



Focus Energia e Sostenibilità

n. 22 – dicembre 2022

Sommario

Approfondimenti	2
1. Gas Price Cap: le nuove decisioni della Commissione e del Consiglio UE	2
2. Stima costi di introduzione meccanismo di Cap tedesco nel contesto italiano	3
2.1 Confronto meccanismo Credito Imposta e Cap al variare dei prezzi gas	5
3. Aggiornamenti sullo scenario di sicurezza GAS	7
4. Aggiornamento europeo CBAM ed ETS	13
5. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	14
Principali novità di settore	19
1. Ampliamento Rete Nazionale Gas (RNG): Progetto Linea Adriatica	19
2. Posizione Confindustria consultazione Mase su Comunità Energetiche	21
3. Energy Release: procedura di assegnazione su Bacheca Ppa	22
4. Via libera ARERA su proposta Terna riduzione della domanda	23
Report Mercati energetici e Ambientali	25

Approfondimenti

1. Gas Price Cap: le nuove decisioni della Commissione e del Consiglio UE

Il 19 dicembre i Ministri dell'Energia dei 27 Paesi membri dell'Ue riuniti nel Consiglio dei ministri dell'energia dell'UE hanno raggiunto un accordo politico sul Regolamento relativo ad un meccanismo di correzione del mercato (il c.d. price cap dinamico). Si tratta di una misura che, come noto, l'Italia chiedeva da mesi già con il premier Draghi e oggi con il premier Meloni, per contribuire ad evitare che nella prossima primavera, stagione in cui si dovranno riempire le scorte per l'inverno con "zero gas russo", a differenza della primavera scorsa, i prezzi del metano tornino fuori controllo come nell'agosto scorso.

Rispetto alla proposta della Commissione europea, oltre ad un monitoraggio giornaliero da parte dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Regolamento prevede l'attivazione del meccanismo al verificarsi di un "evento di correzione del mercato" ovvero quando il prezzo del TTF month-ahead eccede 180 euro per tre giorni lavorativi ed è 35 euro superiore al prezzo di riferimento del GNL sui mercati globali per lo stesso periodo. Il meccanismo si applicherà a partire dal 15 febbraio 2023.

L'ACER, qualora rilevi che si sia verificato un evento di correzione del mercato, ha l'obbligo di pubblicare sul proprio sito un "avviso di correzione del mercato". A partire dal giorno successivo la pubblicazione, le transazioni relative ai futures sul gas naturale che rientrano nel campo di applicazione del meccanismo – ovvero contratti derivati month-ahead, three months-ahead e year-ahead ma non anche alle negoziazioni OTC, scambi day-ahead o intra-day - al di sopra del cosiddetto "limite dinamico di offerta" non potranno avere luogo. Quest'ultimo è il prezzo di riferimento del GNL sui mercati globali (basato su un paniere internazionale di hub di transazione del GNL) più 35 euro/MWh. Una volta attivato dall'ACER, il cap dinamico si applica almeno per 20 giorni lavorativi, a meno che non sussistano le condizioni di disattivazione automatica o salvaguardia.

Si avrebbe disattivazione automatica quando il limite di offerta dinamica sia inferiore a 180€/MWh negli ultimi tre giorni lavorativi consecutivi o, in qualsiasi momento, se la Commissione europea dichiara un'emergenza regionale o unionale in base al Regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento (ovvero, in particolare, quando la fornitura di gas è insufficiente a soddisfare la domanda ed è, pertanto, necessario un razionamento). In caso di disattivazione, sarà sempre l'ACER a pubblicare una "nota di disattivazione" sul proprio sito.

In riferimento alla clausola di salvaguardia, invece, il regolamento prevede un meccanismo di sospensione, qualora vengano individuati rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, la stabilità finanziaria, i flussi di gas intra-UE o accrescono le possibilità di un aumento della domanda di gas. In qualsiasi momento, quando tali rischi o perturbazioni del mercato si concretizzano, la Commissione adotta una decisione di esecuzione per sospendere il meccanismo di correzione del mercato, che entrerebbe in vigore il giorno successivo la pubblicazione in Gazzetta ufficiale. Si prevede, in particolare, che il meccanismo di correzione venga sospeso se la domanda di gas aumenta del 15% in un mese o del 10% in due mesi, se le importazioni di GNL diminuiscono in modo significativo o se il volume scambiato sul TTF diminuisce in modo significativo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Per quanto riguarda il monitoraggio e il riesame, entro il 23 gennaio 2023, l'ESMA e l'ACER pubblicheranno una relazione preliminare sui dati relativi all'introduzione del meccanismo di correzione del mercato. Valuteranno, inoltre, presentando relazioni entro il 1° marzo 2023, gli effetti del meccanismo sui mercati finanziari ed energetici e sulla sicurezza dell'approvvigionamento, per verificare l'adeguatezza degli elementi chiave e dell'ambito di applicazione dello stesso. Entro il 31 marzo 2023, la Commissione ha la possibilità di proporre modifiche per escludere dal regolamento gli hub diversi dal TTF qualora la loro inclusione abbia effetti negativi sul funzionamento del meccanismo mentre, entro il 1° novembre 2023, sulla base di una valutazione proporre l'estensione temporale.

2. Stima costi di introduzione meccanismo di Cap tedesco nel contesto italiano

L'escalation dei prezzi delle *commodity* - iniziato già nel 2021 e aggravatosi con lo scoppio del conflitto Russo-Ucraino - ha determinato l'esigenza di rivedere profondamente il funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. I forti rialzi dei prezzi sono stati accompagnati spesso anche da problemi di sicurezza (di approvvigionamento) in tutti i principali mercati del gas naturale e dell'energia elettrica.

La recente evoluzione dei mercati comunitari del gas naturale ha evidenziato, in particolare, la loro stessa debolezza e incapacità di garantire **la sicurezza degli approvvigionamenti**. A questo si sono aggiunti anche dei segnali di forti speculazioni sugli strumenti finanziari, dimostratisi spesso del tutto incongruenti con i fondamentali di domanda e offerta del mercato.

In questo scenario, nel corso del 2022, sono state adottate importanti misure di intervento dai Governi degli Stati Membri UE per la gestione della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente nell'ambito del Consiglio Europeo, si è cercato di identificare una linea di azione comune di intervento sui prezzi di gas ed elettricità, ponendo all'attenzione del dibattito comunitario **il tema della sospensione del mercato e dell'adozione di un Cap al mercato del gas a livello Comunitario**. (cfr paragrafo 1)

Accanto al dibattito comunitario si sono sviluppate anche iniziative di controllo dei prezzi da parte di singoli Stati Membri. Ad aprile del 2022 la Spagna ha introdotto un tetto al prezzo del gas per la produzione di energia elettrica. Sicuramente l'intervento più significativo adottato a livello comunitario – anche in termini di risorse impiegate, - è quello adottato dalla Germania la quale ha stanziato più di circa 200 Mld di €. Nel caso tedesco è prevista l'introduzione di due cap, separatamente per il mercato elettrico e il mercato gas. In sintesi, nel mercato elettrico è stato introdotto un tetto al prezzo pari a 130 €/MWh per il 70% dei consumi industriali e pari a 40 €/MWh per l'80% dei consumi delle famiglie. Nel settore gas invece il tetto è pari a 70 €/MWh per il 70% dei consumi industriali e pari a 120 €/MWh per l'80% dei consumi delle famiglie¹.

Considerate le criticità emerse con riferimento al meccanismo del credito di imposta, abbiamo provato ad effettuare una **prima stima del costo** nel caso di applicazione al caso **italiano di un meccanismo di Cap** strutturato in modo analogo a quello tedesco.

¹ La misura tedesca contiene delle ulteriori specificazioni che includono anche il teleriscaldamento ed ulteriori specificazioni che in questa sede sono riportati in modo semplificato.

Le stime che seguono sono state elaborate sulla base delle quotazioni forward gas e power del 3 dicembre 2022.

Nel calcolo abbiamo considerato i consumi delle famiglie e delle imprese sia di energia elettrica che di gas naturale.

Poiché il meccanismo del Cap richiede che lo Stato Membro restituisca al fornitore la differenza tra il prezzo regolato ed il prezzo del mercato determinando un fabbisogno di finanza pubblica, abbiamo ipotizzato che i valori di mercato di riferimento siano rappresentati dai prezzi *forward* 2023 (media quater 2023) per l'energia elettrica e per il gas. I consumi di riferimento sono gli ultimi disponibili sul piano statistica del 2021.

Le due tabelle a seguire mostrano i costi complessivi stimati dell'applicazione della misura tedesca, per il gas (la prima) e per l'energia elettrica (la seconda), ai consumi italiani di industria e famiglie.

Costi Complessivi di finanza pubblica applicaizone CAP Germania ai Consumi Italiani Famiglie e Imprese prezzo 2023 PSV 135 €/MWh		
Perimetro applicazione	Consumi in MWh/anno	Costo Cap su Consumo in €
Imprese Cap 70 €/MWh su 70% dei Consumi	199.824.975	9.149.665.885
Famiglie Cap su 80% 120 €/MWh dei Consumi	186.080.400	2.294.296.900
Totale Costo per Famiglie e Imprese		11.443.962.785
<i>Quotazioni al 03/12/2022</i>		

Considerando un prezzo gas per l'anno 2023 pari a 135 €/MWh:

- il costo di un cap di 120 €/MWh sull'80% dei consumi delle famiglie sarebbe pari circa **2,29 Mld/€**;
- il costo di un cap di 70 €/MWh sul 70% dei consumi dell'industria sarebbe pari a circa **9,15 Mld/€**.

Costi Complessivi di finanza pubblica applicaizone CAP Germania ai Consumi Italiani Famiglie e Imprese prezzo 2023 Pun 387,68 €/MWh		
Perimetro applicazione	Consumi in MWh/anno	Costo Cap su Consumo in €
Industria Cap 130 €/MWh su 70% dei Consumi	135.746.200	24.484.881.460
Famiglie Cap su 80% 40 €/MWh dei Consumi	67.052.300	18.649.926.722
Totale Costo per Famiglie e Imprese		43.134.808.182

Considerando, invece, un prezzo per l'energia elettrica per l'anno 2023 pari a 388 €/MWh:

- il costo di un cap di 130 €/MWh sull'70% dei consumi dell'industria sarebbe pari a circa **24,5 Mld/€**;
- il costo di un cap di 40 €/MWh sul 80% dei consumi per le famiglie sarebbe pari circa **18,6 Mld/€**.

