da eccesso di offerta di gas, sostenevano si trattasse di una fase contingente, legata principalmente ad un *surplus* globale di questo idrocarburo, precisando che, «*sebbene le politiche di liberalizzazione possano essere strumenti efficaci per ridurre i prezzi in periodi di abbondanza di gas, esse non rappresentano una soluzione di lungo termine qualora l'abbondanza dovesse derivare principalmente da importazioni*» e avvertendo che questa fase di diminuzione dei prezzi avesse carattere temporaneo e che lo scenario sarebbe potuto mutare a pandemia finita, a seguito della diminuzione dell'offerta di metano sui mercati internazionali.<sup>3</sup>

Tale scenario si è in effetti realizzato; infatti, la crescita dei prezzi sulla Borsa olandese del gas TTF, *benchmark* per tutte le borse europee, si è iniziata a registrare a partire dalla fine dell'estate del 2021; precisamente, tra settembre ed ottobre si è assistito ad un forte incremento dei prezzi rispetto ai mesi precedenti, da allora l'indice TTF ha progressivamente continuato a innalzarsi fino a raggiungere un primo picco storico il 21 dicembre 2021 pari a 180€/MWh;<sup>4</sup> poi, a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, si è attestato su un nuovo massimo il 7 marzo 2022 ri a

---

<sup>2</sup> *Ice dutch ttf gas c1 future streaming chart*, <https://it.investing.com/commodities/ice-dutch-ttf-gas-c1-futures-streaming-chart>, ultima consultazione 29/07/2023.

<sup>3</sup> R. CARDINALE, *Riflessione sull'effetto delle liberalizzazioni sui prezzi del gas*, in *Energia*, 2020, 3.20, pp. 64-74.

<sup>4</sup> Megawatt/ora.

227€/MWh; da ultimo, il 26 agosto 2022, il prezzo ha raggiunto il valore mai registrato prima di 339€/MWh.

A partire da tale data l'indice si è progressivamente abbassato,<sup>5</sup> ma i rischi di nuovi aumenti sono sempre presenti.

Per comprendere quali sono state le cause scatenanti di questa crisi, è necessario, in primo luogo, analizzare i fattori di varia natura che, tra il 2021 e il 2022, hanno inciso sulla domanda e l'offerta di gas globale.

Nel 2021 si è assistito ad uno scenario che può essere considerato la "tempesta perfetta" in termini di incremento di domanda e riduzione dell'offerta di metano.

Infatti, si è verificata una forte diminuzione della produzione di energia elettrica da parte di fonti energetiche diverse dal gas.

Il Brasile, secondo più grande produttore di energia idroelettrica a livello mondiale nel 2020,<sup>6</sup> ha vissuto un'annata negativa, riducendo considerevolmente la produzione rispetto agli anni precedenti.<sup>7</sup>

Al contempo nel mare del Nord il vento era ridotto, e ciò ha comportato una riduzione della produzione di energia da generatori eolici;<sup>8</sup> conseguentemente si è reso necessario produrre una maggiore quantità di energia elettrica da gas naturale.

Sotto il profilo dell'offerta di questa risorsa, sono stati compiuti plurimi interventi di manutenzione straordinaria a vari gasdotti che hanno provocato svariate difficoltà di approvvigionamento, a cui si sono aggiunti alcuni guasti e incendi; in aggiunta, la pandemia di COVID-19 ha comportato un rallentamento degli investimenti in

---

<sup>5</sup> *Ice dutch ttf gas c1 future streaming chart, cit.*

<sup>6</sup> INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. 2021. *Hydropower status report: Sector trends and insights*, IHA Central office, London (United Kingdom), p. 6.

<sup>7</sup> Si veda D. MASTROGIACOMO, "la doccia solo nei fine settimana", *Il Brasile fa i conti con la siccità*, in *La Repubblica*, 8 settembre 2021, [https://www.repubblica.it/green-and-blue/2021/09/08/news/la\\_doccia\\_solo\\_nei\\_fine\\_settimana\\_il\\_brasile\\_fa\\_i\\_conti\\_con\\_la\\_siccita\\_-316940289/](https://www.repubblica.it/green-and-blue/2021/09/08/news/la_doccia_solo_nei_fine_settimana_il_brasile_fa_i_conti_con_la_siccita_-316940289/), ultima consultazione 13/07/2023.

<sup>8</sup> M. NICOLAZZI, *il lungo, il corto, il russo*, in *Rienergia*, 8 febbraio 2022, <https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34920/Il+lungo,+il+corto,+il+russo/Nicolazzi>, ultima consultazione 13/07/2023.

attività di esplorazione e produzione di metano facendo in modo che, alla ripresa economica post pandemia, la sua offerta risultasse inadeguata.<sup>9</sup>

A livello economico, a partire dalla primavera del 2021, sostanzialmente tutto il mondo ha superato la fase critica della pandemia di COVID-19 e di conseguenza i consumi globali sono aumentati sensibilmente; quelli di gas sono cresciuti a livello mondiale del 4,5%, giungendo oltre la soglia dei 4.000 G(m)<sup>3</sup>,<sup>10</sup> livelli superiori a quelli pre-COVID.

In Cina, uno dei Paesi che aveva adottato le misure più stringenti per fronteggiare la pandemia, l'economia è tornata repentinamente a crescere, tanto che le importazioni del secondo trimestre 2021 hanno toccato il massimo storico per il gigante asiatico.

Questo Paese, inoltre, già ad inizio 2021, assieme ad altre Nazioni asiatiche aveva dovuto rapidamente approvvigionarsi di gas e materie prime, a causa di problemi politici con due suoi importanti fornitori di GNL<sup>11</sup> quali Australia e Stati Uniti, oltre che per effetto di una riduzione della produzione da Russia e Norvegia,<sup>12</sup> giungendo addirittura ad incrementare i suoi consumi del 12% su base annua.<sup>13</sup>

---

<sup>9</sup> Si veda G. GOLDONI - G. P. REPETTO, *Crisi dei prezzi del gas, tra mercati e politica*, in *Energia*, 2022, 1.22, pp. 22-31.

<sup>10</sup> ARERA, *Relazione annuale sullo Stato dei servizi e sull'Attività svolta*, 2022, Vol.1- Stato dei servizi, p. 34.

<sup>11</sup> GNL è l'acronimo di Gas Naturale Liquido, portando il gas a questo stato di aggregazione delle molecole (processo che si ottiene portando il gas a temperature molto basse) è possibile trasportarlo senza dover ricorrere a tubature. Attraverso il processo di liquefazione, infatti, il volume del gas si riduce di oltre 600 volte e può essere trasportato via mare, tramite navi appositamente progettate, dette metaniere. Una volta giunto a destinazione, viene riconvertito allo stato aeriforme per l'uso definitivo. La riconversione avviene in impianti chiamati rigassificatori della cui realizzazione tanto si discute (come testimonia la vicenda di quello realizzato a Piombino da parte di SNAM), che sono collegati direttamente alla rete di gasdotti nazionali, in cui la miscela gassosa viene introdotta per essere consegnata ai consumatori. Si veda S. CIOTTI, *Gas naturale*, in AA. VV., *Le accise sui prodotti energetici e l'elettricità*, Giappichelli, Torino, 2014, p. 140.

<sup>12</sup> A. CODEGONI, *i folli prezzi di gas ed elettricità e le cause dell'aumento*, in *qualenergia.it*, 1° dicembre 2021, <https://www.qualenergia.it/articoli/folli-prezzi-gas-elettricità-cause-aumento/>, ultima consultazione 10/07/2023.

<sup>13</sup> A. CODEGONI, *op. cit.*



Questo sensibile aumento dei consumi asiatici ha determinato un primo innalzamento dei prezzi del gas; progressivamente, poi, la domanda in Cina, soprattutto dopo l'uscita dal *lockdown*, è proseguita, a causa del rimbalzo della sua economia ed ai crescenti impieghi del metano nei vari usi.

A partire dalla primavera del 2021 anche l'economia europea si è ripresa e conseguentemente i suoi consumi sono aumentati con contestuale incremento della richiesta di gas pari al 4,3% rispetto al 2020.<sup>14</sup>

Va inoltre ricordato che, nel corso del 2021, si sono registrati bassi livelli di stoccaggio, tanto che a settembre i depositi europei erano riempiti al 71%, il 15% in meno rispetto alla media quinquennale,<sup>15</sup> anche a causa di una primavera fredda e a problemi nell'approvvigionamento dai gasdotti per le ragioni summenzionate.

Ecco, dunque, realizzata la "tempesta perfetta" responsabile dell'aumento dei prezzi del metano, dove due gigantesche economie, quella europea e quella cinese, si sono trovate in competizione per gli approvvigionamenti di gas.

In specie negli ultimi anni la domanda di gas in Asia è sempre stata sostenuta, riuscendo ad attrarre circa il 70% dei volumi di GNL, nella maggioranza dei casi tramite contratti di compravendita con scadenza a medio-termine indicizzati al prezzo del petrolio.

I consumi europei, invece, sono stati coperti per il 67% da importazioni via *pipeline*<sup>16</sup> con prevalente indicizzazione ai prezzi *hub*, mentre la produzione interna è calata di 25 mld a fronte di 500

---

<sup>14</sup> ARERA, *op. cit.*, p. 35.

<sup>15</sup> Redazione RivistaEnergia.it, *la sicurezza delle forniture gas secondo il GECF*, in *RivistaEnergia.it*, 30 settembre 2021, <https://www.rivistaenergia.it/2021/09/contratti-a-lungo-termine-e-prezzi-del-gas-indicizzati-al-petrolio-la-sicurezza-delle-forniture-secondo-il-gecf/>, ultima consultazione 19/07/2023.

<sup>16</sup> J. SHARPLES, *A Series of Unfortunate Events Supply-side factors in the European gas price rally in 2021 and outlook for the rest of winter*, in *Oxford Energy Insight 108*, 16 dicembre 2021, p. 4, <https://www.oxfordenergy.org/publications/a-series-of-unfortunate-events-supply-side-factors-in-the-european-gas-price-rally-in-2021-and-outlook-for-the-rest-of-winter/>, ultima consultazione 29/07/2023.

consumati,<sup>17</sup> per cui, quando nel 2021 il restante 30% di GNL offerto sui mercati *spot* è diventato essenziale per la copertura della domanda sia in Europa che in Asia, la competizione tra i due mercati si è accesa.<sup>18</sup>

Nel corso dell'anno, anche a causa delle elevate quotazioni raggiunte, i prezzi asiatici e quelli europei sono diventati sempre più correlati: problemi caratteristici del mercato europeo, quali bassi stoccaggi e problemi di approvvigionamento dai metanodotti, hanno fatto crescere i prezzi dell'*hub* continentale, costringendo i compratori asiatici a pagare prezzi più elevati per coprire la domanda interna.