Il costo complessivo della misura tedesca applicata ai consumi delle famiglie e dell'industria italiana è stimabile in circa 54,6 Mld/€ per l'anno 2023.

Se a questo importo aggiungiamo i circa 12 Mld/€ utilizzati per l'azzeramento delle componenti parafiscali di famiglie e imprese, otteniamo un risultato pari **66,5 Mld/€** che potrebbe essere confrontato con l'impiego di circa 60 Mld/€ utilizzati dal Governo nell'anno 2022.

È possibile, inoltre, confrontare le due misure con ragionevole approssimazione per l'anno 2023, considerando l'applicazione ai soli consumi industriali. Relativamente al credito di imposta abbiamo ipotizzato una aliquota media pari al 35% sua base annuale per il consumo elettrico e

pari al 40% per il consumo di gas².

	Stima costo cap tedesco a	Stima Costo o Beneficio Credito Imposta
GAS PREZZO 2023: 135 €/MWh	9.149.665.885	11.730.657.313
ENERGIA ELETTRICA PREZZO 2023: 387,68 €/M	24.484.881.460	16.104.297.834
TOTALE	33.634.547.345	27.834.955.147

Quotazioni al 03/12/2022

Considerando i prezzi *forward* di riferimento per l'anno 2023, il costo dell'applicazione di un Cap ai consumi industriali italiani determinerebbe un costo di circa 33,6 Mld/€ mentre l'applicazione del meccanismo del credito di imposta determinerebbe un costo stimabile in circa 27,8 Mld/€.

Osservato dalla prospettiva di riduzione del costo dell'energia per gli utenti industriali, il meccanismo del Cap alla tedesca presenta un maggior beneficio per circa 5,8 Mld/€ al quale bisogna aggiungere l'effettiva possibilità (o incertezza) di utilizzare pienamente del beneficio del credito di imposta.

2.1 Confronto meccanismo Credito Imposta e Cap al variare dei prezzi gas

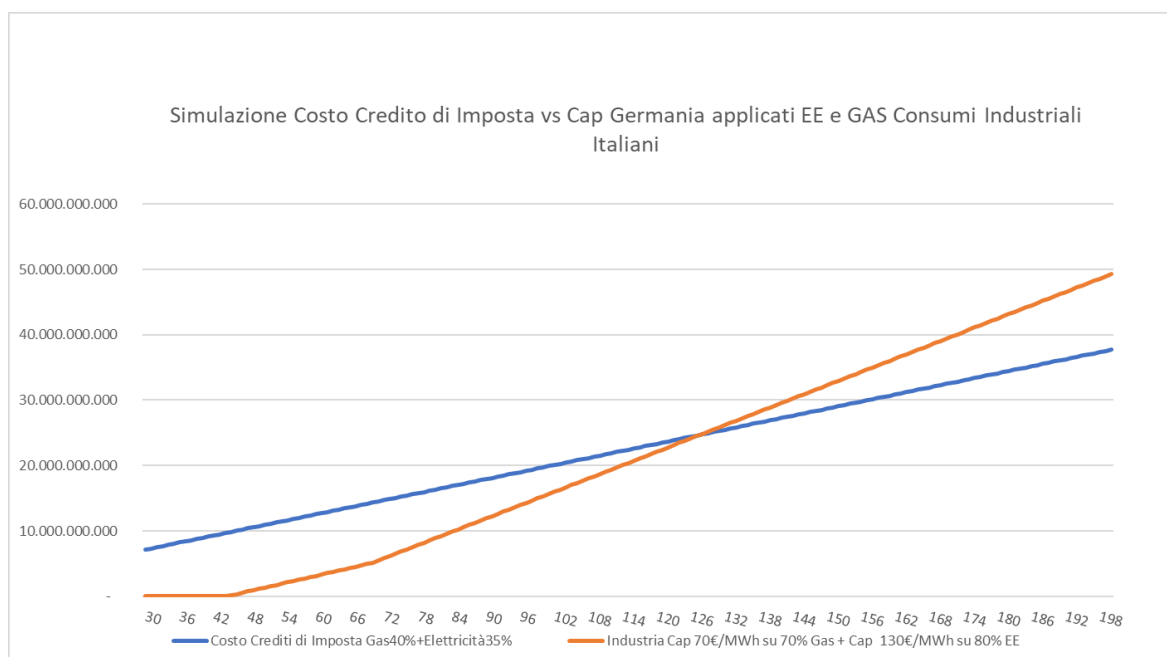
Al fine di confrontare il meccanismo del credito di imposta con il meccanismo del Cap alla tedesca applicati al mercato elettrico e al mercato del gas, è possibile effettuare un'analisi di sensitività in termini di costo dei due strumenti al variare del prezzo del gas naturale con riferimento al mercato italiano. Per effettuare il confronto tra i due meccanismi è necessario sottolineare che abbiamo dovuto limitare le valutazioni ai soli consumi industriali che rappresentano il perimetro di applicazione del Credito di Imposta.

Per procedere con questa simulazione abbiamo ipotizzato che il prezzo del gas naturale possa variare nell'intervallo dei valori compresi tra 30 €/MWh e 200€/MWh. Da questa assunzione abbiamo stimato i prezzi dell'energia elettrica assumendo che le tecnologie a gas siano gli impianti *price maker* del mercato elettrico³. La stima del prezzo di mercato ha inoltre considerato un prezzo della CO₂ pari a 88 €/Ton e uno *spark-spread* complessivo del 5%.

Applicando come in precedenza le aliquote medie del credito di imposta considerate (pari al 40% per il settore gas e al 35% per il settore elettrico) e i Cap adottati nel mercato tedesco, abbiamo costruito il seguente grafico.

² Le due percentuali di credito di imposta fanno riferimento ad un valore medio indicativo delle aliquote applicate nel 2022 e primo trimestre 2023.

³ L'efficienza di trasformazione considerata è pari al 50%.



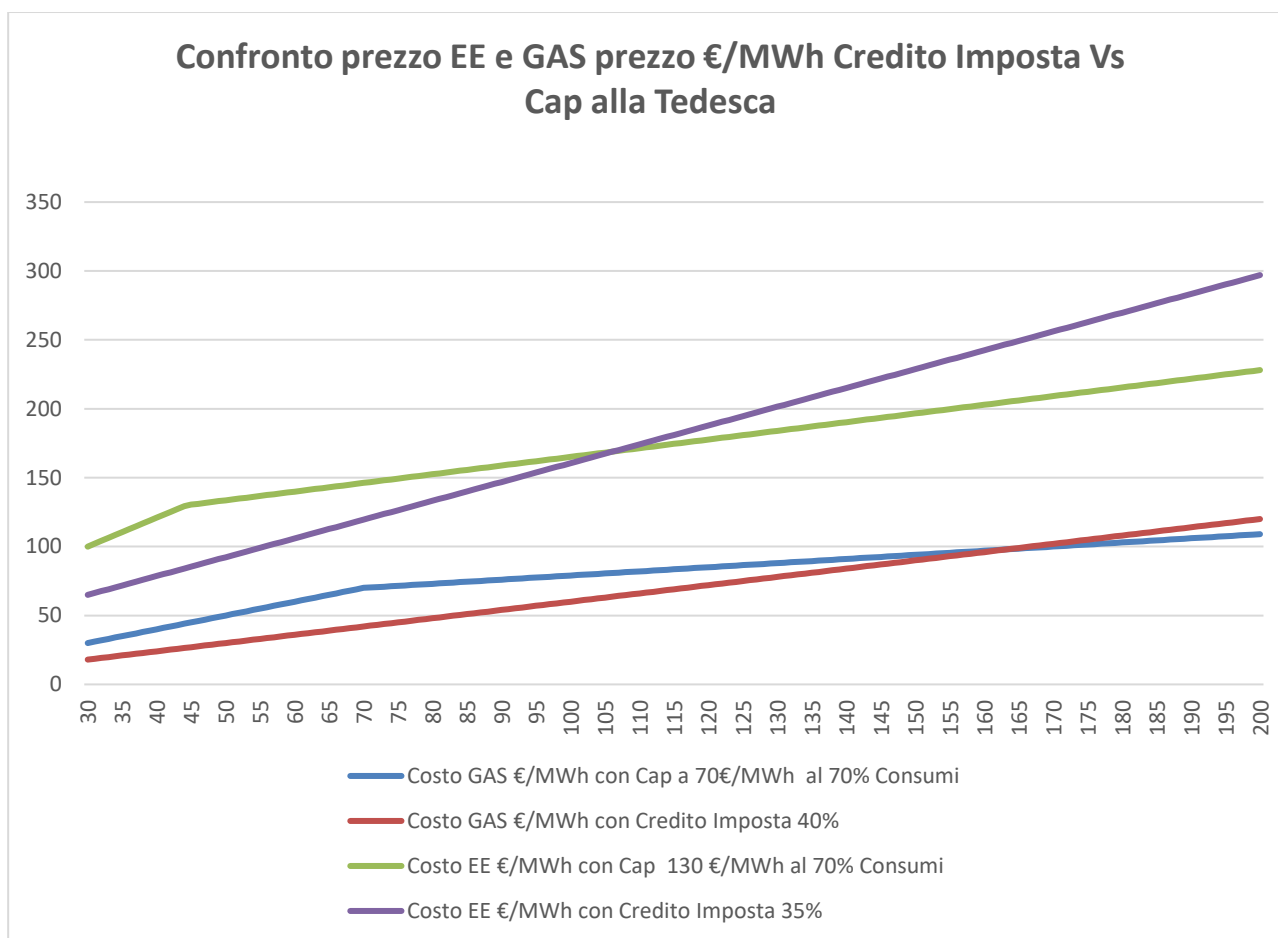
Come possiamo osservare dal punto di intersezione delle due linee, il costo delle due misure si equivale quando il prezzo del gas naturale si trova a livelli compresi tra i 127-128 €/MWh. In corrispondenza di questi livelli di prezzo del gas il costo delle due misure determina un costo di finanza pubblica pari a circa 24,5 Mld/€.

Per valori del prezzo di mercato del gas naturale superiori di 127-128 €/MWh il meccanismo del Cap alla tedesca applicato contestualmente a Gas e Elettricità trasferisce ai consumatori industriali in aggregato maggiori risorse pubbliche.

Per valori inferiori del gas ai 127-128 €/MWh è invece il meccanismo del credito di imposta a trasferire maggiori risorse pubbliche ai consumatori industriali in aggregato.

La distribuzione dei maggiori o minori benefici per i consumatori industriali dipende anche dalle caratteristiche di consumo percentuale di gas ed elettricità diverse da settore a settore considerato.

In generale è possibile confrontare i due meccanismi anche in termini di costo effettivo unitario in €/MWh rispettivamente di energia elettrica e gas. Il grafico seguente evidenzia il trade-off tra i due meccanismi considerando separatamente il costo effettivo determinato rispettivamente dall'applicazione del meccanismo del credito di imposta e del Cap alla tedesca applicato ai consumi industriali italiani per €/MWh.



Il grafico ottenuto, considerando una possibile distribuzione dei prezzi gas come in precedenza compresa tra i 30 e 200 €/MWh, evidenzia i seguenti risultati:

- 1) con riferimento al costo dell'energia elettrica il meccanismo del Credito di Imposta (35%) ed il Cap applicato a 130 €/MWh sul 70% dei consumi industriali si equivalgono nell'intorno di €170/171 €/MWh, in corrispondenza di un prezzo del gas nell'intorno di 108 €/MWh;
- 2) con riferimento al costo del gas naturale il meccanismo del Credito di Imposta (40%) ed il Cap a 70 €/MWh applicato al 70% dei consumi industriali di equivalgono nell'intorno di 99 €/MWh, in corrispondenza di un prezzo del gas nell'intorno di 166 €/MWh.

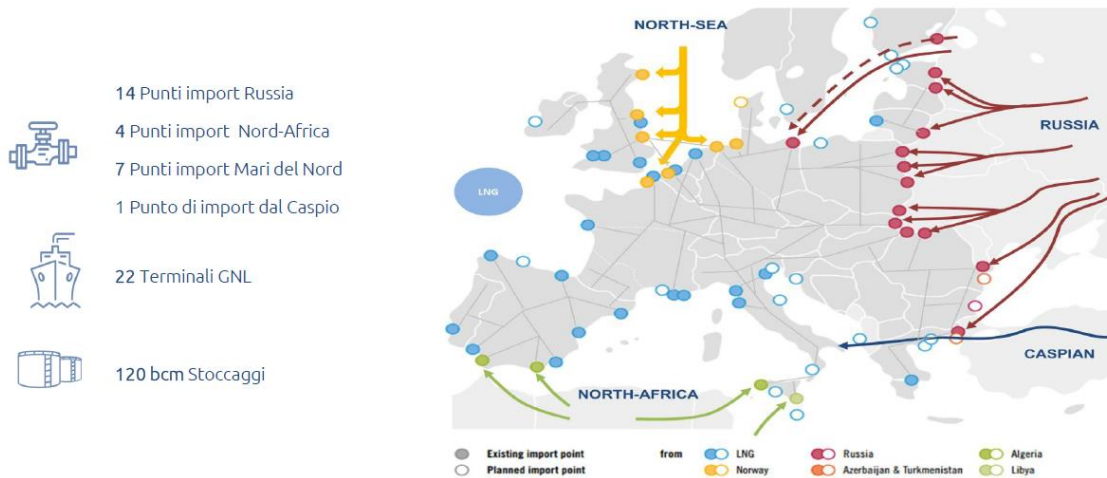
3. Aggiornamenti sullo scenario di sicurezza GAS

Nel 2022 abbiamo assistito a un totale stravolgimento degli assetti geo-energetici mondiali ed europei, con pesantissime implicazioni sul mercato del gas naturale, che rimane ancora oggi la terza fonte di energia al mondo (dietro a petrolio e carbone), la seconda in Europa (dietro al petrolio) e la prima in Italia.

Questo stravolgimento ha avuto (e sta ancora avendo) un forte impatto principalmente sull'UE, la quale ha prima aumentato sempre di più la propria dipendenza dal gas russo (a fronte di una lenta e costante diminuzione della produzione interna), per poi cercare di affrancarsene il più velocemente possibile a seguito dello scoppio della guerra in Ucraina, lasciando, però, aperta

la questione degli **approvvigionamenti**.

Per risolvere questo problema nel corso degli anni assisteremo a **profondi cambiamenti nel sistema di infrastrutture energetiche europeo** (riferito all'intero Continente, quindi anche Paesi extra-UE), sistema già di per sé profondamente complesso e strutturato proprio a causa della dipendenza dell'UE dalle importazioni di gas.



Fonte: ENTSOG TYNDP 2020 – Existing and planned import routes by source
GIE – Storage map - Elaborazioni Snam

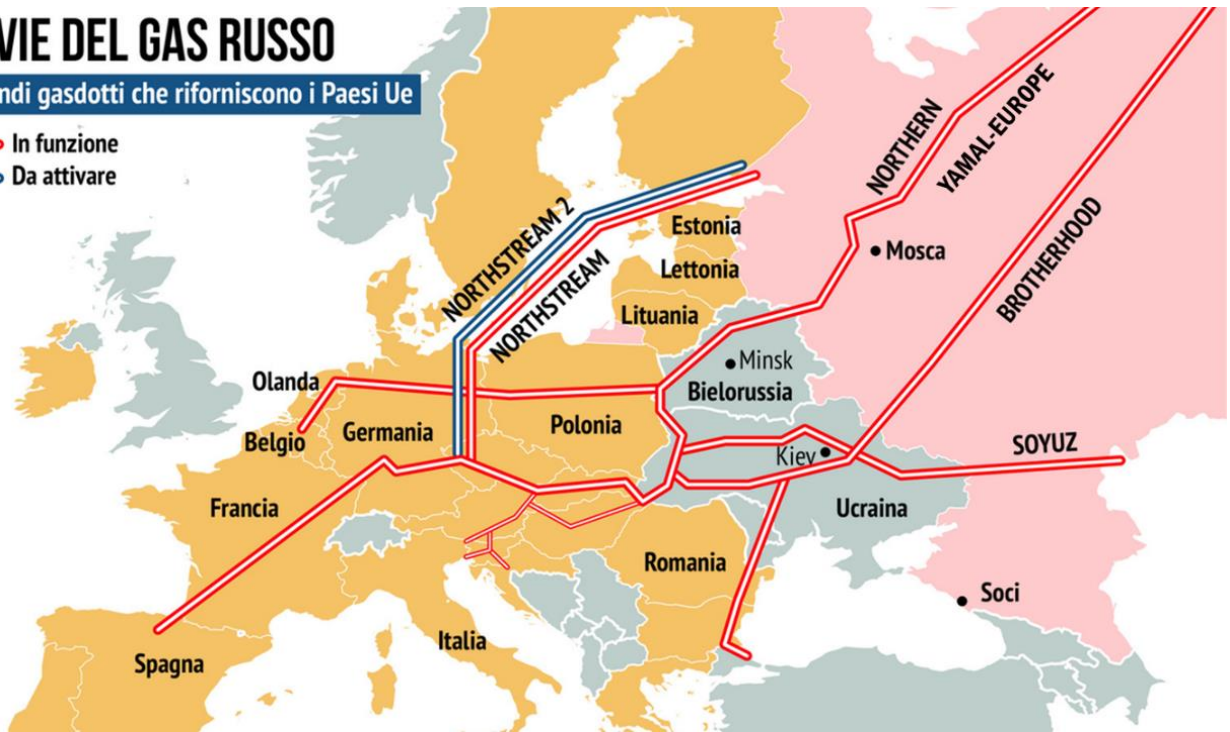
Tra i principali cambiamenti in atto all'interno del sistema energetico europeo bisogna citare il maggior utilizzo del **GNL** e dei **rigassificatori**, sia galleggianti (FSRU e GBS) che on-shore, con un livello di utilizzo passato dal 38% del 2021 al 63% di quest'anno. In UE stiamo, infatti, assistendo alla "corsa" alle FSRU come la Golar Artic e la BW Singapore acquistate da Snam a giugno. Il maggior ricorso al GNL comporterà l'attivazione di nuovi terminali GNL (oltre ai 22 già presenti) e la costruzione di nuovi rigassificatori (es. quello in progetto per Gioia Tauro) e la **creazione di nuove rotte di approvvigionamento**, grazie alla sua capacità di rispondere in tempi rapidi all'emergere di nuove componenti di domanda, grazie alle sue proprietà fisiche che ne aumentano la flessibilità di trasporto e stoccaggio rispetto al gas in forma gassosa. Il maggior ricorso al GNL nel giro di pochi mesi ha permesso di rafforzare la posizione degli Stati Uniti e di Paesi come il Congo ed il Qatar, in qualità di Paesi esportatori. A seguito dello scandalo del "Qatargate" e alla minaccia da parte dell'UE di vietare l'accesso al Parlamento UE ai rappresentanti di Doha, il Paese ha minacciato di bloccare le proprie forniture all'UE.

Il secondo grande cambiamento nel Mercato Internazionale del Gas è sicuramente il ruolo della **Russia**, passata da primo e principale fornitore di gas (e petrolio) dell'UE a nuovo principale fornitore dell'Asia. Per permettere l'arrivo del gas russo in Europa, nel corso degli anni è stata sviluppata un'immensa e complessa rete di gasdotti (di seguito rappresentata) nel continente, che ora, però, rischia di rimanere inutilizzata. I flussi in arrivo dal Nordstream sono completamente azzerati (il gasdotto è ancora danneggiato), mentre i flussi in arrivo dal Yamal-Europe, dal Brotherhood (la "rotta ucraina" che porta il gas a Tarvisio) e dal Soyuz sono dimezzati.