Viceversa, una riduzione della richiesta in Asia ha permesso di attrarre verso l'Europa maggiori quantitativi di GNL, come accaduto nel dicembre del 2021.<sup>19</sup>

Ad inizio 2022 l'indice TTF, pur rimanendo sugli elevati livelli di ottobre 2021 si era abbassato; tuttavia, è tornato a crescere a partire da febbraio.<sup>20</sup>

L'anno scorso, infatti, gli elementi che hanno maggiormente inciso sulla crescita dei prezzi sono stati: i bassissimi livelli degli stoccaggi di metano europei, che al 31 gennaio 2022 hanno toccato i minimi storici,<sup>21</sup> oltre alla speculazione finanziaria,<sup>22</sup> ma, soprattutto, la

---

<sup>17</sup> A. CODEGONI, *op. cit.*

<sup>18</sup> G. GOLDONI - G. P. REPETTO, *op.cit.*, pp. 22 e ss.

<sup>19</sup> G. GOLDONI - G. P. REPETTO, *op.cit.*, pp. 22 e ss.

<sup>20</sup> *Ice dutch ttf gas c1 future streaming chart, cit.*

<sup>21</sup> G. GOLDONI - G. P. REPETTO, *op. cit.*, pp. 22 e ss.

<sup>22</sup> Si veda *Resoconto stenografico dell'Informativa del Ministro della transizione ecologica sui recenti ulteriori rincari del costo dell'energia e sulle misure del Governo per contrastarne gli effetti e conseguente discussione*, 19 maggio 2022, p. 10, <https://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/BGT/1343136.pdf>, ultima consultazione 22/07/2023.

guerra in Ucraina<sup>23</sup> e la forte dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni di gas russo.<sup>24</sup>

Per avere un'idea precisa della rilevanza della Russia sulle forniture di metano in Europa è bene delineare il quadro delle fonti di approvvigionamento europee alla data dello scoppio del conflitto.<sup>25</sup>

In base ai dati *Eurostat*, nel 2021, l'Unione europea registrava un tasso di dipendenza di gas naturale, ossia la quantità di metano che un Paese è costretto ad importare per soddisfare il proprio fabbisogno interno, pari all'83% e in 15 Nazioni il livello di dipendenza era superiore al 90%.<sup>26</sup>

Delle importazioni, il 13,7% proveniva da esportatori vari, il 6,7% dal Regno Unito, il 7,2% dagli Stati Uniti, l'8,2 % dall'Algeria, il 24,9 %

---

<sup>23</sup> Si veda in argomento P. KOTEK et al., *What can the Eu do to address the high natural gas prices*, in *Energy Policy*: 173, 2023, p. 1, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522005316#:~:text=A%20gas%20market%20model%20analysing,%2Dor%2Dpay%20obligations%2C%20price>, ultima consultazione 26/07/2023.

<sup>24</sup> Per una ricostruzione storica della dipendenza europea dal gas russo si veda M. OZAWA, *The Russia-Ukraine War and the European Energy Crisis*, in *War in Europe: Preliminary Lessons*, edited by Thierry Tardy, *NATO Defense College*, 1° maggio 2022, pp. 42-44, *JSTOR*, <http://www.jstor.org/stable/resrep41406.9>, ultima consultazione 29/07/2023.

<sup>25</sup> In argomento si veda M. FLANAGAN et. al, *How a Russian Natural Gas Cutoff Could Weigh on Europe's Economies*, *International Monetary Fund*, 19 luglio 2022, <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/07/19/blog-how-a-russias-natural-gas-cutoff-could-weigh-on-european-economies>, ultima consultazione 29/07/2023.

<sup>26</sup> *Eurostat statistics explained: natural gas supply statistics*, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural\\_gas\\_supply\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics), ultima consultazione 26/10/2022. Da questi dati si evince come le più pessimistiche previsioni della Commissione europea circa i livelli di dipendenza europei dalle importazioni di gas si siano avverate; infatti, la Commissione auspicava una riduzione dei livelli di dipendenza dalle importazioni di gas, ammonendo che, qualora si fossero mantenute le tendenze del 2007, al 2030 esse avrebbero raggiunto l'84%; si veda COM. (2007) 1 definitivo, p. 4.

dalla Norvegia e il restante 39,7% dalla Russia,<sup>27</sup> <sup>28</sup>rendendo quest'ultima la maggiore Nazione esportatrice di gas in Europa.<sup>29</sup>

Alcuni Paesi del continente europeo poi dipendevano in misura ancora maggiore dall'import russo, rappresentando nel 2021 il 43,3% di quello italiano<sup>30</sup> e il 55 % di quello tedesco.<sup>31</sup>

Il gas russo, nel 2022, giungeva in Europa prevalentemente tramite quattro *pipelines*, il *Soyuz* in Ucraina, il *Yamal* in Bielorussia, il *Nord Stream 1* nel mar Baltico, e attraverso il mar Nero con il *Turkish Stream* e il *Blue stream*, mentre il resto tramite navi metaniere.

Con la deflagrazione del conflitto russo-ucraino i timori di possibili interruzioni degli approvvigionamenti di gas russo all'Europa, uniti alla speculazione finanziaria, hanno fatto nuovamente innalzare i prezzi.

Dopo un periodo di relativo abbassamento, il costo del gas ha raggiunto un nuovo picco storico il 7 marzo 2022 pari a 227€/MWh.<sup>32</sup>

Il peso della dipendenza europea dalle forniture russe di gas e i pericoli connessi erano già ben noti alle istituzioni europee nel 2014, come emerge chiaramente dalla Comunicazione della Commissione al

---

<sup>27</sup> Eurostat statistics explained: EU imports of energy products- recent developments, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU\\_imports\\_of\\_energy\\_products\\_-\\_recent\\_developments#Main\\_suppliers\\_of\\_natural\\_gas\\_and\\_petroleum\\_oils\\_to\\_the\\_E\\_U](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments#Main_suppliers_of_natural_gas_and_petroleum_oils_to_the_E_U), ultima consultazione 26/07/2023.

<sup>28</sup> Nonostante i numerosi moniti levatisi, affinché l'Europa riducesse le sue importazioni di gas russo, tra il 2010 e il 2021 esse sono aumentate di oltre il 50% passando da livelli intorno ai 100 miliardi di Smc (standard metro cubo) ai 155 registrati nel 2021. Si veda A. CLÒ, *La dipendenza italiana dal gas russo tra economia e politica*, in *Energia*, 2022, 2.22, p. 34.

<sup>29</sup> Al 2021 la Russia risultava, inoltre, il principale fornitore di energia dell'Europa: con il 40 % delle sue complessive importazioni di metano, il 25% di quelle di petrolio, il 55% di quelle di carbone, il 20 % di quelle di uranio, A. CLÒ, *op. cit.*, p. 34.

<sup>30</sup> Ministero della Transizione Ecologica, *analisi e statistiche energetiche e minerarie*, [https://dgsaie.mise.gov.it/pub/gas\\_naturale/importazioni/ImportazioniGasMensiliPerPaeseDiOrigine\\_2020.xlsx](https://dgsaie.mise.gov.it/pub/gas_naturale/importazioni/ImportazioniGasMensiliPerPaeseDiOrigine_2020.xlsx), ultima consultazione 26/07/2023.

<sup>31</sup> Reuters, *Factbox: what happens if Russia turns off gas to Germany*, 29 marzo 2022, <https://www.reuters.com/business/energy/what-happens-if-russia-turns-off-gas-flows-germany-2022-03-29/>, ultima consultazione 26/07/2023.

<sup>32</sup> *Ice dutch ttf gas c1 future streaming chart*, *cit.*

Parlamento europeo e al Consiglio intitolata “Strategia europea di sicurezza energetica”, dedicata alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici europei, in cui si sottolinea che la questione più urgente sul fronte della sicurezza delle forniture è la forte dipendenza da un unico fornitore estero, la Russia; problema afferente in particolare il gas, ma anche l’energia elettrica.<sup>33</sup>

Con l’adozione delle sanzioni da parte della UE nei confronti della Russia, in risposta all’invasione bellica dell’Ucraina, Mosca ha reagito iniziando a usare il gas come strumento di pressione politica nei confronti dell’Europa, dapprincipio imponendo il pagamento delle proprie forniture in rubli, che a fine maggio ha determinato una interruzione dei rifornimenti in Bulgaria, Polonia, Finlandia, Danimarca e Olanda, mercati approssimativamente equivalenti al 15% delle importazioni russe all’Unione europea.<sup>34</sup>

---

<sup>33</sup> Si veda anche l’intervista in *Der Spiegel* ad Angela Merkel, *Merkel: Guantanamo Mustn’t Exist in Long Term*, 9 gennaio 2006, <https://www.spiegel.de/international/spiegel-interview-merkel-guantanamo-mustn-t-exist-in-long-term-a-394180.html>, ultima consultazione 13/07/2023 «*It’s become very clear to us [...] how what is really an economic issue, namely the purchase and delivery of gas, is deeply political. We must not allow ourselves to become dependent*»; si veda inoltre, Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al Parlamento europeo, COM. (2007) 1 definitivo, più in generale sulla consapevolezza dell’Unione europea circa rischi derivanti dalla dipendenza energetica da altri Paesi, in cui si sottolineava che la dipendenza dalle importazioni comporta rischi politici ed economici; si veda inoltre, Relazione finale sul Libro verde “Verso una strategia europea di sicurezza dell’approvvigionamento energetico”, COM (2002) 321 definitivo, sull’importanza del dialogo avviato con la Russia volto a creare “una nuova solidarietà energetica”.

<sup>34</sup> *Commodity quarterly note* - Gruppo Intesa San Paolo, <https://group.intesasanpaolo.com/content/dam/portalgroupp/repository-documenti/newsroom/area-media-dsr/2022/Focus%20Commodity%20Scenario%20Trimestrale%20Giugno%20-2022.pdf>, ultima consultazione 26/07/2023.