LE VIE DEL GAS RUSSO

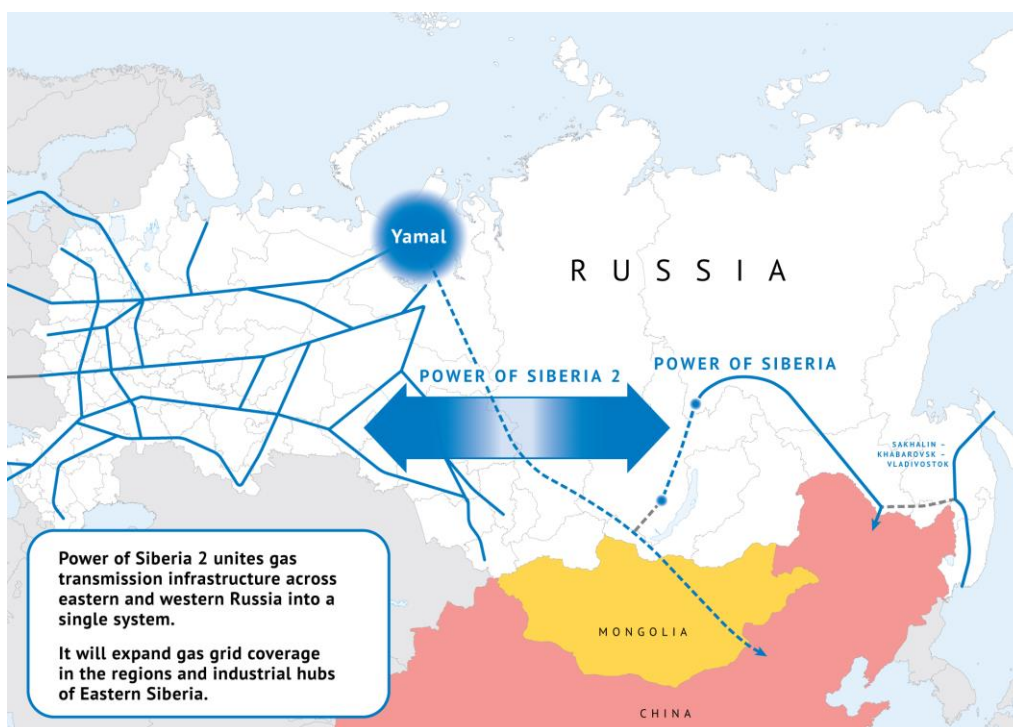
I grandi gasdotti che riforniscono i Paesi Ue

— In funzione
— Da attivare



In tutto questo è da evidenziare come il gas che non arriva più in Europa dalla Russia si stia spostando verso l'Asia e, in particolar modo, verso la Cina (che a sua volta si candida a diventare uno dei principali esportatori al mondo di GNL).

Il gasdotto Power of Siberia, che attualmente trasporta circa 10 miliardi di m³/anno, in meno di due anni ne trasporterà 20, mentre i flussi di gas russo verso la Cina potrebbero superare anche i 50 miliardi di m³/anno tramite la costruzione del gasdotto Power of Siberia 2, il quale porterà il gas direttamente dai giacimenti della regione dello Yamal (dove si concentra più della metà del gas russo) fino in Cina, passando per la Mongolia (cfr immagine successiva).



Il disperato bisogno dell'UE di cercare Paesi produttori di gas alternativi alla Russia ha lentamente spostato il **“baricentro energetico”** dal Nord verso il Mediterraneo Centrale, grazie al ruolo chiave nella fornitura di gas dei Paesi del Nordafrica (Algeria, Libia, Egitto) e verso il Medio Oriente (nell'area del Caspio e nel Sud-Est Asiatico) dove si concentra la domanda mondiale di gas.

Questo effetto è ormai particolarmente visibile in Italia, dove ha avuto luogo un totale stravolgimento dell'asse Nord/Sud dei flussi di gas importato, con il Nord che continua ad essere la parte del Paese dove si concentra la domanda e il **Sud che è diventato il nuovo “centro di arrivo del gas in Italia”**. Se fino al 2021, infatti, a farla da padrone era il punto di entrata di Tarvisio (dove arrivava dalla Russia il 40% del totale del gas importato), adesso questo ruolo è rivestito dal punto di ingresso di Mazara del Vallo, dove arriva il gas algerino tramite il Transmed; a seguire il punto di entrata di Melendugno, dove arriva il gas azeri tramite il TAP e il punto di entrata di Gela, dove arriva il gas libico tramite il Greenstream.

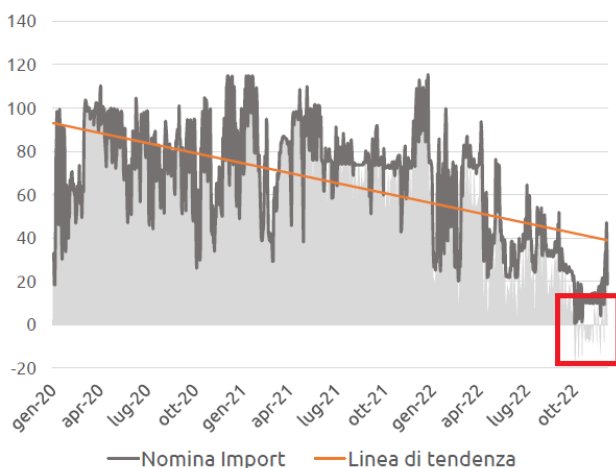
Flussi gas al 2021



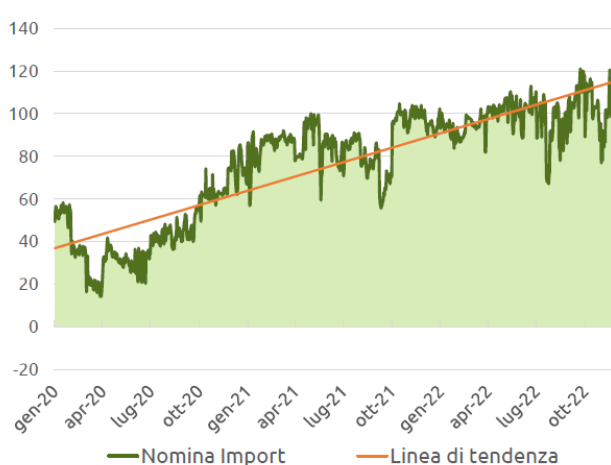
Flussi gas al 2022



Tarvisio [MSmc/g]



Punti da sud (Mazara, Gela e Melendugno) [MSmc/g]



Elaborazioni SNAM

Come già discusso nell’edizione del Focus di ottobre, il punto di entrata di Tarvisio ha visto una costante diminuzione dei flussi di gas russo importato, fino all’azzeramento totale degli stessi e la conversione dello stesso in “punto di uscita del gas”, come si osserva dal quadrato rosso nell’immagine precedente. Nel mese di ottobre 2022, infatti, l’entry point di Tarvisio per la prima volta è stato utilizzato per esportare il gas, con punte di quasi 20 milioni di m³/giorno di gas e un totale di oltre 200 milioni di m³ nell’arco dell’intero mese. I flussi in entrata, nei mesi di novembre e dicembre hanno subito una leggera risalita fino a 50 milioni di m³/giorno, restando comunque dimezzati rispetto allo stesso periodo degli anni passati. Nel periodo di punta invernale (16 gennaio – 15 febbraio) Tarvisio era capace di far passare anche 100 – 117 milioni di m³/giorno (è stato così anche a gennaio 2022), ma più della metà di questi mancheranno all’appello quest’inverno.

Una parte di flussi è stata recuperata tramite l’aumento delle **forniture da Algeria, Libia ed Azerbaijan**, le cui entrate messe insieme sono letteralmente raddoppiate passando **da 60 a 120 milioni di m³/giorno già ad ottobre**. Ma attenzione, in quanto, questo **numero è prossimo a quello di saturazione della rete gas Nord/Sud**, il cui limite si attesta a 124 – 125 milioni di

m³/giorno. In altri termini, in caso di necessità di gas non si potrà più fare affidamento a queste entrate.

Rimane così ancora aperto il problema per la sicurezza del periodo invernale.

La situazione non appare più rosea se consideriamo il lato “Domanda”, dove nonostante il calo generale dei consumi rispetto alla media degli anni precedenti, non è da escludere che i consumi possano esplodere nel futuro prossimo.

Nella fattispecie, a causare il calo generale dei consumi sono stati il settore civile e quello industriale:

- il settore civile ha visto un forte calo dei consumi a causa delle alte temperature del mese di ottobre, vedendoli, però, risalire improvvisamente in concomitanza dei periodi freddi di novembre e dicembre: questo potrebbe con tutta probabilità ripetersi a gennaio, febbraio e anche marzo con forti e prolungate ondate di freddo;
- il settore industriale ha visto un calo dei consumi a causa dei prezzi del gas e del mancato rinnovo dei contratti, ma non per partecipazione alle riduzioni volontarie previste dall’art. 3 del Reg. (UE) 1369/2022.

L’unico che ha avuto una vera inversione di tendenza è stato il **settore termoelettrico**, il quale **ha registrato un netto aumento dei consumi di gas con punte di quasi 110 milioni di m³/giorno**, ossia oltre la media dei quasi 100 milioni di m³/giorno tipici del periodo di punta invernale. L’aumento dei consumi di gas da parte del settore termoelettrico scaturisce dalla **crisi idrica, dalla crisi del vento e dalla crisi del nucleare francese**: ottenere meno elettricità dalle centrali idroelettriche e dalle pale eoliche, insieme alla diminuzione di elettricità (prodotta tramite le centrali nucleari) che importavamo dalla Francia, **ha portato ad un forte aumento dell’utilizzo del gas nelle centrali per la produzione di elettricità**. È immediato pensare che aver raggiunto consumi in linea con quelli del periodo invernale (quando il consumo è massimo) già da ora, comporterà consumi oltre la media nel periodo.

Come specificato diverse volte nelle diverse edizioni del Focus, nel periodo di punta invernale il settore civile rappresenta il 50% dei consumi totali di gas, perciò, in presenza di forti e prolungate ondate di freddo e in considerazione dell’aumento dei consumi da parte del settore termoelettrico, si potrebbero avere anche **punte eccezionali di oltre 450 milioni di m³/giorno che potrebbero determinare un collasso del sistema e interruzioni obbligatorie (razionamenti)**.