La situazione sul fronte prezzi nel mercato di Amsterdam si è ancor più aggravata, quando *Gazprom*<sup>35</sup> ha tagliato del 60 % i rifornimenti alla Germania e del 50 % quelli all'Italia.<sup>36</sup>

Le forniture sono state ulteriormente ridotte da *Gazprom* in vista del Consiglio europeo del 23-24 giugno 2022, che ha portato alla concessione all'Ucraina dello *status* di candidato all'adesione.<sup>37</sup>

Nella estate del 2022 i prezzi hanno continuato a salire, non solo per le continue minacce incrociate tra Mosca e Bruxelles, tra cui la proposta europea di introdurre un tetto al prezzo del gas e per la speculazione finanziaria, ma anche per effetto della siccità, che ha comportato una crisi generale del comparto elettrico, tanto che in Francia due centrali nucleari sono state spente<sup>38</sup> e in Italia si è verificato un crollo della produzione idroelettrica, calata del 40% rispetto alla media storica.<sup>39</sup>

---

<sup>35</sup> *Gazprom* è una multinazionale russa, controllata dal Governo della Federazione Russa, attiva nel settore energetico; è stata definita dal suo amministratore delegato Alexei Miller come «*half a business, and half a state policy army*», trovandosi sotto il controllo assoluto del Presidente Vladimir Putin per il quale riveste un'importanza fondamentale per il raggiungimento dei suoi obiettivi in campo energetico, espressi nella *Energy Strategy of Russia for the period up to 2020* «1) *The state Energy policy must be directed on the change from the role of supplier of raw resources to the role of substantive member of the world energy market* 2) *The role of the country in the global energy markets largely determines its geopolitical influence*». Per realizzare questi progetti *Gazprom* è stata usata per espandere l'influenza politica della Russia all'estero, massimizzando i profitti dalle esportazioni, sul piano politico questo ha richiesto la conclusione di partnership privilegiate, specie con Paesi europei e, sul piano economico, innanzitutto la costruzione di gasdotti, tra cui quelli che convogliano il gas russo in Europa, ovvero *Nord stream, Blue stream, Turkish stream e Yamal*, e la conclusione di contratti di lungo termine che avrebbero bloccato queste partnership. Si veda A. CLÒ, op. cit., p. 35.

<sup>36</sup> *Commodity quarterly note* - Gruppo Intesa San Paolo, <https://group.intesasanpaolo.com/content/dam/portalgroup/repository-documenti/newsroom/area-media-dsr/2022/Focus%20Commodity%20Scenario%20Trimestrale%20Giugno%20-2022.pdf>, ultima consultazione 26/07/2023.

<sup>37</sup> Si veda *Conclusioni, Consiglio Europeo 23, 24 giugno 2022*, p. 4.

<sup>38</sup> Si veda C. CONDINA, L. DEL FABBRO, webinar *Italian Energy summit, 28-29 settembre 2022*, in *Il Sole 24 ore*.

<sup>39</sup> Si veda J. GILIBERTO, R. MAZZONCINI, webinar *Italian Energy summit, 28-29 settembre 2022*, in *Il Sole 24 Ore*.

I rialzi, accompagnati da forte volatilità che ha caratterizzato l'indice per tutto il 2022, hanno fatto toccare al TTF un valore di 339 €/MWh il 26 agosto, il maggior picco mai registrato per il prezzo del gas.<sup>40</sup>

Da questa data l'indice, pur rimanendo particolarmente volatile, è progressivamente diminuito e sotto questo profilo un ruolo centrale è stato rivestito a livello nazionale da condizioni meteorologiche particolarmente favorevoli tra settembre ed ottobre 2022, che hanno consentito una riduzione del consumo di gas. Successivamente, a livello europeo, dall'importante accordo raggiunto all'unanimità nel Consiglio europeo del 20-21 ottobre 2022 sull'indirizzo politico da seguire per fronteggiare la crisi energetica, frutto di una interlocuzione già avviata a partire dal Consiglio europeo di Praga.

Tale accordo programmatico ha portato all'adozione ravvicinata di molteplici regolamenti europei.

Tra i vari atti legislativi europei entrati in vigore per contenere gli effetti della crisi dei prezzi del gas e i problemi di approvvigionamento, tre rivestono particolare rilevanza:

- il Regolamento (UE) 2022/2578 del Consiglio, del 22 dicembre 2022, che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati,<sup>41</sup> che è intervenuto direttamente sul mercato TTF e di cui si tratterà nel presente articolo;<sup>42</sup>

- il Regolamento (UE) 2022/1369, del 5 agosto 2022, relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas, con cui vengono invitati gli Stati europei a ridurre, volontariamente, il proprio consumo di gas del 15% dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023, riduzione che diverrebbe obbligatoria nel caso in cui il Consiglio dell'Unione europea decretasse l'allerta energetica. Tale percentuale è in realtà il tetto

---

<sup>40</sup> *Ice dutch ttf gas c1 future streaming chart*, cit.

<sup>41</sup> Alla cui analisi è dedicato il par. 3.

<sup>42</sup> ACER e ESMA nelle loro relazioni preliminari al MCM introdotto dal Regolamento (UE) 2022/2578, tuttavia affermano che la riduzione dei prezzi pare più che altro essere guidata dai fattori di domanda ed offerta.

massimo della riduzione richiesta, infatti, alcuni Paesi, inclusa l'Italia, potranno usufruire di una serie di deroghe che, mediamente, fanno scendere il taglio obbligatorio di otto punti percentuali.

- Il Regolamento (UE) 2022/1032 che modifica i regolamenti (UE) 2017/1938 e (CE) n. 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas che richiede agli Stati membri di riempire i propri siti di immagazzinamento al 90% della loro capacità entro il 1° novembre di ogni anno<sup>43</sup> (l'obiettivo per il 2022 è stato dell'80%) e di seguire specifiche misure ed indicazioni per raggiungere tale risultato.

## 2. Il meccanismo di pricing nei contratti di importazione

Gli eventi in precedenza esposti hanno influenzato la domanda e l'offerta di gas, incidendo a loro volta sui prezzi della *commodity* in esame, ma la ragione per cui le fluttuazioni di domanda e offerta sono state così determinanti per la formazione dei costi è da ricondurre al meccanismo di *pricing* del gas contenuto, al 2022, nella maggioranza dei contratti europei di importazione del metano che, a giudizio di molti esperti del settore energetico,<sup>44</sup> costituisce la vera causa della crisi.

Preliminarmente va precisato che l'Unione europea si presenta fortemente dipendente dalle importazioni di gas da Paesi extracomunitari.

La domanda di gas in Europa, nel corso del 2021, è stata soddisfatta per l'1% da prelievi netti di stoccaggio, per il 13% da

---

<sup>43</sup> Obiettivo fissato per il 1° novembre 2023 a 94, 2 miliardi di metricubi. Si veda Direttorato generale per l'Energia della Commissione europea, *Commission sets trajectories for filling gas storage in 2023. Press Release*, 24 novembre 2022. [https://commission.europa.eu/news/commission-sets-trajectories-filling-gas-storage-2023-2022-11-24-0\\_en](https://commission.europa.eu/news/commission-sets-trajectories-filling-gas-storage-2023-2022-11-24-0_en), ultima consultazione 05/08/2023.

<sup>44</sup> Si vedano G. GOLDONI - G. P. REPETTO, *op. cit.*, pp. 22 e ss.; S. CAROLLO, *Svincoliamoci dal TTF: una proposta semplice e immediata*, in *RivistaEnergia.it*, 25 agosto 2022, <https://www.rivistaenergia.it/2022/08/svincoliamoci-dal-ttf-una-proposta-semplice-e-immediata-per-non-aggravare-la-crisi-gas/>, ultima consultazione 29/07/2023; *Resoconto stenografico dell'Informativa del Ministro della transizione ecologica sui recenti ulteriori rincari del costo dell'energia e sulle misure del Governo per contrastarne gli effetti e conseguente discussione, cit.*, p. 6.



produzione interna, per il 19% da importazioni di GNL e per il 67% da importazioni via gasdotto.<sup>45</sup>

Quest'ultimo tipo di meccanismo di distribuzione crea un legame indissolubile tra mercato di produzione e mercato di destinazione.

I gasdotti hanno costi elevatissimi, da qui la peculiare struttura dei contratti di importazione che è stata a lungo la prevalente nel nostro continente, ossia contratti pluriennali con clausole *take or pay*, ovvero indicanti una quantità minima di gas che gli importatori devono acquistare o ad ogni modo pagare, e indicizzazione del prezzo ai prodotti petroliferi.

La scelta di legare il prezzo del gas a quello del petrolio è volta a ridurre il rischio di fluttuazione improvvisa e garantire stabilità e capacità di previsione dei prezzi.

Il panorama dei contratti di importazione e dei meccanismi di *pricing* è mutato a partire dal 2008/2009, a seguito di specifiche condizioni di mercato venutesi a profilare dopo la grave crisi finanziaria che ha colpito il mondo intero.

Invero, a partire dal 2009, la disponibilità di grosse quantità di GNL dal Qatar non destinate ad un compratore specifico ha comportato un eccesso di offerta sui mercati europei.<sup>46</sup>

Infatti, nella struttura dei contratti di compravendita di GNL, in passato anch'essi prevalentemente strutturati a lungo termine e indicizzati al petrolio, a partire dagli anni '90 si è assistito all'introduzione di condizioni contrattuali più flessibili che hanno permesso la fornitura di gas ai consumatori dei mercati liberalizzati, in particolare in quei casi in cui vi era eccesso di disponibilità di gas naturale liquido rispetto agli impegni previsti dai contratti di lunga durata e dove esisteva la possibilità di accesso agli impianti di distribuzione.<sup>47</sup>

---

<sup>45</sup> J. SHARPLES, *op. cit.*, p. 6.

<sup>46</sup> Si veda L. FRANZA, *Contratti di importazione del gas in Europa: evoluzione dei meccanismi di pricing*, in *Energia*, 2015, 2/2015, pp. 38-41.

<sup>47</sup> Si veda P. GRIFFIN - S. M. GOLDBERG, *Contratti di importazione e trasporto di gas*, in AA. VV., *Enciclopedia degli idrocarburi*, Istituto della Enciclopedia Italiana

Ebbene, l'eccesso di offerta di GNL sul mercato europeo del 2009 ha fatto in modo che i prezzi negli *hub*, ossia i mercati fisici e virtuali in cui avvengono gran parte delle contrattazioni di gas sul mercato europeo, siano drasticamente calati in quanto determinati dalle dinamiche di domanda e offerta, mentre i prezzi dei prodotti petroliferi a cui il gas trasportato via gasdotto era prevalentemente indicizzato sono rimasti su livelli ben più elevati.

I fornitori di gas si sono trovati nella posizione di dover acquistare il gas a prezzi indicizzati al petrolio, ma, contestualmente, nell'impossibilità di venderlo ai clienti finali, in quanto più costoso rispetto a quello indicizzato ai prezzi *hub*.

I distributori hanno così esercitato forti pressioni sui produttori di gas per ottenere rinegoziazioni dei contratti che portassero ad avere prezzi in linea con quelli degli *hub*.

Da allora l'indicizzazione ai prezzi *hub* o meccanismi di indicizzazione misti *hub*-petrolio, hanno preso il sopravvento sui tradizionali modelli di *pricing*, prima in Europa Nord-occidentale e poi nel resto del continente, con minore penetrazione nei mercati iberici, balcanici e baltici.