DOMANDA di Gas periodo Punta Invernale 2022 (16 gen - 15 feb)	
Macrosettore	Valor Medio (Mm ³ /giorno)
Totale	305,04
Civile	143,06
Industriale	61,58
Termoelettrico	97,13
Trasporti	3,27

Rappresenta la **Domanda giornaliera media nel periodo**
Potrebbero anche esserci:

- giornate di **Punta Massima: 350 Mm³/giorno**
- giornate di **Punta Massima Eccezionale: 450 Mm³/giorno**

Già a novembre 2022 ha raggiunto picchi di quasi **110 Mm³/giorno**,
ossia in linea con i livelli del periodo di punta invernale.
Nel periodo di punta invernale 2023 potrebbero esserci anche
punte di 120 – 150 Mm³/giorno.

In merito al calo dei consumi di gas del settore Industriale, bisogna precisare che – come riferito da Terna – **il settore industriale ha visto anche un calo del consumo di elettricità a causa del rallentamento della produzione negli stabilimenti**. Ad ottobre i consumi sono calati del 6,6% rispetto al 2021, mentre a novembre sono calati 7,6% rispetto al 2021.

4. Aggiornamento europeo CBAM ed ETS

Lo scorso 9 dicembre il Parlamento europeo e il Consiglio dell'UE hanno raggiunto un accordo provvisorio sulla proposta di **Regolamento che istituisce un meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera (CBAM)**. Tale testo è stato convalidato formalmente dalle due istituzioni e subordinato alla conclusione dei triloghi relativi alla Direttiva sul sistema per lo scambio di quote di emissione dell'UE (ETS).

Il 17 dicembre, infatti, i co-legislatori hanno raggiunto un accordo provvisorio sulla riforma del sistema per lo scambio di quote di emissione dell'UE.

In sintesi questi i punti principali:

- **Ambizioni:** si è deciso di innalzare del 19% il contributo di riduzione dei settori coperti dal sistema ETS (1% in più rispetto alla proposta della Commissione europea) – raggiungendo così il **-62%**, rispetto ai livelli del 2005 -, attraverso un rafforzamento del **fattore di riduzione lineare (LRF)**, che passa dall'attuale 2.2% al **4,3% fino al 2027**, per poi arrivare al **4,4% dal 2028 al 2030**, e una **diminuzione del limite massimo di emissioni** (il cd. "cap") di **circa 117 milioni di quote** da attuare in due fasi (90 milioni nel 2024 e 27 milioni nel 2026).
- **Riserva stabilizzatrice del mercato:** viene confermato fino al 2030 il **tasso di assorbimento del 24%** e la cancellazione delle quote della Riserva superiori alla soglia di 400 milioni. In caso di **fluttuazioni eccessive dei prezzi** della CO₂, è stato rafforzato il meccanismo di intervento, prevedendo il **rilascio di 75 milioni di quote con un fattore di attivazione di 2,4 volte**.

- **Traiettoria di riduzione delle quote gratuite**

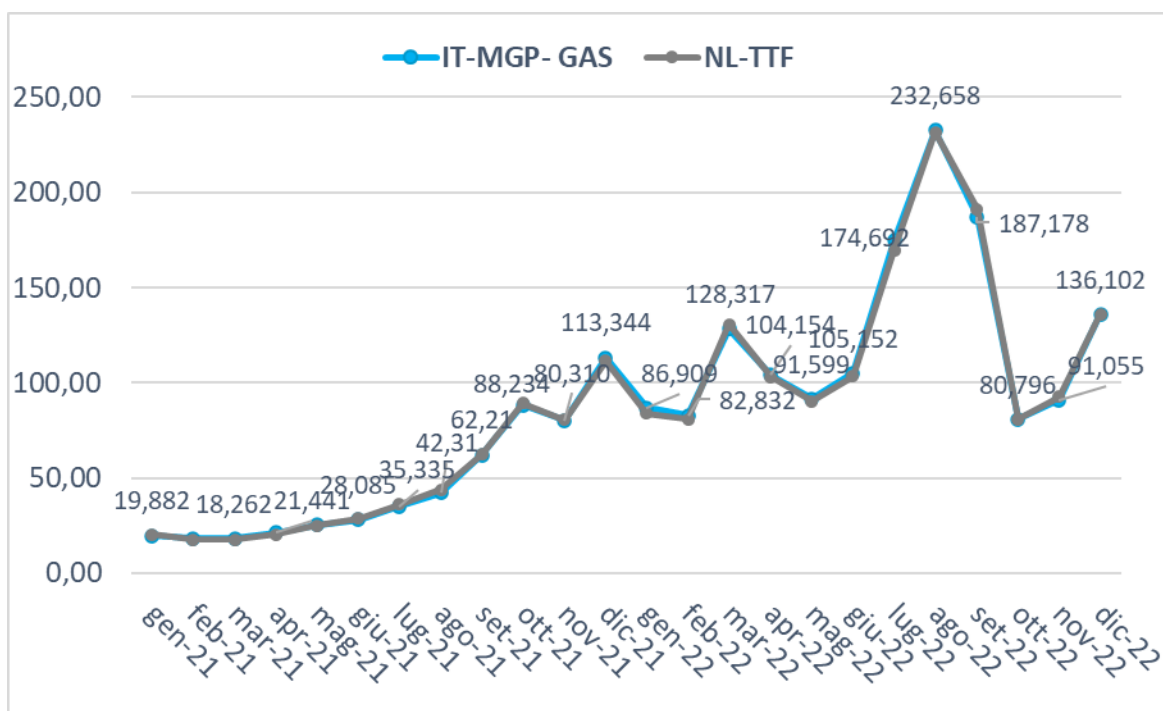
Year	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CBAM	2.5	5	10	22.5	48.5	61	73.5	86	100
FA Share	97.5	95	90	77.5	51.5	39	26.5	14	0

- **Sostegno alle esportazioni per i settori coperti dal CBAM:** si prevede che, **entro il 2025**, la **Commissione valuti il rischio** di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio per i beni prodotti nell'UE destinati all'esportazione verso Paesi terzi e, **se necessario, presenti una proposta legislativa** conforme alle regole dell'OMC per affrontare tale rischio. Inoltre, si è deciso di destinare risorse specifiche per la decarbonizzazione dei settori CBAM esportatori: secondo le stime della Commissione europea, infatti, il meccanismo di condizionalità relativo all'assegnazione delle quote gratuite porterà ad aste aggiuntive per circa 75-85 milioni di quote, il cui ricavato sarà destinato per il 50% al fondo di innovazione e per circa 47,5 milioni agli Stati membri, che dovranno appunto utilizzarlo per sostenere i settori CBAM esportatori (non sono, tuttavia, chiare le modalità).
- **Condizionalità all'allocazione delle quote gratuite:** è confermata l'**implementazione obbligatoria delle raccomandazioni degli audit di efficienza energetica** che, se non rispettata, può portare ad una **riduzione del 20% delle quote gratuite** dell'impianto interessato. Non è chiaro, tuttavia, quale sia il tempo di ritorno dell'investimento considerato. Si prevede, inoltre, l'obbligo per il 20% degli impianti con le peggiori prestazioni di adottare un **piano per la decarbonizzazione**. Anche in questo caso, se non vengono rispettate le raccomandazioni degli audit o gli obiettivi del piano, ci potrebbe essere una riduzione del 20% dell'assegnazione delle quote gratuite.
- **Fondo d'innovazione:** le risorse del fondo passerebbero da 450 milioni a **575**.

5. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas

Il mese di novembre si è chiuso con il deciso recupero dei prezzi spot power e gas sulle piattaforme di scambio europee: media mensile gas PSV 94 €/MWh e TTF 91 €/MWh; power Italia PUN 225 €/MWh, Germania EPEX 174 €/MWh, Francia EPEX 192 €/MWh. Le temperature rigide di queste settimane in Europa (al di sotto delle medie storiche) sostengono i prezzi energetici. Prosegue invece il crollo della domanda in Italia: a novembre gas -25% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, ai minimi pluriennali, con industria -21% (in calo di oltre il 20% anno su anno per il quarto mese consecutivo, cioè da agosto), termoelettrico 30%, civile -24%.

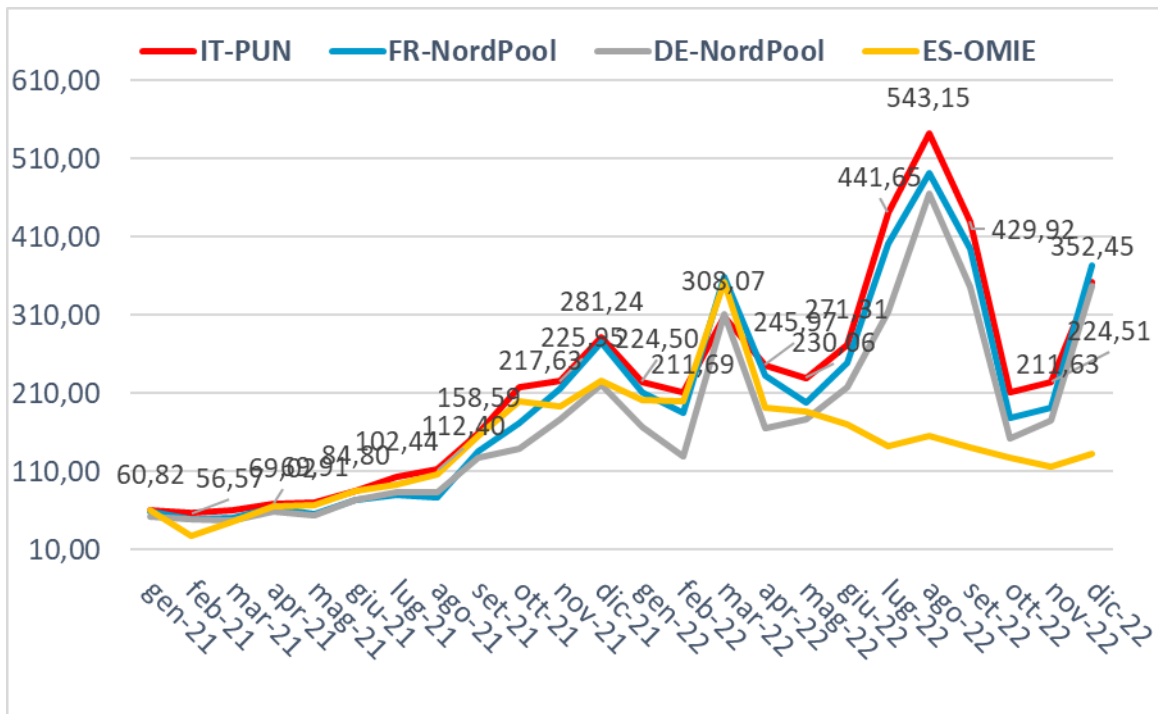
Confronto prezzi medi mensili gas MGP-GAS e TTF (al 19/12) - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Powernext,

Le quotazioni spot della prima metà di dicembre sono in forte rialzo rispetto al mese precedente: gas TTF/PSV a circa 136 €/MWh, power Italia 352, Germania a 347 €/MWh Francia a 374 €/MWh. Proprio in Francia restano i timori per eventuali black out invernali, considerando la situazione di possibile criticità a gennaio evidenziata dal gestore di rete RTE, che potrebbe dover ricorrere a distacchi programmati a rotazione qualora si dovessero verificare simultaneamente una riduzione della produzione nucleare (fermate dei reattori) e condizioni climatiche severe (probabilità 1 volta ogni 10 anni secondo il modello previsionale RTE); i prezzi dei futures transalpini per il Q1-23 non sembrano però più interiorizzare questo rischio, risultando in forte discesa rispetto ai picchi fino a 1.000 €/MWh degli ultimi mesi.

Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee (al 19/12) - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Pownext,

Il recente report dell'IEA "How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023" evidenzia il rischio di uno squilibrio domanda-offerta gas in Europa nel corso del prossimo anno, fino a 27 mld mc in uno scenario in cui le consegne di gas dalla Russia scendano a zero e le importazioni di Gnl dalla Cina tornino ai livelli del 2021.

Assessment of the natural gas balance of the European Union in case of total cut-off of Russian flows and limited LNG availability, in 2023



Note: Baseline demand includes ensuring supply to Ukraine and Moldova. See Annex for assumptions.

IEA. CC BY 4.0.

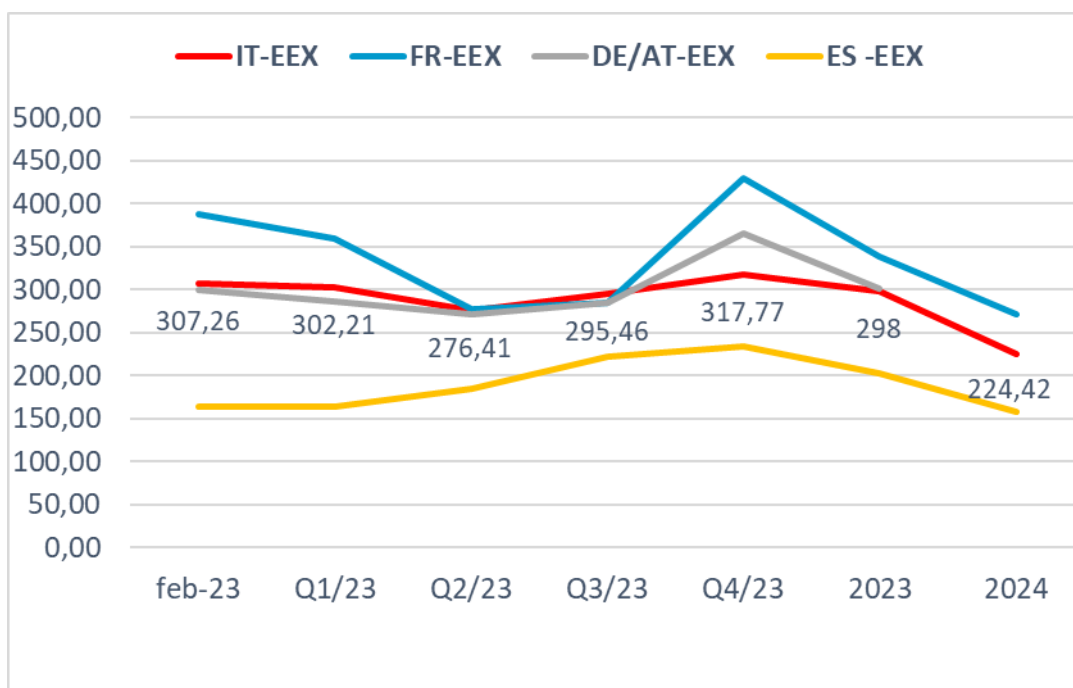
Fonte; IEA

Ieri il Consiglio Energia ha trovato un accordo sul price cap al gas al TTF in sede europea, dopo diversi incontri infruttuosi e l'invito a fare presto arrivato dai 27 capi di Stato venerdì scorso.

Nel percorso di implementazione del Pacchetto "Fit For 55": Parlamento e Consiglio Europeo hanno trovato l'accordo per l'approvazione del meccanismo di una carbon tax alle frontiere UE (CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism) che dovrebbe partire in prova dal 1/10/2023. Il CBAM sostituirà gradualmente le allocazioni gratuite di ETS, che erano state introdotte proprio per prevenire la delocalizzazione delle emissioni (carbon leakage).

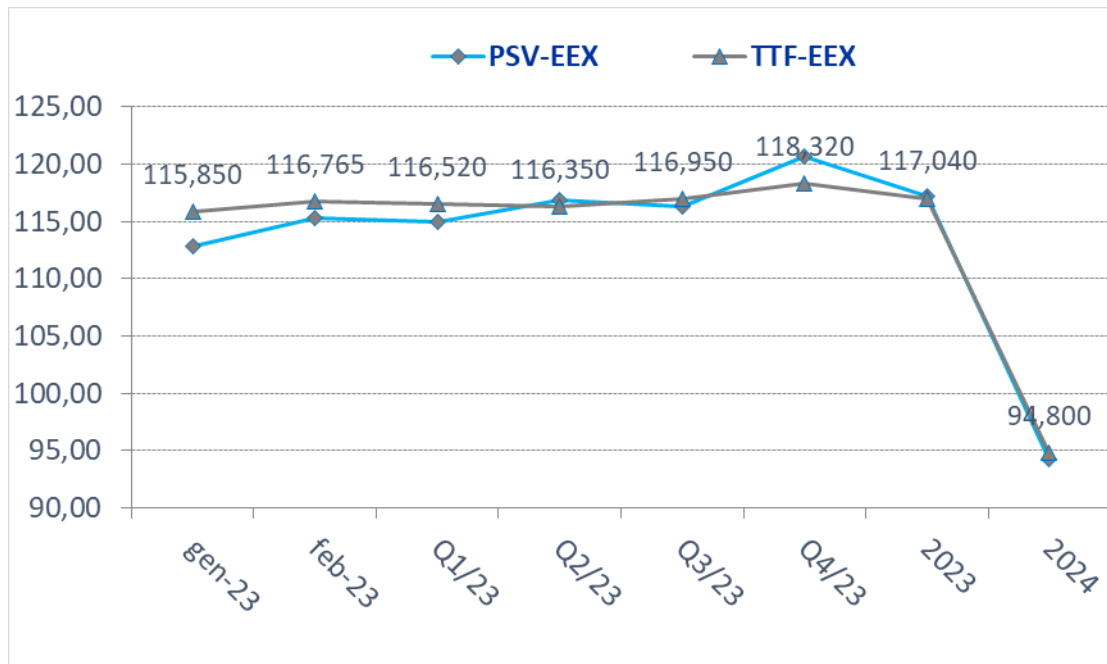
Dopo il rally delle ultime settimane, perdono decisamente terreno le quotazioni futures 2023, al minimo da inizio mese: power Ita Cal23 =298 €/MWh, Cal24 =224,42 €/MWh; gas PSV e TTF Cal23 a 117,2 €/MWh, PSV e TTF Cal24 a 94 €/MWh

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee (al 16/12) - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Powernext,

Prezzi futures gas PSV e TTF (al 16/12) - €/MWh



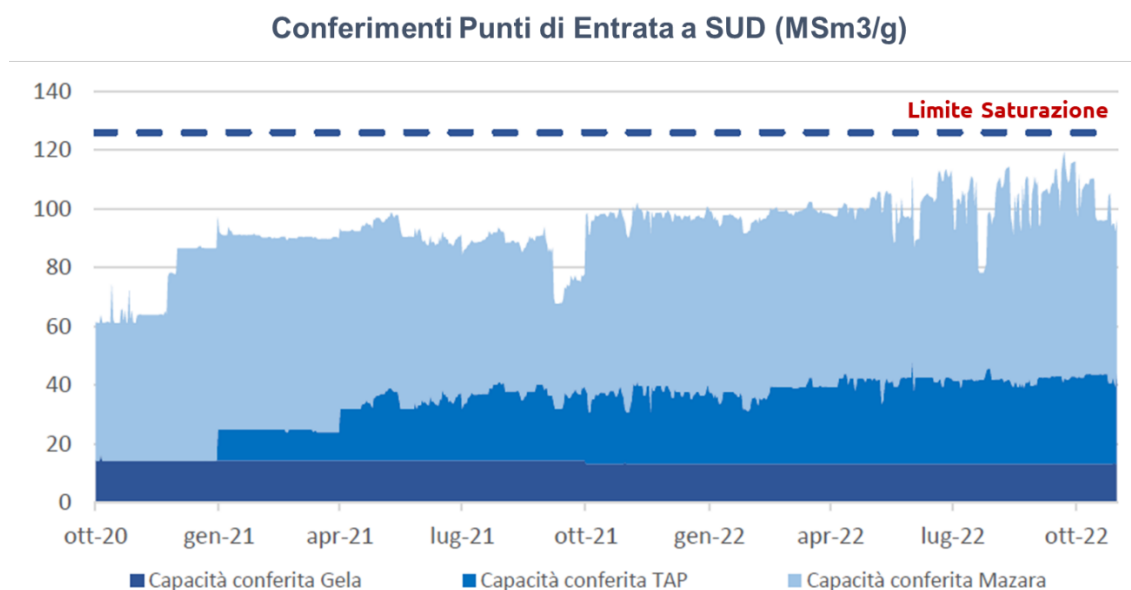
Principali novità di settore

1. Ampliamento Rete Nazionale Gas (RNG): Progetto Linea Adriatica

Come precedentemente accennato, lo stravolgimento del mercato internazionale del gas e, in particolar modo, di quello europeo porterà in Europa a profondi cambiamenti nel sistema di infrastrutture energetiche. Questi interesseranno, ovviamente, anche l'Italia, da un lato per la necessità di sostituire pienamente il gas russo, dall'altro per lo spostamento del baricentro energetico verso il Mediterraneo, dove sarà proprio l'Italia a rivestire il ruolo chiave di "Hub europeo del gas".

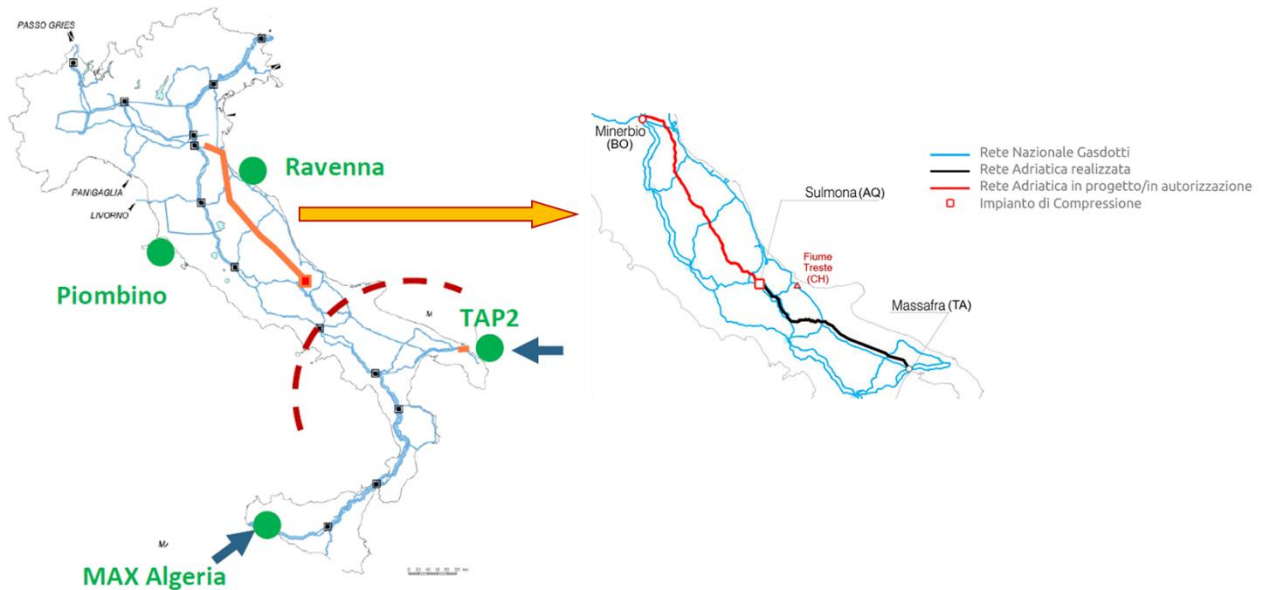
In considerazione delle implicazioni che i recenti sviluppi geopolitici stanno avendo sul sistema delle importazioni di gas e sulle infrastrutture energetiche del Paese, in data 6 dicembre 2022 l'ARERA ha dato mandato a Snam Rete Gas di sottoporre a consultazione il documento "Progetto linea adriatica - relazione integrativa - Novembre 2022", predisposto ai sensi della Deliberazione n.468/2018/R/gas nell'ambito del Piano Decennale di Sviluppo della Rete di Trasporto 2022-2031, e alla quale consultazione Confindustria parteciperà.

Il progetto parte dal presupposto precedentemente discusso, cioè lo **spostamento del centro di importazione gas dal Nord al Sud Italia**: la diminuzione dei flussi di gas russo in arrivo a Tarvisio è stata compensata in larga parte grazie al maggior impiego delle infrastrutture di importazione di gas del Sud, le quali a settembre 2022 hanno già ormai raggiunto **valori** che sono **prossimi alla saturazione delle capacità esistenti** lungo la direttrice di trasporto Sud-Nord (attualmente a 120 milioni di m³/giorno su un massimo di 124 – 125 milioni di m³/giorno, come evidenziato nel grafico seguente). Nonostante questo, **i flussi da Sud sono destinati ad aumentare** a seguito degli accordi tra il governo italiano e quello Algerino e della crescita attesa dei volumi di gas azero tramite il TAP (che hanno raggiunto ormai i valori a regime per l'infrastruttura di importazione esistente, ossia 31 milioni di m³/giorno in alcuni mesi di ottobre), rendendo così indispensabile cercare una soluzione al problema.



Elaborazioni SNAM

Questo problema troverebbe una soluzione con la realizzazione della **Linea Adriatica**, la quale è stata riconosciuta dal nuovo Governo e dalla Commissione UE come infrastruttura abilitante e progetto essenziale per garantire l'aumento delle importazioni di gas nei punti di ingresso del Sud, ossia quelli di Mazara del Vallo (Transmed), Gela (Greenstream) e Melendugno (TAP), così da alleggerire allo stesso tempo le linee di trasporto poste sulla dorsale Tirrenica, ormai prossime alla saturazione.



Come si osserva dall'immagine, la Linea Adriatica rappresenterebbe una dorsale di trasporto alternativa e parallela al Gasdotto Mediterraneo (GA.ME.) nella tratta della direttrice che trasporta il gas dal sud del paese fino al nodo di Minerbio, da considerare come punto baricentrico della rete sul quale si innestano i metanodotti che raggiungono le principali aree del mercato e gli stoccaggi del Nord Italia.

Il progetto, nel complesso, è costituito **dalla centrale di compressione di Sulmona e da un unico gasdotto**, suddiviso in tre tratte interdipendenti tra loro:

- Metanodotto Sulmona – Foligno;
- Metanodotto Foligno – Sestino;
- Metanodotto Sestino – Minerbio.

Nel suo complesso comprende la costruzione **di circa 430 km** di nuova linea di **diametro DN1200** e il potenziamento dell'impianto di compressione di Sulmona per 33 MW.

Considerando, inoltre, il **limite massimo di import della Rete Nazionale Gas (RNG), pari a 191 milioni di m³/giorno**, limitati a 126 milioni di m³/giorno verso la Pianura Padana, la Linea Adriatica potrebbe aumentare la portata verso la Pianura Padana fino a 150 milioni di m³/giorno, permettendo di "dislocare" dalla Linea Principale Nord-Sud circa **24 milioni di m³/giorno** (12,5 miliardi di m³/anno), alleggerendone così il carico.

Con la Linea Adriatica, **la portata generale della RNG aumenterebbe di 10 miliardi di m³/anno**, così da compensare perfettamente il futuro potenziamento del TAP, che dovrebbe passare arrivare a 20 miliardi di m³/anno.

Questo aprirebbe nuovi scenari di esportazione gas verso il Nord Europa per l'Italia, che potrebbe così esportare fino a 3 miliardi di m³/anno.

Il vantaggio della Linea Adriatica è sia nel breve-medio termine (+gas), sia nel medio-lungo termine (2040-2050), in quanto, sarà costruita con materiali "*H2-Ready*", quindi perfettamente pronta per il blending H2-gas-biometano.

Sempre per lo stesso motivo sarebbe una "*No-regret Option*", con un **costo** totale stimato in € **2,4 mld** e beneficio totale previsto compreso tra € 3 - 8 mld.

2. Posizione Confindustria consultazione Mase su Comunità Energetiche

In occasione della consultazione pubblica lanciata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica- Mase lo scorso 28 novembre, sullo schema di Decreto per le comunità energetiche che individua criteri e modalità per la concessione di incentivi volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche, sistemi di autoconsumo collettivo e individuale a distanza, Confindustria ha evidenziato - ancora una volta - la necessità di promuovere e riconoscere, anche ai fini della tutela della competitività del sistema industriale, il nuovo ruolo del **prosumer** e della domanda di mercato, che assume una funzione proattiva sempre più rilevante nel nuovo contesto di mercato. In questa prospettiva, infatti, il nuovo consumatore è chiamato a rafforzare la sua capacità di autoproduzione rinnovabile, giocando un ruolo strategico per le industrie di medie e grandi dimensioni sottostanti al regime ETS, che vedono con il pacchetto "*Fit For 55*" un innalzamento dei loro obiettivi di decarbonizzazione.

La magnitudo della nuova capacità di produzione rinnovabile richiede, comunque, un framework in grado di facilitare la **creazione di nuovi assetti organizzativi abilitanti**, come le **energy community**. Nel contesto italiano, ma anche in molti altri Paesi europei, la geografia industriale presenta importanti casi di distretti industriali localizzati su base territoriali caratterizzate da forti sinergie di filiera. Per tale motivo è importante **rivedere l'art. 2, lett. 16, della Direttiva (UE) 2018/2001**, il quale prevede una definizione limitativa delle comunità energetiche rinnovabili, che esclude dalla compagine di governance le medie e le grandi imprese. Questa limitazione impedisce l'utilizzo di vaste strutture edilizie dove potrebbero essere realizzati impianti fotovoltaici al servizio del fabbisogno energetico della grande impresa manifatturiera e delle restanti imprese partecipanti alla comunità energetica.

Nel caso dei distretti industriali, l'estensione della partecipazione alle medie e grandi imprese allo sviluppo di rinnovabili, attraverso strutture consortili in grado di gestire più adeguatamente il rischio prezzo e il rischio controparte connesso agli investimenti negli

impianti, **consentirebbe di aumentare il potenziale di investimento territoriale di capacità di produzione rinnovabile** stesso. Inoltre, considerando il fabbisogno incrementale di generazione rinnovabile connessa agli obiettivi di sviluppo dell'idrogeno, permetterebbe anche di **rafforzare i progetti di produzione di H2 green** che dovrebbero trovare prioritaria applicazione soprattutto nei processi industriali per la riduzione del consumo di gas naturale. Infine, l'allargamento della compagine di partecipazione volontaria modificando la lettera *b*) della definizione, risulterebbe comunque rispettosa dei principi di governance di cui alla lettera *a*) della definizione e delle finalità di cui alla lettera *c*). L'estensione della partecipazione alle medie e grandi imprese favorirebbe inoltre lo sviluppo di impianti utility scale con LCOE inferiori rispetto ai piccoli impianti, e per i quali il livello della tariffa incentivante potrebbe essere ridimensionato garantendo un minor costo di sistema.