Nel corso degli anni il mercato di riferimento per la formazione dei prezzi, capace di influenzare tutte le altre borse del gas nazionali europee è diventato il TTF, ossia la Borsa del gas olandese,<sup>48</sup> che nei primi otto mesi del 2022<sup>49</sup> e, già nel 2021, deteneva una quota sul commercio totale di gas europeo pari all'80%, con incremento del

---

fondata da Giovanni Treccani in collaborazione con Eni, Roma, 2007, IV, p. 867.

<sup>48</sup> Il TTF nacque come *hub* prevalentemente legato al fisico e con rilevanza subregionale da cui transitavano il gas olandese, quello norvegese diretto al resto d'Europa, e consistenti volumi di GNL. Questi elementi, nel corso del tempo hanno contribuito a fargli acquisire sempre maggiore importanza, tanto da sostituire l'*hub* inglese (NBP) come principale "mercato" europeo del gas. Da lì a breve, il TTF è diventato il principale mercato dei *futures*. Si veda M. NICOLAZZI, *Le parole dell'emergenza gas*, ISPI, 30 settembre 2022, <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/le-parole-dellemergenza-gas-36313>, ultima consultazione 29/07/2023.

<sup>49</sup> Regolamento (UE) 2022/2578 del 22 dicembre 2022, che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati, *considerando* 4.

10% rispetto al 2020,<sup>50</sup> e non a caso; infatti, i Paesi Bassi sono il più grande produttore di metano dell'Unione europea.<sup>51</sup>

Il problema insito in questa forma di indicizzazione risiede nel fatto che la Borsa del gas di Amsterdam è un mercato di *commodity* piuttosto piccolo; infatti, quotidianamente le contrattazioni si aggirano su 1/2 miliardi di €, a differenza del mercato petrolifero del *Brent*, in cui avvengono le negoziazioni di prodotti petroliferi che si aggirano giornalmente all'incirca sui 2000 miliardi di \$.<sup>52</sup>

Ciò fa sì che anche variazioni relativamente modeste nella domanda e nell'offerta generino imponenti fluttuazioni del prezzo e possano dare luogo ad elevata volatilità dell'indice.

L'entità della indicizzazione al TTF è altissima. L'ARERA ha stimato che nel 2022 il 70-80% del gas complessivamente oggetto dei contratti di importazione facesse riferimento a indici legati alle quotazioni di prodotti del gas scambiato su diversi *hub* all'ingrosso, europei e nazionali, mentre la parte residua, ossia il 20/30% dei contratti, fosse indicizzata alle quotazioni medie dei prodotti petroliferi.<sup>53</sup>

### 3. Il price cap al prezzo del gas

La risposta europea più rilevante, per quanto concerne il contenimento delle impennate del prezzo del gas sul mercato TTF, ma anche, negli altri VTP,<sup>54</sup> è rappresentata dal Regolamento (UE)

---

<sup>50</sup> ARERA, *op. cit.*, p. 39.

<sup>51</sup> Enerdata, *Global Natural Gas Production - World Energy Statistics*, <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html>, ultima consultazione 26/10/2022.

<sup>52</sup> Si veda S. CAROLLO, *op. cit.*

<sup>53</sup> Comunicato stampa ARERA "Monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia", trasmesso al Governo e al Parlamento.

<sup>54</sup> VTP o punto di scambio virtuale è definibile come: il punto commerciale non fisico all'interno di un sistema di entrata-uscita presso il quale il gas è scambiato tra venditore e acquirente senza bisogno di prenotare capacità di trasporto o di distribuzione; invece il derivato VTP è un derivato su merci quali definiti all'articolo 2, paragrafo 1, punto 30, del Regolamento (UE) n. 600/2014, che è negoziato su un mercato regolamentato e ha per sottostante un'operazione in un punto di scambio

2022/2578 del Consiglio del 22 dicembre che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini della Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati.

Il Consiglio dell'Unione europea, sebbene consideri il TTF uno strumento idoneo a conseguire l'obiettivo di bilanciare la domanda e l'offerta di gas nell'Europa nord-occidentale, ha ritenuto imprescindibile intervenire per limitare gli effetti degli episodi di picchi anomali dei prezzi sul TTF, rispetto ad altri mercati regionali dell'Unione europea; del pari, ha giudicato necessario un intervento in tal senso rispetto ad altri *hub*.

Oltre alla previsione del meccanismo di correzione del mercato (definito MCM dal Regolamento), il Regolamento suggerisce, quale possibile mezzo, per le imprese energetiche, tramite cui superare le difficoltà legate all'attuale modello di formazione dei prezzi, di tentare la rinegoziazione dei contratti esistenti basati su TTF con le proprie controparti.

Orbene, venendo all'analisi del Regolamento (UE) 2022/2578, vi sono preliminarmente da considerare due aspetti.

Innanzitutto, il meccanismo di correzione del mercato è stato elaborato considerando la contingente complessa situazione geopolitica e i pericoli di natura economica che la sua attivazione potrebbero innescare; perciò, lo strumento è stato concepito per non mettere a rischio la sicurezza di approvvigionamento dell'Unione, già indebolita dai tagli di forniture russe, né compromettere gli obiettivi di riduzione del consumo di gas stabiliti dal Regolamento (UE) 2022/1369, né mettere a repentaglio gli scambi di gas intraunionali e la stabilità dei mercati dei derivati. A tal fine sono previste apposite "misure di salvaguardia", che verranno analizzate nel prosieguo del paragrafo.

In secondo luogo, la sua approvazione da parte del Consiglio dell'Unione europea è giunta a seguito di una prolungata e turbolenta trattativa politica tra gli Stati membri; per cui, il testo che ne è

---

virtuale nell'Unione.

scaturito costituisce un punto di equilibrio, tra le posizioni dei Paesi più restii a introdurre un *price cap*, quali Germania e Olanda<sup>55</sup> e quelle delle Nazioni più intenzionate in tal senso, tra cui Italia, Francia e Spagna.

In particolare, la discussione sul tema è stata avviata a seguito dell'invito del Consiglio europeo, risalente al 21 ottobre 2022 e rivolto a Commissione e Consiglio dell'Unione europea, a presentare, con urgenza, decisioni sul problema dell'elevato livello dei prezzi del gas sul mercato TTF;<sup>56</sup> a tale richiesta, ha fatto seguito una proposta della Commissione europea, volta all'adozione di un Regolamento del Consiglio "introduttivo di un meccanismo di correzione del mercato, in grado di prevenire episodi di picchi estremi del prezzo del gas, parzialmente determinati da inefficienze nei meccanismi di formazione del prezzo".<sup>57</sup>

Tuttavia, i Paesi fautori del tetto si sono detti contrari alla misura,<sup>58</sup> facendola sostanzialmente naufragare, dato che, dovendo essere adottata sulla base dell'art. 122, par. 1 TFUE,<sup>59</sup> per essere approvata, necessita della maggioranza qualificata dei membri del Consiglio.

Le ragioni dell'affossamento della misura derivano, non solo dall'entità del limite al prezzo del gas fissato in tale progetto,

---

<sup>55</sup> La posizione olandese non deve sorprendere, tale Paese, infatti, si è sempre opposto ad ogni intervento calmieratore del mercato europeo del gas poiché gestisce nel proprio territorio l'*hub* di riferimento europeo per il prezzo del gas, il TTF; grazie a tale mercato, in controtendenza con il resto dell'Europa, l'Olanda registra costanti surplus commerciali nello scambio con l'estero. Si veda in argomento O. PINI, *Verso un nuovo ordine di valori per l'Europa del futuro, Le istituzioni del federalismo*, 2022, p. 285. Si veda, inoltre, F. FUBINI, *Crisi del gas, perché l'Olanda ci sta guadagnando (e non vuole un tetto ai prezzi)*, *Il Corriere della Sera*, 27 agosto 2022.

<sup>56</sup> Si veda *Conclusioni, Consiglio europeo 20-21 ottobre 2022*, pp. 5-7.

<sup>57</sup> COM (2022) 668 final.

<sup>58</sup> F. BISOZZI - G. ROSANA, *Nuova beffa Ue sul gas. Il premier: basta rinvii: le famiglie ora tagliano*, in *Il Messaggero*, 25 novembre 2022.

<sup>59</sup> «Fatta salva ogni altra procedura prevista dai trattati, il Consiglio, su proposta della Commissione, può decidere, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, le misure adeguate alla situazione economica, in particolare qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento di determinati prodotti, in particolare nel settore dell'energia».

considerato eccessivo e non realistico,<sup>60</sup> ma, soprattutto, dal fatto che quello prospettato dalla Commissione è un tetto fisso e non un corridoio di prezzo, come richiesto nel corso della riunione del Consiglio europeo del 20 e 21 ottobre 2022.<sup>61</sup>

Proprio per questo motivo, la presidenza del Consiglio dell'Unione europea, in occasione della riunione straordinaria del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia" del 24 novembre 2022, aveva concluso che fossero necessari maggiori lavori per concordare i parametri del meccanismo e aveva assicurato il massimo impegno da parte sua, per progredire, il prima possibile, verso un accordo, con l'obiettivo di raggiungere un'intesa politica, in vista del successivo summit del Consiglio trasporti, telecomunicazioni, energia, previsto per il 13 dicembre 2022.

Ebbene, dopo alcune riunioni del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni ed energia", il 29 dicembre 2022 il Regolamento (UE) 2022/2578 è stato pubblicato sulla G.U.E. ed è entrato in vigore il 1° febbraio 2023, però in tale data, solo parzialmente; infatti le disposizioni di cui all'art. 8 sono operative già dal 1° gennaio 2023, mentre quelle relative all'evento di correzione del mercato che consente all'MCM di attivarsi (art. 4) vigono dal 15 febbraio 2023.

Corre l'obbligo di precisare che, accanto al Regolamento in esame, esistono testi normativi che intervengono sui mercati in presenza di volatilità estrema dei prezzi, ossia la Direttiva 2014/65/UE relativa ai mercati degli strumenti finanziari, la quale già prevede alcuni strumenti di salvaguardia per limitare gli episodi di volatilità estrema,

<sup>60</sup> In particolare, la proposta del 22 novembre 2022, COM (2022) 668 *final*, prevedeva un limite massimo di prezzo di 275 €, esclusivamente per uno strumento finanziario a termine, ossia il derivato TTF a un mese, che sarebbe scattato automaticamente al verificarsi di due condizioni: a) per due settimane il prezzo di riferimento del derivato TTF a un mese eccede i 275 €; b) durante queste due settimane l'indice a pronti del gas europeo TTF è più alto di 58 € rispetto al prezzo di riferimento del GNL durante gli ultimi 10 giorni di contrattazione prima della fine delle due settimane in cui il TTF si è mantenuto su livelli superiori ai 275 €. I prezzi elevatissimi in base ai quali si sarebbe attivato il meccanismo sono stati registrati solo durante la "crisi di agosto" durante la quale il valore del gas raggiunse il massimo storico di 339 €/MWh.

<sup>61</sup> Si veda *Conclusioni, Consiglio europeo 20-21 ottobre 2022*, pp. 5-7.

ad esempio, imponendo che i mercati regolamentati prevedano i cosiddetti “interruttori di circuito” a breve termine, che limitano gli aumenti estremi dei prezzi in determinate fasce orarie.

Altra misura di questo tipo, è lo strumento temporaneo di gestione dell’eccesso di volatilità infragiornaliera sui mercati dei derivati energetici, introdotto dal Regolamento (UE) 2022/2576 del Consiglio, che contribuisce a limitare la volatilità estrema dei prezzi nell’arco di una giornata nei mercati dei derivati energetici.

Tuttavia, tali meccanismi funzionano a breve termine e non sono volti a impedire che i prezzi di mercato raggiungano livelli eccessivi; ecco perché il Regolamento (UE) 2022/2578 assume tanta rilevanza.

Il Regolamento «*istituisce un meccanismo temporaneo di correzione del mercato (MCM) per gli ordini effettuati per la negoziazione di derivati TTF<sup>62</sup> e derivati collegati ad altri punti di scambio virtuale (VTP) [...], al fine di limitare gli episodi di prezzi eccessivamente elevati del gas nell’Unione che non riflettono i prezzi del mercato a livello mondiale*»,<sup>63</sup> applicato per un anno a partire dal 1° febbraio 2023.

La scelta del legislatore europeo, di estendere l’MCM ad altri VTP oltre al TTF, deriva dal rischio concreto che, una volta applicato al TTF il meccanismo di correzione, le transazioni si spostino su derivati collegati ad altri punti di scambio virtuale; tuttavia, l’estensione del meccanismo a derivati collegati ad altri VTP è procedura complessa che ha richiesto ulteriori valutazioni tecniche.

Per questo motivo e in considerazione della necessità di intervenire con urgenza sul derivato più importante (*id est* il TTF), alla Commissione europea è stato attribuito il potere di adottare entro il 31 marzo 2023, con atto di esecuzione, i dettagli tecnici concernenti

---

<sup>62</sup> I derivati TTF sono i derivati su merci quali definiti all'articolo 2, paragrafo 1, punto 30, del Regolamento (UE) 2014/600 del Parlamento europeo e del Consiglio, che vengono negoziati su un mercato regolamentato e hanno per sottostante un'operazione nel *Title Transfer Facility* (TTF), punto di scambio virtuale, gestito da *Gasunie Transport Services B.V.*

<sup>63</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 1.

l'applicazione dell' MCM ai derivati collegati ad altri VTP,<sup>64</sup> sulla base di appositi criteri<sup>65</sup> e di un'apposita valutazione compiuta congiuntamente da ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) e ACER (Agenzia per la cooperazione europea fra i regolatori nazionali dell'energia).<sup>66</sup>

Tale atto è stato adottato, in data 31 marzo 2023. Si tratta del Regolamento di esecuzione (UE) 2023/736 della Commissione, con cui, a partire dal 31 maggio 2023 viene estesa l'operatività del Regolamento (UE) 2022/2578 agli ordini effettuati per la negoziazione di derivati collegati a VTP situati nell'Unione diversi dai TTF, prevedendo alcune specifiche eccezioni.<sup>67</sup>

Il Regolamento (UE) 2022/2578 non si applica ai contratti derivati TTF conclusi prima del 1° febbraio 2023, agli atti di acquisto e di vendita di derivati TTF, effettuati al fine di compensare o ridurre i contratti derivati TTF conclusi prima del 1° febbraio 2023 e agli atti di acquisto e vendita di derivati TTF nel quadro della procedura di gestione degli inadempimenti di una controparte centrale di

---

<sup>64</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 9, par. 1.

<sup>65</sup> Tali criteri sono: «a) la disponibilità di informazioni sui prezzi dei derivati collegati ad altri VTP; b) la liquidità dei derivati collegati ad altri VTP; c) l'impatto dell'inclusione dei derivati collegati ad altri VTP flussi di gas intra-UE e sulla sicurezza dell'approvvigionamento; c) l'impatto che l'estensione dell'MCM avrebbe sulla stabilità dei mercati finanziari, tenendo conto dell'impatto di eventuali maggiori addizionali come garanzia». Si veda Regolamento (UE) 2022/2578, art. 9, paragrafo 2. In base a tali criteri la Commissione potrà, inoltre, decidere di escludere determinati derivati collegati ad altri VTP.

<sup>66</sup> «L'ESMA e l'ACER valutano gli effetti dell'MCM sui mercati finanziari e dell'energia e sulla sicurezza dell'approvvigionamento al fine di verificare in particolare se gli elementi chiave dell'MCM sono ancora adeguati alla luce degli sviluppi dei mercati finanziari e dell'energia e della sicurezza dell'approvvigionamento». Così Regolamento (UE) 2022/2578, art. 8, par. 1.

<sup>67</sup> Il Regolamento non si applica: a) ai contratti in derivati collegati ad altri VTP conclusi prima del 31 maggio 2023; b) le negoziazioni di derivati collegati ad altri VTP al fine di compensare o ridurre i contratti in derivati collegati ad altri VTP conclusi prima del 31 maggio 2023; c) le negoziazioni di derivati collegati in altri VTP nel quadro della procedura di gestione degli inadempimenti di una CCP, comprese le negoziazioni OTP registrate nel mercato regolamentato ai fini della compensazione. Regolamento di esecuzione (UE) 2023/736, art. 6.



compensazione (CCP), comprese le OTC registrate nel mercato regolamentato ai fini di compensazione.<sup>68</sup>

L'MCM è strutturato in modo tale da soddisfare due criteri che sono concretizzati nelle condizioni cumulativamente previste perché scatti il meccanismo di correzione; da un lato, fungere da efficace strumento di contrasto a episodi di prezzi eccessivamente elevati del gas e, dall'altro, essere attivato solo se i prezzi raggiungono livelli eccezionali rispetto ai mercati mondiali.

Il meccanismo di correzione per il prezzo dei derivati TTF *front year*<sup>69</sup> con scadenze da un mese ad un anno si attiva in conseguenza della verifica di un «evento di correzione del mercato», ossia quando il prezzo di regolamento dei derivati TTF *front month*:<sup>70</sup>

a) supera 180 €/MWh per tre giorni lavorativi;<sup>71</sup> e

---

<sup>68</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 12; Le ragioni di tale esclusione sono da ricercare nella volontà del legislatore europeo di mantenere il buon funzionamento dei mercati dei derivati e di ridurre al massimo la necessità di richiedere margini aggiuntivi di garanzia. Per questo motivo, alle parti viene consentito di ridurre o compensare le posizioni sul mercato del TTF. Inoltre, le CCP svolgono un ruolo fondamentale nel garantire il buon andamento dei derivati TTF, in quanto attenuano il rischio di controparte, per cui le attività delle CCP e più precisamente le procedure di gestione degli adempimenti organizzate da CCP non devono essere ostacolate dall'MCM. Si vedano i *considerando* n. 51 e 52 del Regolamento (UE) 2022/2578.

<sup>69</sup> Derivato TTF che ha la scadenza più vicina tra i derivati a scadenza di dodici mesi negoziati su un mercato regolamentato. Regolamento (UE) 2022/2578, art. 1, n. 5.

<sup>70</sup> Derivato TTF che ha la scadenza più vicina tra i derivati a scadenza di un mese negoziati su un mercato regolamentato. Regolamento (UE) 2022/2578, art. 1, n. 4.

<sup>71</sup> Il riferimento ai 180 €/MWh deriva dal fatto che, come ricordato, il meccanismo mira a impedire fenomeni di impennate eccessive nei prezzi del derivato TTF e il picco storico dei prezzi del gas registratosi durante l'agosto del 2022, secondo il Regolamento (UE) 2022/2578, è stato, per l'appunto, pari a 180 €/MWh.

b) è superiore di 35 € al prezzo di riferimento<sup>72</sup> nel periodo di cui alla lettera a).<sup>73</sup>

L'ACER, che è tenuta a monitorare costantemente l'andamento del prezzo di riferimento ed il prezzo dei derivati TTF *front month* e quelli collegati ad altri VTP, una volta constatato il verificarsi di un evento di correzione del mercato, pubblica sul proprio sito web un avviso, che afferma che si è verificato tale evento («avviso di correzione del mercato») e ne informa il Consiglio, la Commissione, la BCE e l'ESMA.<sup>74</sup>

A decorrere dal giorno successivo alla pubblicazione dell'avviso, i gestori dei mercati non accettano e i partecipanti del mercato non presentano ordini di derivati TTF che giungono a scadenza nel periodo tra la data di scadenza del derivato TTF *front month* e quella del derivato TTF *front year* con prezzi superiori a 35 €/MWh, rispetto al prezzo di riferimento pubblicato dall'ACER il giorno precedente («limite dinamico di offerta»).<sup>75</sup>

Il massimale di prezzo, che si attiva a seguito di un avviso di correzione del mercato, è dinamico e non statico in quanto è parametrato al prezzo di riferimento che viene pubblicato

---

<sup>72</sup> Il prezzo di riferimento è un termine di paragone che riflette le tendenze del prezzo gas e in particolare del GNL a livello mondiale; esso rientra tra le condizioni che fanno scattare l'MCM, in quanto il meccanismo di correzione non intende limitare i prezzi dei derivati sul gas solo in quanto genericamente elevati, ma anche, in quanto eccezionalmente più elevati rispetto ai mercati mondiali del gas; gli esatti parametri di riferimento usati per far scattare l'MCM sono indicati all' art. 2, n. 6 del Regolamento (UE) 2022/2578 e, qualora siano disponibili, consistono in prezzi medi giornalieri. La scelta di prendere in considerazione, in particolare, le tendenze mondiali di prezzo del GNL, piuttosto che del solo gas trasportato mediante gasdotto, dipendono dal fatto che il GNL è negoziato a livello mondiale, per cui i prezzi del GNL consentono di valutare meglio l'andamento dei prezzi del gas a livello mondiale e possono fungere da parametro più affidabile per valutare se i livelli di prezzo degli *hub* continentali si discostano anormalmente dai prezzi internazionali.

<sup>73</sup> La necessità, quale ulteriore condizione perché scatti l'MCM, che il prezzo dei derivati TTF *front month* sia superiore di 35 € al prezzo di riferimento è giustificata dal fatto che, di norma, per ragioni strutturali, i prezzi dei derivati TTF sono superiori a quelli del GNL; in specie, 35 € era il differenziale medio, nel periodo giugno-agosto 2022 tra il prezzo di riferimento e quello dei derivati TTF.

<sup>74</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 4, par. 3.

<sup>75</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 4, par. 5.

quotidianamente dall'ACER, sulla base delle informazioni ricevute a norma dell'art. 3, paragrafo 1, una sorta di prezzo medio del GNL a livello mondiale; i benefici di questa scelta risiedono nel fatto che, in tal modo, il massimale rimarrà sempre in linea con l'andamento del mercato del GNL e ridurrà anche i rischi di possibili impatti sul regolare funzionamento dei mercati dei derivati energetici.

Una volta attivato, il meccanismo di correzione rimane operativo per 20 giorni lavorativi, salvo che venga sospeso o disattivato.<sup>76</sup>

La scelta di prevedere una durata di operatività dell'MCM così lunga, ovvero 20 giorni lavorativi, discende dalla volontà del legislatore europeo di evitare che il meccanismo venga azionato e interrotto con eccessiva frequenza.

È poi prevista un'ulteriore ipotesi di disattivazione che giustificerebbe una durata addirittura più lunga del meccanismo, ossia, che il prezzo di riferimento sia inferiore a 145 €/MWh per tre giorni lavorativi consecutivi;

Inoltre, è prevista una fattispecie che determina la disattivazione immediata del meccanismo, ossia *«Ove la Commissione ha dichiarato lo stato di emergenza a livello regionale o dell'Unione, in particolare in caso di deterioramento significativo della situazione di approvvigionamento di gas che porta a una situazione in cui l'approvvigionamento di gas è insufficiente a soddisfare la rimanente domanda di gas («razionamento»), a norma dell'articolo 12, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2017/1938, il limite dinamico di offerta di cui all'articolo 3 bis, paragrafo 1, lettera c), è disattivato»*.<sup>77</sup>

In questo caso, il riferimento all'articolo 3 bis potrebbe essere frutto di un refuso, forse da interpretare come un richiamo all'art. 4, in quanto nessun articolo 3 bis è contenuto nel Regolamento (UE) 2022/2578.

---

<sup>76</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 4, par. 7.

<sup>77</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 5, par. 2.

Una volta verificatosi un evento di disattivazione, l'ACER pubblicherà sul proprio sito web un avviso, notificandolo a Commissione, Consiglio, BCE ed ESMA.<sup>78</sup>

La norma non specifica a partire da quando il meccanismo risulterà inattivo, ma si può ritenere che, conformemente a quanto previsto per l'attivazione, il meccanismo non opererà più a partire dal giorno successivo alla pubblicazione.

L'operatività del meccanismo può provocare effetti indesiderati e imprevedibili sull'economia, tra cui rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e per la stabilità finanziaria.

Proprio per questo motivo, innanzitutto, l'ESMA, l'ACER, l'ENTSOG (la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasporto del gas) e il GCG (Gruppo di coordinamento del gas) monitorano costantemente gli effetti del limite dinamico di prezzo su tali aspetti e sono istituite apposite misure di salvaguardia che consentono di sospendere il meccanismo in qualsiasi momento.<sup>79</sup>

Infatti, sulla base di questo monitoraggio, la Commissione può sospendere in ogni istante l'MCM con decisione di esecuzione, e *«qualora si verificano turbative indesiderate del mercato o vi siano rischi evidenti di tali turbative, con ripercussioni negative sulla sicurezza dell'approvvigionamento, sui flussi di gas intra-Unione o sulla stabilità finanziaria («decisione di sospensione»)»*.<sup>80</sup>

Nel valutare se sospendere il meccanismo, la Commissione dovrà considerare se l'attivazione dello stesso:

a) Metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento di gas dell'Unione europea.

b) Si verifichi durante un periodo in cui gli obiettivi obbligatori di riduzione della domanda di gas sanciti dall'art. 5 del Regolamento (UE) 2022/1369 non sono conseguiti a livello di Unione o incida

---

<sup>78</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 5, par. 3.

<sup>79</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 6, par. 1.

<sup>80</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 6, par. 2.

negativamente sui progressi compiuti nell'attuazione dell'obiettivo di risparmio di gas sanciti dall' art. 3 del Regolamento (UE) 2022/1369.

c) Impedisca i flussi di gas intraunionali.

d) Incida sulla stabilità e sul regolare funzionamento dei mercati dei derivati energetici.

e) Comporti differenze sostanziali tra l'andamento dei prezzi nei diversi mercati organizzati nell'Unione e in altri mercati organizzati pertinenti.

f) Incida sulla validità dei contratti di fornitura di gas preesistenti, compresi quelli a lungo termine.<sup>81</sup>

A decorrere dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione di sospensione in *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* e nella misura in cui l'atto lo specifichi, il limite dinamico di offerta cessa di essere applicato.<sup>82</sup>

La Commissione, nello svolgimento dei compiti ad essa assegnati dagli art. 4, 5 e 6, viene assistita da ACER, ESMA, ENTSOG e GCG e può consultare la BCE per consulenza su qualsiasi questione relativa al suo compito ai sensi degli art. 127, paragrafo 5, TFUE, ossia contribuire ad una buona conduzione delle politiche per quanto concerne la vigilanza prudenziale degli enti creditizi e la stabilità del sistema finanziario.<sup>83</sup>

Il Regolamento prevede, inoltre, che ESMA e ACER presentino alla Commissione, entro il 1° marzo 2023, una relazione valutativa degli effetti dell'MCM sui mercati finanziari e dell'energia e sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, al fine di accertare se gli elementi centrali del meccanismo di correzione risultino ancora adeguati, alla luce degli sviluppi dei mercati finanziari e dell'energia e della sicurezza dell'approvvigionamento.<sup>84</sup>

---

<sup>81</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 6, par. 2.

<sup>82</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 6, par. 3.

<sup>83</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 6, par. 4, 5.

<sup>84</sup> Si tratta dell' *Assessment report on the market effects resulting from the gas Market Correction Mechanism* di ACER, (1° marzo 2023, [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_FinalReport\\_MCM.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_FinalReport_MCM.pdf), ultima

Una relazione preliminare sui dati concernenti l'introduzione dell'MCM è stata notificata alla Commissione, il 23 gennaio 2023, conformemente a quanto stabilito dal Regolamento.<sup>85</sup>

Viene poi attribuito un potere di riesame del Regolamento alla Commissione, che potrà proporre specifiche modifiche volte ad includere i contratti derivati OTC o relative agli elementi presi in considerazione per determinare il prezzo di riferimento.<sup>86</sup>

Sono, inoltre, stabilite apposite norme in materia di segreto professionale dall'art. 7 del Regolamento (UE) 2022/2578.

#### **4. La congiuntura del 2023**

Se il 26 agosto 2022 l'indice TTF ha raggiunto il valore mai registrato prima di 339 €/MWh, come ricordato, a partire da settembre 2022 la situazione sul fronte dei prezzi del gas è nettamente migliorata.

Da tale data, infatti, il costo del gas sulla borsa TTF ha progressivamente continuato a scendere, almeno fino alla prima metà

---

consultazione 24/07/2023) e dell'*Effects Assessment of the impact of the market correction mechanism on financial markets* di ESMA (1° marzo 2023, [https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/ESMA70-446-794\\_MCM\\_Effects\\_Assessment\\_Report.pdf](https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/ESMA70-446-794_MCM_Effects_Assessment_Report.pdf), ultima consultazione 24/07/2023). In linea con i resoconti preliminari pubblicati il 21 gennaio 2023, entrambe le Agenzie non hanno rilevato alcun impatto sul mercato del gas, ricollegabile all'MCM. Inoltre, è stato stabilito che l'estensione del meccanismo di correzione agli altri VTP non comporta effetti negativi significativi sui mercati finanziari o del gas, potendo, invece, apportare benefici aggiuntivi, per quanto limitati.

<sup>85</sup> Si tratta del *Preliminary data report on the introduction of the market correction mechanism* di ESMA (23 gennaio 2023, [https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-446-775\\_preliminary\\_data\\_report\\_on\\_mcm.pdf](https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-446-775_preliminary_data_report_on_mcm.pdf), ultima consultazione 24 luglio 2023) e del *Preliminary report on the effects of the Market Correction Mechanism (MCM) on energy markets and security of supply* di ACER (23 gennaio 2023, [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_PreliminaryReport\\_MCM.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_PreliminaryReport_MCM.pdf), ultima consultazione 24/07/2023). Entrambi i rapporti concludono di non aver rilevato impatti significativi sul mercato (positivi o negativi) direttamente riconducibili all'adozione del regolamento. Tuttavia, per entrambe le Agenzie non sono da escludere impatti futuri sui mercati finanziari ed energetici. Per tale ragione sono stati proposti alcuni indicatori per continuare a monitorare gli sviluppi del mercato e aiutare a rilevare i potenziali impatti futuri del meccanismo.

<sup>86</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 10.

di giugno, attestandosi, a luglio 2023, su un valore compreso tra i 35 e i 25€/MWh, livelli di prezzo pur sempre superiori di quasi il doppio rispetto a quelli anteriori alla crisi.

Questa discesa dei prezzi in Europa è il risultato di una serie di fattori combinati, tra cui: la riduzione della domanda di gas a livello europeo,<sup>87</sup> l'introduzione di misure di efficientamento energetico tanto nel settore industriale, quanto in quello domestico, livelli di stoccaggio del gas ben al di sopra della media dell'anno scorso,<sup>88</sup> un inverno più mite del solito in Europa che, unito al crescente ricorso alla produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili e ad una ripresa del comparto nucleare, ha contribuito a ridurre considerevolmente la domanda di gas a livello europeo.

In aggiunta, l'offerta di tale *commodity* è rimasta consistente, e, in particolare, i livelli di importazione di GNL sono stati piuttosto elevati.<sup>89</sup>

A livello mondiale, rilevante è stata la riduzione di consumo di gas da parte dell'Asia che, negli ultimi mesi dell'anno scorso, è rimasto

---

<sup>87</sup> Durante i primi sei mesi del 2023, la domanda di gas a livello europeo è stata inferiore del 11% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e le prospettive di una rapida ripresa della domanda sono limitate. Si vedano A. HONORÉ, *European gas demand fundamentals-H1 2023 review and short term outlook*, in *Oxford energy insights*: 134, 27 luglio 2023, pp. 1-25, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/07/Insight-134-European-gas-demand-fundamentals.pdf>, ultima consultazione 29/07/2023; B. MCWILLIAMS - G. ZACHMAN, *European natural gas demand tracker*, in *Bruegel*, <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-demand-tracker>, ultima consultazione 27/07/2023.

<sup>88</sup> Al 18 gennaio 2023, i livelli di stoccaggio in Europa hanno raggiunto l'80,5% della loro capacità, rispetto al 47% del 2022 e alla media del 65% dei 4 anni precedenti. Si veda ACER, *Preliminary report on the effects of the Market Correction Mechanism (MCM) on energy markets and security of supply*, 23 gennaio 2023, p. 5, [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_PreliminaryReport\\_MCM.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_PreliminaryReport_MCM.pdf), ultima consultazione 24/07/2023.

<sup>89</sup> Le importazioni europee di GNL nel 2022 sono aumentate del 66% rispetto all'anno precedente; tale crescita è provenuta principalmente dagli Stati Uniti che rappresentano il principale fornitore di tale prodotto all'Unione europea, con la Russia al secondo posto, sebbene molto distaccata rispetto agli Stati Uniti. Si veda B. MCWILLIAMS et al., *The EU can manage without Russia liquified natural gas*, in *Bruegel*, 28 giugno 2023, pp. 1-4, [https://www.bruegel.org/sites/default/files/2023-06/the-eu-can-manage-without-russian-liquified-natural-gas-%289197%29\\_7.pdf](https://www.bruegel.org/sites/default/files/2023-06/the-eu-can-manage-without-russian-liquified-natural-gas-%289197%29_7.pdf), ultima consultazione 29/07/2023.

limitato e ha continuato a rimanere relativamente basso durante i primi mesi del 2023,<sup>90</sup> anche in ragione della crescita economica medio-bassa della Cina, nonostante l'eliminazione delle restrizioni legate al COVID-19 a partire da gennaio 2023.

La domanda cinese di GNL rimane un fattore chiave per l'evoluzione dei prezzi del gas a livello globale.

Eventuali innalzamenti degli indici asiatici potrebbero determinare una risalita dei prezzi del GNL su scala mondiale e, ancor più significativamente, potrebbero comportare una riduzione dei volumi disponibili.

Ad oggi gli indici asiatici si aggirano su livelli all'incirca equivalenti a quelli europei, per cui non si è accesa la competizione per accaparrarsi il gas liquido e a febbraio 2023 la differenza di prezzo tra i TTF *front-month* e il GNL importato in Europa si aggirava tra i 3 e i 6 €/MWh,<sup>91</sup> ben al di sotto dei livelli richiesti per l'integrazione di una delle condizioni cumulativamente previste per l'attivazione dell'MCM, ovvero che il prezzo di regolamento dei derivati TTF *front month* sia superiore di 35€/MWh al prezzo di riferimento per tre giorni lavorativi.<sup>92</sup> Altro elemento che sta contribuendo a garantire prezzi più bassi sul mercato è il flusso di gas russo trasportato tramite *pipelines* verso l'Europa che, ad oggi, continua la dinamica avviata a partire dal 1° settembre 2022, rimanendo stabile sui 70 milioni di metricubi trasportati al giorno, equivalenti a 22 miliardi di metricubi all'anno (40 miliardi in meno rispetto al 2022).<sup>93</sup>

---

<sup>90</sup> La domanda di GNL da parte dell'Asia è cresciuta solo dello 0,4% nei primi mesi del 2023, anche se il significativo incremento delle importazioni cinesi a giugno potrebbe suggerire una maggiore crescita nella seconda metà del 2023.

<sup>91</sup> Si veda ACER, *Assessment report on the market effects resulting from the gas Market Correction Mechanism*, 1° marzo 2023, p. 6, [https://acer.europa.eu/Publications/ACER\\_FinalReport\\_MCM.pdf](https://acer.europa.eu/Publications/ACER_FinalReport_MCM.pdf), ultima consultazione 24/07/2023.

<sup>92</sup> Regolamento (UE) 2022/2578, art. 4, par. 1.

<sup>93</sup> I flussi giornalieri di gas russo trasportato tramite gasdotto in Europa nel primo quadrimestre del 2023 sono stati significativamente inferiori rispetto a quelli dei due anni precedenti; in particolare, nei primi quattro mesi del 2023 sono stati trasportati di media 58 milioni di metricubi al giorno, a fronte dei 289 dell'anno precedente. J. SHARPLES et al., *Quarterly Gas Review: Gas Markets in 2023 Tracking*



Ad oggi tali flussi non paiono minacciati da possibili interruzioni, sebbene rimanga una preoccupazione il transito attraverso l'Ucraina, in quanto gli accordi di passaggio di gas russo su tale Paese scadono il 31 dicembre 2024.<sup>94</sup>

Un ruolo fondamentale nell'equilibrare il mercato europeo del gas negli ultimi diciotto mesi è poi stato svolto dalle forniture via gasdotto norvegesi; infatti, tale Stato è diventato il principale fornitore di metano dell'Unione europea.

Tuttavia, interventi di manutenzione in alcuni impianti della Nazione scandinava che erano stati ritardati, stanno ora avendo luogo e a tale fattore devono essere in parte ricondotti gli innalzamenti di prezzo registrati a giugno, a riprova del fatto che il mercato rimane instabile e facilmente influenzabile.<sup>95</sup>

Elemento ulteriore da considerare, principalmente per quanto attiene il livello di offerta globale di gas è l'entità delle forniture di GNL, aumentate nel 2023 in misura inferiore a quanto prospettato da alcuni studiosi ad inizio 2022.<sup>96</sup>

Situazione che, tuttavia, dovrebbe modificarsi, se le navi cargo attualmente in navigazione consegneranno i loro carichi più prontamente di quanto abbiano fatto nel corso dell'anno corrente.<sup>97</sup>

## **5. Prospettive future del mercato del gas e osservazioni conclusive**

All'esito della ricostruzione delle cause che hanno determinato la crisi dei prezzi del gas e dell'analisi del principale intervento legislativo europeo volto a mitigare il costo di tale *commodity*, pare opportuno svolgere alcune osservazioni conclusive.

---

*Key Metrics*, 10 luglio 2023, p. 7, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/04/Quarterly-Gas-Review-Issue-21.pdf>, ultima consultazione 08/08/2023.

<sup>94</sup> Si veda J. SHARPLES et al., *op. cit.*, p. 8.

<sup>95</sup> Si veda J. SHARPLES et al., *op. cit.*, pp. 9-11.

<sup>96</sup> Si veda J. SHARPLES et al., *op. cit.*, p. 14.

<sup>97</sup> Si veda J. SHARPLES et al., *op. cit.*, p. 1.

In un contesto come quello delineato nel paragrafo precedente, caratterizzato da una diminuzione progressiva dei prezzi del gas, non sono mai state integrate le condizioni per l'attivazione del Meccanismo di correzione.

Tuttavia, per quanto lo scenario attuale renda inverosimile un'applicazione dell'MCM nell'immediato futuro, ciò non è da escludere, nei prossimi mesi del 2023.

*In primis*, è opportuno tenere a mente che questa situazione favorevole potrebbe essere pregiudicata da cambiamenti moderatamente contenuti nelle dinamiche di mercato; ciò potrebbe, innanzitutto, accadere nella Borsa olandese del gas TTF che, si ricorda, è un mercato abbastanza contenuto sotto il profilo delle contrattazioni e di conseguenza facilmente influenzabile anche da eventi relativamente marginali.

Si pensi al netto innalzamento dei prezzi verificatosi durante la metà di giugno in conseguenza dell'inaspettato prolungamento dei lavori di manutenzione in uno dei tre principali impianti di trattamento del gas norvegesi.<sup>98</sup>

Più recentemente, significativo è stato l'improvviso incremento registrato sull'indice TTF il 9 agosto 2023 (43€/MWh) rispetto al giorno precedente (30€/MWh), equivalente ad un innalzamento del 40%, che ha fatto raggiungere i livelli di prezzo registrati a metà giugno, per poi tornare a diminuire a partire dal 10 agosto; tale fenomeno è stato determinato dai timori di interruzione dell'approvvigionamento di GNL in ragione degli annunciati scioperi in alcuni importanti impianti di gas naturale liquido in Australia.

Quest'ultimo evento è ancor più significativo alla luce del fatto che il GNL australiano raramente giunge direttamente in Europa ed è indicativo di quanto l'Unione europea, a seguito delle riduzioni di fornitura di gas russo via *pipeline*, sia diventata sempre più dipendente dai carichi marittimi globali di GNL.<sup>99</sup>

---

<sup>98</sup> J. SHARPLES et al., p. 2.

<sup>99</sup> S. TANI, *European gas price jumps almost 40% over supply disruption fears*, in

Guardando ai mesi venturi, è immaginabile un'ulteriore discesa dei prezzi in ragione del riempimento totale degli impianti di stoccaggio europei verso l'inizio di settembre, a cui potrebbe, tuttavia, fare seguito un forte rialzo se l'inverno si avvierà con un clima freddo.<sup>100</sup>

È poi da considerare che la recente tendenza europea ad approvvigionarsi di GNL piuttosto che attraverso gasdotti<sup>101</sup> (anche in ragione dei tagli alle forniture da parte della Russia) suggerisce che in futuro si possa verificare una nuova corsa agli approvvigionamenti di gas naturale liquido.

Tale situazione potrebbe riaccendere la competizione tra mercato europeo e cinese per l'acquisizione di volumi di GNL,<sup>102</sup> soprattutto in ragione del significativo incremento di importazioni di GNL da parte della Cina che potrebbe suggerire una domanda più aggressiva durante la seconda metà dell'anno, con il rischio di innescare nuovamente dinamiche di crescita del prezzo del gas.

Alla luce di queste considerazioni, vi è il serio pericolo che la volatilità sia il tratto caratteristico del prosieguo del 2023;<sup>103</sup> conseguentemente il meccanismo di correzione del mercato rischia di essere attivato nel prossimo futuro.

In aggiunta ai timori di attivazione del *price cap*, in una prospettiva di medio termine è opportuno considerare che gli sconvolgimenti del mercato mondiale del gas e le crescenti incertezze legate alla

---

*Financial Times*, 9 agosto 2023, <https://www.ft.com/content/8b7609dc-9d51-48b6-b608-cbff3a9c1658>, 2023, ultima consultazione 11/08/2023.

<sup>100</sup> J. SHARPLES et al., p. 2.

<sup>101</sup> In argomento si vedano B. MCWILLIAMS et al., *The EU can manage without Russia liquified natural gas*, in *Bruegel*, 28 giugno 2023, 1-4, [https://www.bruegel.org/sites/default/files/2023-06/the-eu-can-manage-without-russian-liquified-natural-gas-%289197%29\\_7.pdf](https://www.bruegel.org/sites/default/files/2023-06/the-eu-can-manage-without-russian-liquified-natural-gas-%289197%29_7.pdf), ultima consultazione 29/07/2023; *Al Jazeera English*, *Qatar's LNG help Europe avoid Russia*, 20 febbraio 2023, <https://www.youtube.com/watch?v=-kl6NZzJNRU>, ultima consultazione 27/07/2023.

<sup>102</sup> Si veda l'intervista a Claudio Descalzi, *Europe can replace Russian Gas in 2-3 years, Eni CEO says, Bloomberg*, 28 febbraio 2023, <https://www.bloomberg.com/news/videos/2023-02-28/europe-can-replace-russian-gas-in-2-3-years-eni-ceo-says>, ultima consultazione 28/07/2023.

<sup>103</sup> J. SHARPLES et al., pp. 1 e 2.

sicurezza delle forniture rischiano di arrestare o quantomeno rallentare il processo di transizione ecologica globale.

È opportuno, in primo luogo, rammentare che i combustibili fossili gassosi sono inclusi nella Tassonomia europea delle attività economiche considerate sostenibili,<sup>104</sup> con la conseguenza che tali combustibili, a certe condizioni, sono da considerare eco-sostenibili.

La crisi del mercato del gas ha, tuttavia, suscitato profonde incertezze circa la possibilità di avere accesso, in futuro, a forniture di questo prodotto sicure ed a prezzi accessibili.

Attualmente le stime di crescita della domanda globale di gas tra il 2021 e il 2030 si aggirano sui 400 miliardi di metricubi, previsioni inferiori di circa 300 miliardi di metricubi a quelle anteriori all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.

Se questa riduzione di domanda non può essere integralmente addebitata alla crisi energetica, almeno con riguardo al Nord America,<sup>105</sup> essa ha sicuramente avuto un ruolo dirimente per quanto attiene alla Cina e all'Europa che vedono rispettivamente una diminuzione di domanda prospettata pari a 25 e 45 miliardi di metricubi.

Questa situazione crea incertezze sul futuro del gas e il processo di transizione ecologica; infatti, anteriormente alla crisi energetica, vi era unanimità nel ritenere che in ogni regione globale e, in particolare in quelle in cui il carbone era fortemente usato per la produzione di energia elettrica, il gas assieme alle energie rinnovabili avrebbe acquisito quote di mercato sempre maggiori a discapito del carbone

---

<sup>104</sup> Si veda Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione del 9 marzo 2022 che modifica il Regolamento delegato (UE) 2021/2139 per quanto riguarda le attività economiche in taluni settori energetici ed il Regolamento delegato (UE) 2021/2178 per quanto riguarda la comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative a tali attività economiche.

<sup>105</sup> La riduzione per quest'area geografica si aggira all'incirca sui 200 miliardi di metricubi ed è attribuibile all'*Inflation Reduction Act* negli Stati Uniti. Si veda M. FULWOOD, *A new Global Gas Order? (Part 1): The Outlook to 2030 after the Energy Crisis*, in *Oxford Institute for Energy Studies*, 21 luglio 2023, ii, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2023/07/NG-184-A-New-Global-Gas-Order-Part-1.pdf>, ultima consultazione 11/08/2023.

che sarebbe stato progressivamente espunto dal mix energetico, nell'ottica di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>.<sup>106</sup>

Questa era specialmente la situazione prospettata in Asia,<sup>107</sup> tuttavia, la crisi ha determinato una ripresa degli investimenti nel settore carbonifero in alcuni Paesi asiatici e se il gas non verrà percepito come economicamente conveniente potrebbe essere escluso dal mix energetico di tali Nazioni a vantaggio del carbone e delle fonti rinnovabili.

Un interrogativo centrale è, dunque, se il 2022 abbia rappresentato solo una battuta d'arresto nell'abbandono del carbone in favore del gas e delle rinnovabili o se, invece, la percezione di un prezzo futuro alto e volatile abbia provocato un cambiamento strutturale, accelerando il passaggio verso le fonti rinnovabili, combinato, tuttavia, con un mantenimento duraturo del carbone nel mix energetico, con conseguenti emissioni di CO<sub>2</sub> più elevate.

Sul punto i vari Stati si sono mossi in maniera e a ritmi diversi.

Nell'Unione europea e nel Regno Unito il carbone sta uscendo dal mix energetico a livelli che variano da Paese a Paese, ciò dipenderà anche da quanto sarà rapida la crescita delle fonti di produzione rinnovabili.

Corea e Taiwan stanno progettando di ridurre significativamente il ricorso al carbone per la produzione di energia elettrica, mentre il gas dovrebbe rimanere un importante componente del loro mix energetico.

In Giappone la velocità con cui l'energia nucleare riprenderà piede impatterà tanto sul ricorso all'uso del gas, quanto sull'uso del carbone.<sup>108</sup>

---

<sup>106</sup> Si veda M. FULWOOD, *op. cit.*, p. ii.

<sup>107</sup> Si consideri che nel 2021 la Cina è stato il Paese ad emettere più emissioni di CO<sub>2</sub> a livello globale: il 33%, mentre l'India si è posizionata al terzo posto contribuendo per il 7%. Si veda G. DI DONFRANCESCO, *Cop 27, le emissioni di CO<sub>2</sub> Paese per Paese - Lab 24*, in *Il Sole 24 Ore*, 2022, <https://lab24.ilsole24ore.com/cop27-dati-CO2-mondo/>, ultima consultazione 11/08/2023.

<sup>108</sup> M. FULWOOD, *op. cit.*, pp. 2, 21 e 22.

Con riguardo al Nord America, se l'*Inflation Reduction Act*<sup>109</sup> verrà effettivamente implementato è probabile che impatti negativamente sul carbone e sul gas nella produzione di energia; tuttavia, è previsto un aumento dell'uso del gas nel settore industriale.

Nord Africa e Medio Oriente presentano importanti quote di gas, mentre sono ridotte o nulle quelle di carbone; si sta assistendo, dunque, ad un graduale spostamento verso le energie rinnovabili.

In Oceania, e in Australia in particolare, il carbone riveste ancora una grande importanza, ma l'obiettivo è quello di espungerlo dal mix energetico il più rapidamente possibile sostituendolo con le energie rinnovabili che dovrebbero diventare preminenti, per quanto anche il gas pare poter beneficiare dell'eliminazione del carbone.

Per quanto attiene all'Africa sub sahariana il carbone viene usato solo in tre Paesi meridionali,<sup>110</sup> di conseguenza gas e rinnovabili paiono avere grandi opportunità di crescita.

---

<sup>109</sup> Il 7 agosto 2022, il Senato degli Stati Uniti d'America ha approvato l'*Inflation Reduction Act* (IRA) del 2022 che combina il duplice obiettivo di ridurre gli effetti inflazionistici della crisi energetica globale e contrastare il cambiamento climatico. Tra gli obiettivi fissati nel settore energetico da tale atto vi è quello di ridurre il costo dell'energia e incrementare gli investimenti in materia di clima al fine di diminuire le emissioni di carbonio del 40% entro il 2030. Un totale di 369 miliardi di \$ verranno stanziati per migliorare la sicurezza energetica e raggiungere gli obiettivi in materia di cambiamento climatico. Con riguardo alla mitigazione dell'uso del metano, la legge include il *Methane Emissions Reduction Program* (Sec. 60113) che introduce una tassa sul gas emesso dalle compagnie petrolifere e del settore del gas che registrino emissioni non rispettose degli standard contenuti nel *Clean Air Act* (CAA) (la legge federale che regola le emissioni atmosferiche da fonti fisse e mobili). Il prelievo si applica alle strutture che emettono più di 25 000 tonnellate metriche di anidride carbonica all'anno ed eccedono le soglie di emissioni di rifiuti applicabili. Partirà da \$ 900 dollari per tonnellata metrica di metano registrate a partire dal 2024, aumentando a \$ 1500 a partire dal 2026 in poi; sono previste eccezioni per alcune tipologie di emissioni come quelle causate da irragionevoli ritardi nella concessione dei permessi ambientali per i gasdotti di trasmissione. Il programma stanziava inoltre \$ 1550 milioni per l'EPA (Agenzia statunitense per la protezione dell'ambiente) affinché fornisca assistenza tecnica per l'abbattimento delle emissioni di metano nel settore petrolifero e del gas. Vengono inoltre imposti dei canoni da corrispondere in relazione al metano prodotto su terreni e acque federali. Si veda INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Inflation Reduction Act of 2022*, 26 aprile 2023, <https://www.iea.org/policies/16156-inflation-reduction-act-of-2022>, ultima consultazione 11/08/2023.

<sup>110</sup> Sud Africa, Botswana e Zimbabwe.

Pure in Sud e Centro America il ruolo del carbone è marginale per cui gas e rinnovabili potrebbero assumere un ruolo sempre più fondamentale.

Diversamente ci sono alcune regioni asiatiche - Cina, Asia meridionale e Stati membri dell'ASEAN<sup>111</sup> - in cui il ricorso al carbone risulta ancora fondamentale.

Per queste aree è prevista una forte crescita della domanda di gas e delle importazioni di GNL, con un declino delle quote di carbone in favore del gas.

Tuttavia, alcuni Paesi della zona, in particolare la Cina, stanno ancora investendo in carbone e vi è il concreto rischio che, se il gas verrà percepito come non conveniente nel prossimo futuro, questa fonte faticherà a rimanere nel mix energetico.<sup>112</sup>

Le prospettive di ricorso alle energie rinnovabili non sono rosee neppure in Russia<sup>113</sup> e negli ex Paesi sovietici tendenzialmente orientati su carbone e gas con progressi ridotti nel campo delle rinnovabili.

In conclusione, pare che la concatenazione della crisi energetica e dell'*Inflation Reduction Act* negli Stati Uniti porterà ad una riduzione della domanda globale di gas rispetto alle stime anteriori al conflitto russo-ucraino.

Tuttavia, permangono significative incertezze, in particolare, è dubbia la crescita della domanda in Cina, Europa e Stati dell'ASEAN.

Specificamente, i livelli di domanda prospettati dal 2021 al 2030 non paiono in grado di assorbire le crescenti forniture di GNL disponibili.

---

<sup>111</sup> L'Associazione delle Nazioni del Sud-Est asiatico è stata fondata nel 1967 con lo scopo principale di promuovere la cooperazione e l'assistenza reciproca fra gli Stati membri per accelerare il progresso economico e aumentare la stabilità della regione. Ad oggi sono membri dell'ASEAN: Brunei, Cambogia, Filippine, Indonesia, Laos, Malesia, Myanmar, Singapore, Thailandia e Vietnam.

<sup>112</sup> M. FULWOOD, *op. cit.*, pp. 21 e 22.

<sup>113</sup> La Russia, al 2021, emetteva il 5% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>. Si veda G. DI DONFRANCESCO, *op. cit.*

Tuttavia, se i prezzi reagiranno conformemente a questo incremento di offerta come hanno fatto precedentemente durante periodi di eccesso di disponibilità di GNL, allora costi inferiori potrebbero stimolare una maggiore richiesta di gas in Paesi e regioni sensibili alle variazioni di prezzo.<sup>114</sup>

---

<sup>114</sup> M. FULWOOD, *op. cit.*, pp. 21 e 22.