La correzione alle suddette normative permetterà alle comunità energetica da fonti rinnovabili (**CER**) di essere un ottimo strumento di:

- **ottimizzazione dei consumi**, incentivando il consumatore di energia ad utilizzarla nei momenti di maggiore produzione della fonte solare;
- **ottimizzazione dei costi**, il consumatore che sia anche produttore (*prosumer*) avrà una riduzione dei costi per l'energia prelevata dalla rete notevole andando così ad ammortizzare l'impegno economico della realizzazione dell'impianto.

3. Energy Release: procedura di assegnazione su Bacheca Ppa

Il Gestore dei mercati energetici - GME, riferendosi alla cessione con contratti triennali di elettricità a prezzi calmierati per clienti industriali, Pmi e clienti in Sardegna e Sicilia che partecipano al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare, ha comunicato in una nota (al link riportato in fondo) che **la procedura per l'allocazione dei volumi di energia elettrica nella disponibilità del Gse nell'ambito dell'Energy Release si svolgerà il 9 e il 10 gennaio 2023 nella relativa sezione della Bacheca Ppa.**

Saranno ammessi a partecipare alla procedura tutti gli operatori che al 9 gennaio risulteranno accreditati presso il Gse e già ammessi alla Bacheca Ppa del Gme.

In dettaglio, la seduta per **la presentazione delle offerte si aprirà alle 9 del 9 gennaio e si chiuderà alle 15 del 10 gennaio.**

Gli esiti saranno determinati e comunicati entro le 15 dell'11 gennaio agli operatori partecipanti alla procedura, nell'ambito della sezione della Bacheca Ppa ad accesso riservato all'operatore stesso.

La nota del Gme

4. Via libera ARERA su proposta Terna riduzione della domanda

Il Regolatore ha accolto, nel **parere** trasmesso al Mase, la proposta di Terna di una procedura competitiva per assegnare “un servizio di riduzione del consumo elettrico prestato da clienti finali per il tramite di carichi industriali offerti per il servizio di interrompibilità elettrica”.

La proposta di regolamento di Terna, “contribuisce al conseguimento dell’obiettivo di riduzione dei consumi elettrici di cui al Regolamento UE 1854/2022 nelle ore di picco” e prevede che Terna stessa possa richiedere agli aggiudicatari “la disponibilità alla prestazione del servizio di riduzione dei consumi fino al 31 marzo 2023, estendendo il numero di ore per un valore corrispondente a 300 ore nel periodo 1° dicembre 2022 – 31 marzo 2023”.

Più in dettaglio, la proposta prevede che i soggetti industriali, nel periodo compreso tra l’avvio della procedura e il 31 gennaio 2023, comunichino a Terna la propria richiesta di riduzione di prelievo entro le ore 10 del giorno prima per il giorno dopo.

Gli aggiudicatari avranno l’obbligo di “ridurre la potenza prelevata di un quantitativo almeno pari alla potenza assegnata, rispetto alla base comunicata dal cliente assegnatario e resa disponibile a Terna entro le ore 14” di due giorni prima della data d’interruzione.

Tale servizio è remunerato con una componente fissa, individuata appunto tramite un’asta al ribasso, a partire da un premio massimo espresso in €/MW/Periodo di validità con assegnazione di tipo “pay as bid”, secondo la proposta.

Terna ha individuato il fabbisogno complessivo nazionale da reperire con questa procedura in 3.000 MW, mentre il premio massimo per la remunerazione del servizio, “è pari a 50.000 euro/MW/anno inclusivo di 550 ore annue di attivazione del servizio di riduzione dei consumi, da riproporzionare sulle ore per le quali verrà richiesta la disponibilità del medesimo servizio”.

Le attivazioni del servizio di interrompibilità elettrica “devono essere motivate da esigenze di Snam rete gas con la finalità indiretta di contenimento dei consumi gas, da esigenze di adeguatezza del sistema elettrico nazionale laddove si rendesse necessario per far fronte ad eventuali criticità del prossimo periodo invernale”.

Secondo la proposta, possono partecipare alla procedura “i clienti finali dotati di apparecchiatura di distacco del carico (UPDC); ai fini della domanda di ammissione, i clienti finali partecipanti alla procedura possono essere raggruppati in forma consortile, benché l’erogazione del servizio e la relativa verifica avvenga con riferimento ai raggruppamenti di carichi afferenti al medesimo punto di connessione, come nel caso del servizio di interrompibilità”.

Il regolatore nel rilasciare il parere favorevole ha inoltre fatto alcune precisazioni:

- la proposta “dovrà essere coordinata con le modalità di implementazione dell’articolo 4 del Regolamento UE 1854/2022 anche al fine di consentire che il servizio di riduzione dei consumi sia erogato anche da altri clienti finali (non solo quelli che erogano il servizio di interrompibilità) eventualmente in forma aggregata”.
- la partecipazione in forma consortile dei clienti finali alla procedura concorsuale “rileva per finalità amministrative e commerciali e non anche per la prestazione del servizio di riduzione dei consumi né per la relativa verifica”.

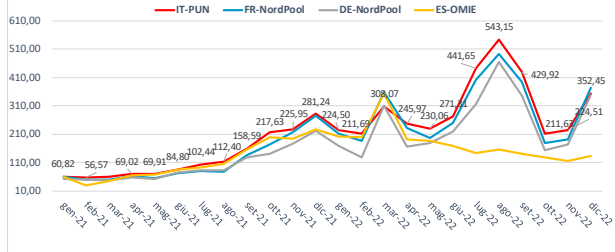
- Infine, nell'approvare la Proposta il Mase dovrebbe prevedere che "Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità e al medesimo Ministero gli esiti delle procedure concorsuali e i relativi costi".
- Riguardo a quest'ultimo punto, l'Autorità ritiene che l'onere legato al nuovo servizio sia "prioritariamente" coperto dalla fiscalità generale e "solo in subordine e in via residuale" possa finire sull'uplift.

Report Mercati energetici e Ambientali

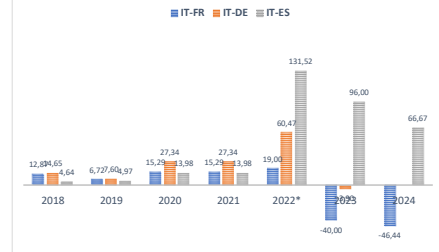
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

Prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Spread Elettrico €/MWh

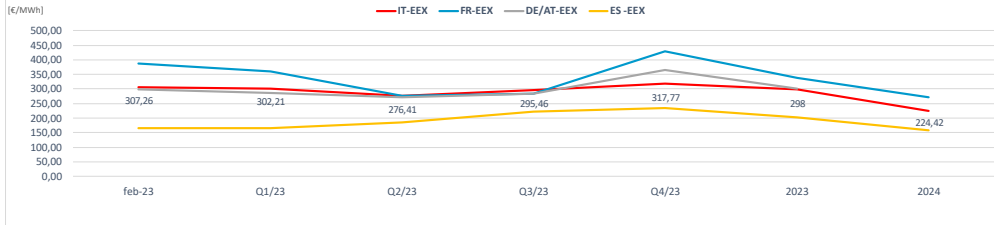


*Media prezzi giornalieri fino al 19.12.2022

*quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

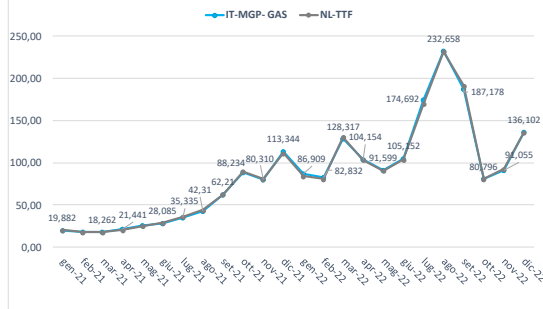
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 16.12.2022, €/MWh



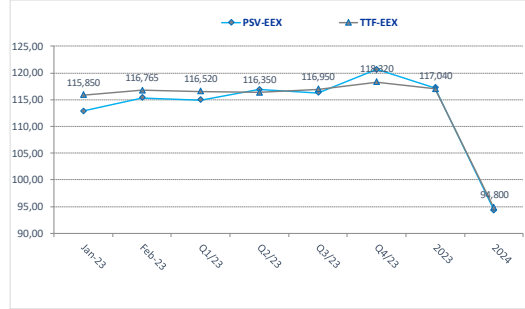
Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



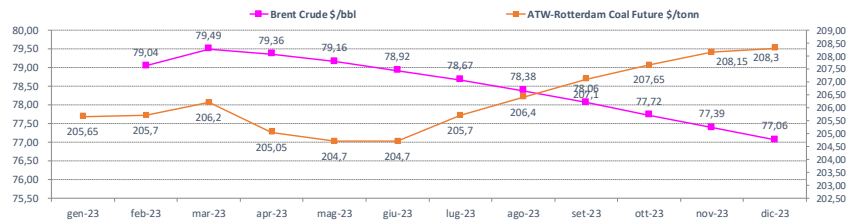
*Media prezzi giornalieri fino al 19.12.2022

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 16.12.2022 - €/MWh



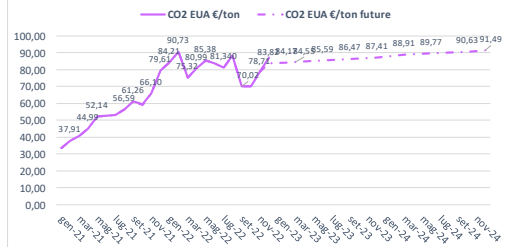
Mercato Commodities

Prezzi future al 16.12.2022

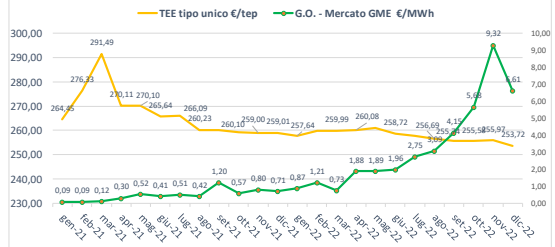


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 16.12.2022



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMIE, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne