



CONFINDUSTRIA

## Focus Energia e Sostenibilità

n. 19 - settembre 2022

# Sommario

<b>Approfondimenti</b>	<b>2</b>
<b>1. Emergenza GAS: gli interventi e le proposte di Confindustria</b>	<b>2</b>
1.1 Esiti Consiglio UE Energia del 9 settembre	12
1.2 Proposta Reg. 473 Commissione UE su Mercato Elettrico	13
1.2.1 La chimera di un tetto europeo al prezzo europeo del gas naturale	14
1.3 Misure Governo conto caro energia	16
1.4 Electricity Release	17
1.5 Criticità rinnovo contratti gas: proposte Confindustria al Governo e all'ARERA	22
1.6 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	24
1.7 ARERA: elettricità a +59% per la maggior tutela	28
<b>Principali novità di settore</b>	<b>30</b>
2.1 Follow up REPowerEU	30
2.2 PNRR – M2: aggiornamenti e stato di attuazione	30
2.3 Posizioni Confindustria sui DCO ARERA	35
2.4 Disposizioni urgenti in materia di servizio di default trasporto e di conferimento della capacità di trasporto	37
<b>Report Mercati energetici e Ambientali</b>	<b>39</b>

## Approfondimenti

### 1. Emergenza GAS: gli interventi e le proposte di Confindustria

Il perdurare del conflitto russo-ucraino ha determinato un aumento del rischio relativo alla sicurezza degli approvvigionamenti di gas nei principali Paesi europei, con una continua e costante riduzione dei flussi di gas russo in arrivo in Europa attraverso il gasdotto Nord Stream 1, fino all'azzeramento totale degli stessi a fine agosto 2022. Per affrontare l'aggravarsi della situazione, l'Unione Europea ha adottato prima - su proposta della Commissione - il "Save the Gas for a Safe Winter" in data 20 luglio 2022 (come specificato nel precedente numero del Focus), per poi adottare il 5 agosto 2022 – su proposta del Consiglio - il Regolamento 2022/0225 (NLE) relativo alle "Misure coordinate di riduzione della domanda di gas".

Nel Regolamento si stabilisce che **ciascuno Stato membro debba ridurre, tra il 1° agosto 2022 e il 31 marzo 2023, la propria domanda di gas del 15%** rispetto al consumo medio degli ultimi cinque anni, attraverso misure di riduzione volontarie. Tale riduzione volontaria, tuttavia, diventerebbe obbligatoria in caso di attivazione dello **Stato di Allerta UE** ("Union Alert"). Da un punto di vista operativo, sarebbe il Consiglio UE, su proposta della Commissione UE, a dichiarare lo *stato di allerta* con una decisione esecutiva mantenendo, comunque, la prerogativa di modificare a maggioranza qualificata la proposta.

Due sono le opzioni considerate per l'attivazione dello *stato di allerta*:

- il persistere di un rischio sostanziale di grave carenza di forniture di gas o il verificarsi di una domanda eccezionalmente elevata, per la quale le misure di riduzione volontaria non siano sufficienti e la situazione dell'approvvigionamento dell'UE sia a rischio di deterioramento significativo;
- l'eventualità in cui cinque o più Autorità nazionali abbiano dichiarato l'allerta nazionale (all'interno dei rispettivi Paesi) a norma del Regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas (Regolamento (UE) 2017/1938).

Con la dichiarazione dello *stato di allerta*, gli Stati membri sarebbero obbligati a ridurre la domanda di gas, anche se il Regolamento **prevede una serie di esenzioni e deroghe al fine di considerare le peculiarità dei singoli Paesi**. In particolare, sono esentati gli Stati membri che non sono interconnessi alle reti del gas di altri SM, in quanto non sarebbero in grado di liberare volumi significativi a beneficio di altri Stati membri. Sono esentati anche i Paesi le cui reti elettriche non sono sincronizzate con il sistema elettrico europeo, al fine di evitare il rischio di una crisi di approvvigionamento elettrico. Sono previste, inoltre, deroghe per adattare gli obblighi di riduzione nel caso in cui un Paese presenti interconnessioni infra-europee limitate e sia in grado di dimostrare che la propria capacità di esportazione o le infrastrutture nazionali di GNL sono usate per reindirizzare il gas verso altri Stati.

I Governi nazionali possono, infine, chiedere una deroga nel caso in cui abbiano superato i loro obiettivi di riempimento dello stoccaggio di gas, se dipendono fortemente dal gas come materia prima per le industrie critiche, se il loro consumo di gas è aumentato di almeno l'8% nell'ultimo anno rispetto alla media degli ultimi cinque anni o se si trovano ad affrontare una crisi elettrica. Per quanto riguarda la situazione gas in Italia, dal **continuo monitoraggio da parte di Confindustria** è emersa l'urgenza nel prendere provvedimenti in vista della sempre più probabile impossibilità di riuscire a far fronte alla domanda di gas nel periodo di punta invernale (come specificato nei precedenti numeri del Focus). Nel caso in cui si verificasse questo scenario, anche il settore industriale sarebbe chiamato alla riduzione obbligatoria dei consumi e, per questo motivo, risulta fondamentale non arrivare impreparati a quel momento.

A tal fine Confindustria ha avviato, già nel mese di luglio 2022, una collaborazione con Snam Rete Gas (SRG) e le Associazioni di Categoria energivore/gasivore del Sistema confederale, al fine di formulare un **Questionario** tale da raccogliere tutte le informazioni necessarie per stilare il nuovo **Piano di Emergenza / Razionamento**.

La prima parte del Piano di Emergenza Italiano, pubblicata dal Ministero della Transizione Ecologica lo scorso 6 settembre, prevede l'adozione di misure per contenere i consumi di energia prevalentemente nel settore residenziale e terziario.

Nelle prossime settimane, utilizzando anche le informazioni derivanti dal Questionario Confindustria – SRG, il Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema Gas (CTEM) del MiTE completerà il Piano di Emergenza integrando le misure previste per la riduzione dei consumi nel Settore industriale.

Il **Questionario Confindustria - SRG** è stato formulato in modo da ricavare e fornire al CTEM le informazioni in merito ai seguenti elementi considerati nel Regolamento 2022/0225 (NLE):

- a) stima della disponibilità da parte degli utenti industriali a aderire a eventuali misure di riduzioni volontarie dei consumi incentivate (Art. 3 Regolamento);
- b) stima dei principali criteri qualitativi-quantitativi in relazione all'eventuale adozione di misure di riduzione obbligatoria dei consumi (Art. 6 Regolamento).

Il Questionario è stato strutturato in quattro sezioni:

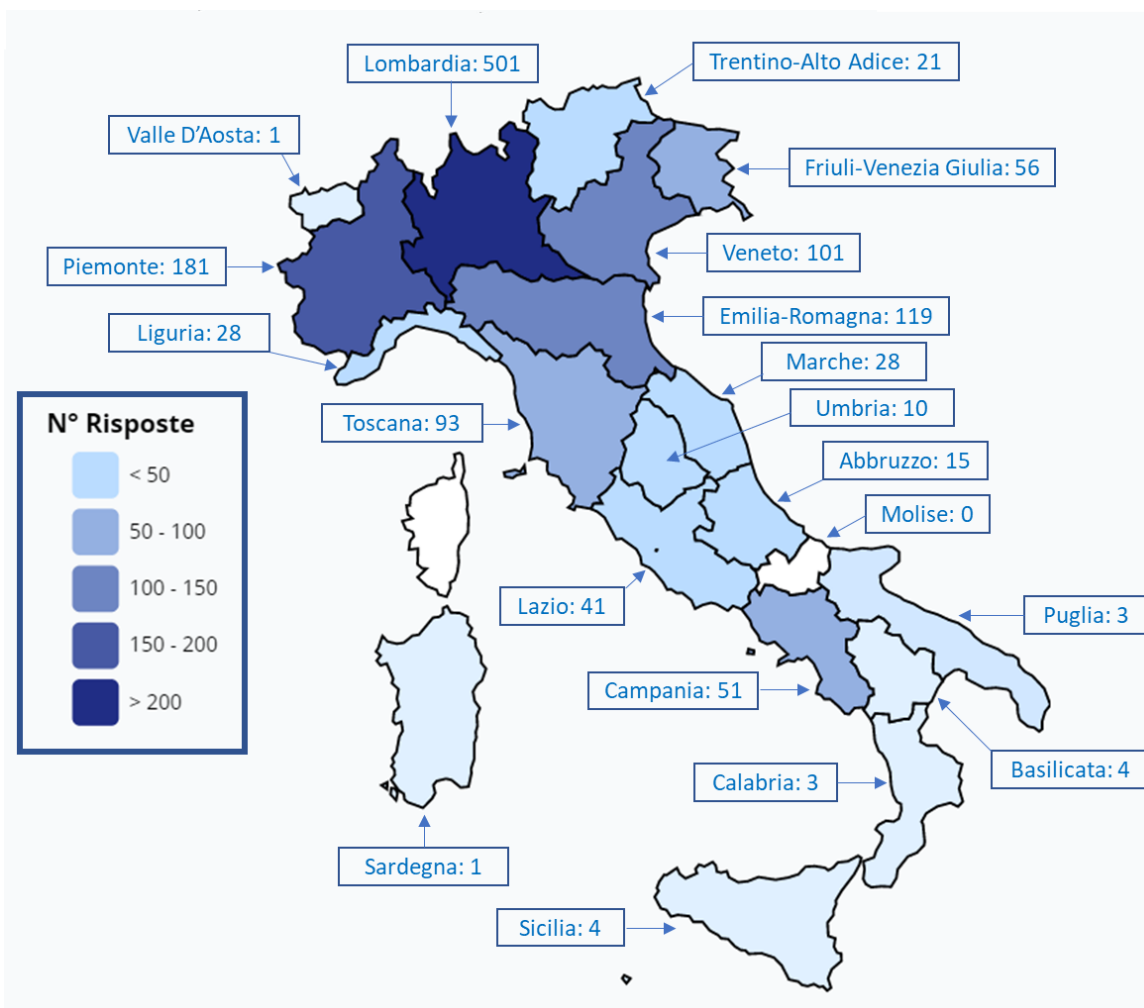
- sezione relativa all'**Anagrafica**: contenente informazioni relative ai dati anagrafici, categoria di settore, codice ATECO, tipo di allaccio alla rete e punti di riconsegna (PdR e PdR DSO);
- sezione relativa al **Consumo** e alla **Profilazione**: contenete informazioni relative ai consumi e alla tipologia degli stessi (es. stagionalità), profili di prelievo, giorni di programmata interruzione e quantità di energia elettrica prodotta mediante l'utilizzo del gas;

- sezione relativa al **Contenimento della Domanda gas**: contenente informazioni relative al preavviso necessario per l'interruzione/riduzione, consumi minimi di sicurezza giornalieri, possibilità di sostituzione del gas con combustibili alternativi (*fuel switch*), disponibilità a partecipare alla Riduzione Volontaria dei consumi;
- sezione relativa ai **Criteri di Intervento**: contenente informazioni relative agli impatti che l'interruzione/riduzione dei consumi avrebbe sulla società, gli altri Stati membri dell'EU e, in particolar modo, sulla sicurezza degli impianti in questione.

Il Questionario ha visto una significativa partecipazione, vedendo coinvolti **1.269 Gruppi Industriali** (per un consumo totale pari a **11,3 miliardi di m<sup>3</sup>/anno**, ca. 60% dei consumi manifatturieri italiani annui) comprendenti più di 2.500 impianti, di cui 534 allacciati direttamente alla rete SRG (PdR SRG) e gli altri 2.000 allacciati ad altre reti di trasporto/riconsegna (PdR city-gate).

Sul territorio nazionale il riscontro al questionario non è stato uniforme, con la maggioranza delle risposte pervenute dal Nord Italia.

I 1.269 Gruppi industriali, a livello regionale, risultano essere distribuiti come segue:



A livello provinciale, di seguito le province che hanno registrato il maggior numero di risposte:

Provincia	N° risposte
MI	164
BS	109
TO	66
VA	51
FI	51
MB	41
VR	37
BI	34
MO	33
BG	33
VI	30
CN	29
CO	26
AL	26
RM	24

Come è possibile osservare, la regione con il maggior numero di risposte è risultata essere la Lombardia (501 risposte), seguita da Piemonte (181 risposte) ed Emilia-Romagna (119

risposte). L'unica regione a non aver registrato alcuna risposta è stata il Molise.

La provincia con il maggior numero di risposte è risultata essere quella di Milano (164 risposte), seguita da quelle di Brescia (109 risposte), Torino (66 risposte), Varese e Firenze (51 risposte).

I dati relativi al consumo hanno evidenziato, da parte dei gruppi che hanno risposto alle domande su questa sezione, un consumo totale di **11,3 miliardi di m<sup>3</sup>/anno di gas nel 2021**, pari a circa il 59% del consumo totale annuo di gas per il settore industriale, che nel 2021 è stato di 18,9 miliardi di m<sup>3</sup>/anno.

Degli 11,3 miliardi di m<sup>3</sup>/anno totali, il 73,2% (8,3 miliardi di m<sup>3</sup>/anno) viene usato per il ciclo produttivo dei siti e solo il 2% caratterizza un consumo di tipo stagionale.

	Consumo annuo 2017 (Smc/anno)	Consumo annuo 2018 (Smc/anno)	Consumo annuo 2019 (Smc/anno)	Consumo annuo 2020 (Smc/anno)	Consumo annuo 2021 (Smc/anno)
<b>SOMMA:</b>	10.215.475.807	10.512.581.116	10.226.856.272	10.686.265.371	11.337.413.459
<b>MEDIA:</b>	8.783.476	8.856.185	8.368.661	8.617.749	8.983.513

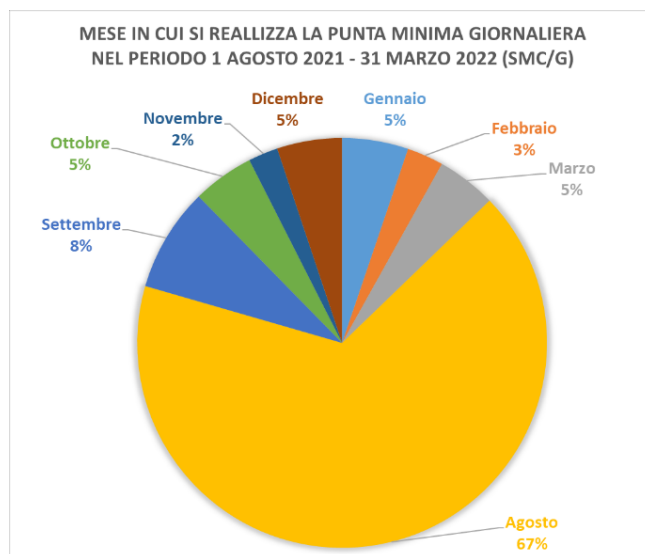
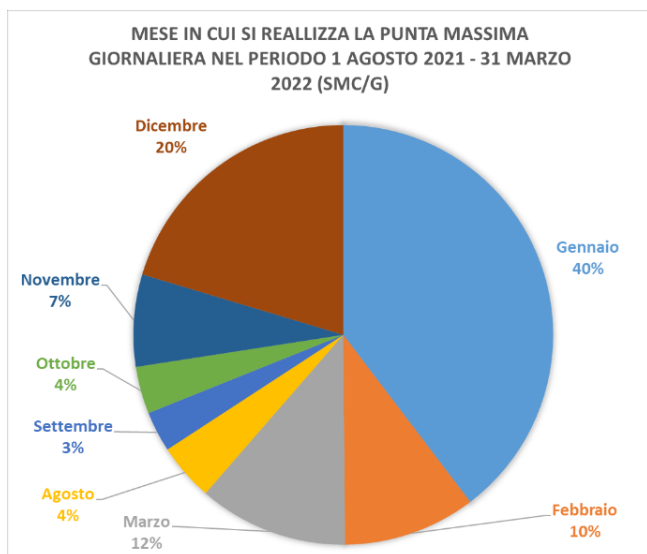
Alla luce della richiesta della Commissione e del Consiglio UE di riduzione (sia volontaria che obbligatoria) dei consumi di gas nel periodo 31 agosto 2022 – 31 marzo 2023, sono stati richiesti alle aziende, tramite il Questionario, anche i dati relativi ai consumi giornalieri con riferimento allo stesso periodo dell'anno precedente.

Nel periodo 31 agosto 2021 – 31 marzo 2022, dunque, il consumo medio giornaliero del campione è risultato essere pari a **29,3 milioni di m<sup>3</sup>/giorno**, su un totale di 36,7 milioni di m<sup>3</sup>/giorno in media transitanti quotidianamente nella rete di Snam.

	Consumo complessivo nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc)	Punta media giornaliera nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc/g)	Punta massima giornaliera nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc/g)	Punta minima giornaliera nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc/g)
<b>SOMMA:</b>	7.499.726.233	29.312.606	37.698.813	10.771.614
<b>MEDIA:</b>	5.966.240	27.065	32.982	9.515

L'analisi del campione ha confermato come **gennaio** sia il mese in cui statisticamente il consumo di gas è massimo e il mese in cui si verifica con maggiore probabilità (40%) la giornata "di punta", ossia quella con il consumo di gas più elevato dell'intero anno.

Al contrario, agosto è risultato essere il mese con i minori consumi (anche a causa della chiusura collettiva estiva) e quello in cui si realizza con maggiore probabilità (67%) la giornata con il consumo di gas più basso di tutto l'anno, come si osserva chiaramente dai seguenti grafici:



	Mese in cui si realizza la punta massima giornaliera nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc/g)	Mese in cui si realizza la punta minima giornaliera nel periodo 1 agosto 2021 - 31 marzo 2022 (Smc/g)
Gennaio	458	58
Febbraio	118	32
Marzo	133	52
Agosto	51	741
Settembre	36	91
Ottobre	42	54
Novembre	82	26
Dicembre	235	57

Con riferimento al dato sul consumo medio giornaliero, emergono le seguenti **informazioni** che potrebbero essere utilizzate per il Piano di Razionamento dell'intero Settore Industriale.

Nonostante, infatti, non sia stato possibile mappare l'intero settore industriale, si ritiene che i dati raccolti (validi per il 59% dei consumi totali annui) siano comunque significativi e in grado di fornire informazioni utili per il Piano di Razionamento dell'intero settore.

Il primo dato da considerare (come ricorda anche il Consiglio UE nell'art. 6 del Reg. 2022/0225) è quello relativo alla sicurezza degli impianti, dei lavoratori e della società tutta in merito alle catene di approvvigionamento che rivestono un ruolo critico per la stessa.

Dal sondaggio è emerso che dei 29,3 milioni di m<sup>3</sup>/giorno di gas consumati dal campione analizzato, il 42,3% (**12,4 milioni di m<sup>3</sup>/giorno**) rappresenta il **consumo minimo di sicurezza** degli impianti.



Il 58,2% (17,1 milioni di m<sup>3</sup>/giorno) viene consumato da 522 Gruppi industriali, i quali affermano che la loro interruzione avrebbe un alto impatto sulla collettività (principalmente settori alimentare e farmaceutico).

Il 35,2% (10,3 milioni di m<sup>3</sup>/giorno), viene consumato da 370 Gruppi industriali, i quali affermano che la loro interruzione avrebbe un alto impatto sugli altri Stati membri UE (principalmente settori farmaceutico e vetro).

Il 43,3% (12,7 milioni di m<sup>3</sup>/giorno) viene consumato da 337 Gruppi industriali, i quali affermano che la loro interruzione avrebbe un alto impatto sulla sicurezza degli impianti (principalmente settori vetro e ceramica).

La conoscenza di questi risultati è estremamente importante ai fini della definizione dell'**ordine di merito** che garantisca la sicurezza dei siti produttivi dell'industria italiana in base alle caratteristiche e peculiarità dei diversi settori.

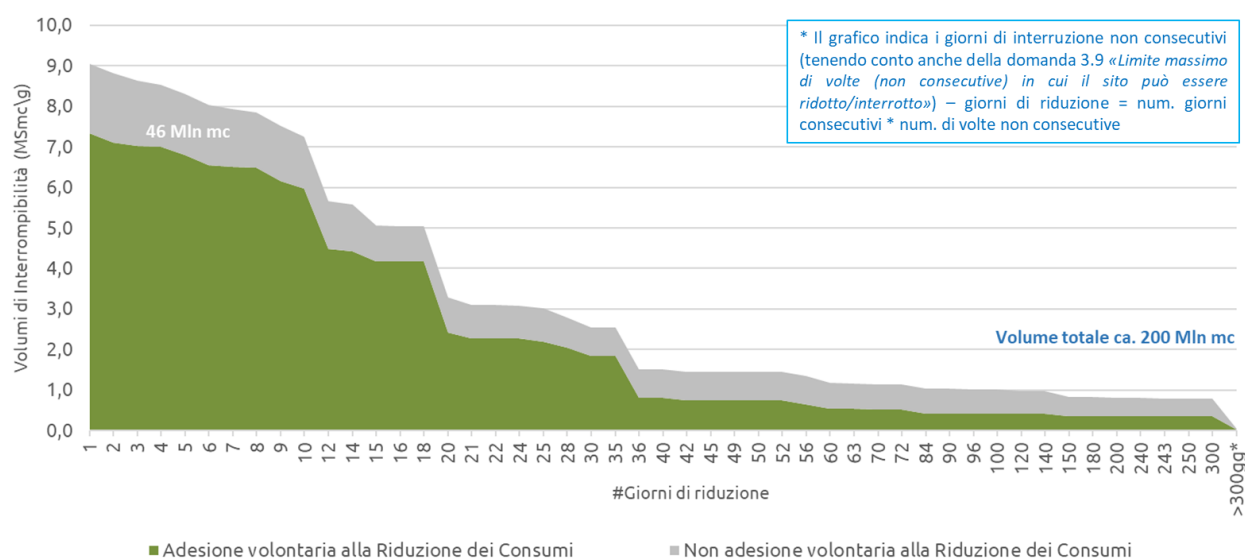
Con riferimento alla possibilità di **risparmi di gas** attraverso la sostituzione del gas con combustibili alternativi (***fuel switch***), l'analisi del campione ha evidenziato solo 85 Gruppi industriali disponibili al fuel switch, con una percentuale di gas sostituibile del 3,1%, pari a 0,9 milioni di m<sup>3</sup>/giorno sui 29,3 milioni di m<sup>3</sup>/giorno di gas consumati.

Per quanto concerne invece la **Riduzione Volontaria**, 391 gruppi industriali si sono resi disponibili alla riduzione per un periodo compreso tra i 2 e i 5 giorni, ripetibile dalle 2 alle 5 volte e con un preavviso di almeno di 24-48 ore.

Il consumo complessivo di questi 391 gruppi nel 2021 è stato pari a **7,3 miliardi di m<sup>3</sup>/anno** (ca. 65% del totale) ed è stato calcolato sulla base del consumo medio dichiarato nel periodo agosto 2021 – marzo 2022 e delle percentuali di riduzione del prelievo dichiarate dai gruppi industriali.

Ovviamente la disponibilità alla Riduzione Volontaria e i volumi di gas risparmiabili sono strettamente correlati alla durata della riduzione, come si osserva dal seguente grafico:

## Volumi Interrompibili in funzione dei giorni di riduzione



### Aggiornamenti Scenario Sicurezza GAS e proposte di Confindustria al Comitato Tecnico Emergenza GAS (CTEM)

Alla luce dei risultati del Questionario, del Piano di Contenimento dei Consumi di Gas del MiTE dello scorso 6 settembre (in cui viene espressamente citata la costante collaborazione con Confindustria), della fattibilità di realizzazione delle misure pensate e alla luce delle riduzioni di forniture di gas russo ormai arrivate a quasi il -50% del totale, è stato prefigurato un nuovo scenario per la Domanda/Offerta di gas non più solo nel periodo di punta invernale (16 gennaio – 15 febbraio), ma nell'intero arco temporale autunno-inverno (1 ottobre – 31 marzo) e nel caso di "punta max", ossia nella giornata di domanda/consumo annuo massimo di gas.

Sono stati prefigurati due principali scenari:

1. interruzione totale di gas russo a partire dal 1° novembre 2022 che comporterebbe una riduzione di volume per circa 6,45 miliardi di m<sup>3</sup> nel periodo;
2. interruzione totale di gas russo a partire dal 1° gennaio 2023 che comporterebbe una riduzione di volume per circa 3,6 miliardi di m<sup>3</sup> nel periodo.

Nel primo caso, se le misure ipotizzate dal Piano del MiTE con l'aggiunta di ulteriori interventi sull'offerta di gas (A. continuità di utilizzo import passo Gries; B. possibilità di riempire gli stoccaggi in contro-flusso) funzionassero al 100% non emergerebbero problemi di scarsità di volume (colonna 2, tab. seguente). Ipotizzando, invece, una probabilità di funzionamento inferiore (nella colonna 3 sono riportate le % di efficacia potenziale delle misure), l'Italia si ritroverebbe a dover fronteggiare un gap di 1,15 miliardi di m<sup>3</sup> (colonna 4).

Nel caso in cui fosse necessario predisporre l'interruzione obbligatoria dei consumi del sistema

industriale per far fronte alla domanda nazionale di gas, sarebbero necessarie circa **31 giornate di razionamento dei consumi** (considerando che il consumo giornaliero del settore industriale sulla rete SRG è di circa 36,7 milioni di m<sup>3</sup>/giorno).

Nel secondo caso (ultima colonna), ossia nel caso di un'interruzione totale delle forniture di gas successivamente al 1° gennaio 2023, per l'Italia non ci sarebbero problemi anche se le misure predisposte dal Piano del MiTE non funzionassero al 100% (sempre considerando una probabilità di riuscita almeno del 50%).

La scelta di considerare una probabilità inferiore al 100% per alcune delle misure proposte dal MiTE e di altre misure, risiede nella difficile messa in atto delle stesse, nonché nella quasi impossibilità di effettuare un controllo sulle stesse (es. riduzione volontaria dei consumi di gas affidata ai cittadini in giorni/periodi caratterizzati da temperature eccessivamente basse).

Le altre misure, come l'incremento dell'import da Passo Gries tramite il Transmed, ossia il gasdotto attraverso il quale arriva in Italia il gas importato indirettamente dalla Russia, sembrano di difficile realizzazione a causa della già citata riduzione del 50% delle forniture della Russia ai danni dell'UE e a causa dell'impossibilità da parte degli altri Paesi EU di continuare ad esportare il gas a pieno regime in momenti di scarsità dello stesso.

La misura del "Riempimento dello stoccaggio in contro-flusso", ossia continuare a riempire i siti anche durante le fasi di estrazione del gas, risulta difficile da essere attuare al 100% a causa dei circa 100 milioni di m<sup>3</sup>/giorno di gas che vengono utilizzati nel periodo di punta invernale, a fronte dei circa 40 milioni di m<sup>3</sup>/giorno di gas che vengono mediamente iniettati nei siti in questo periodo. Al netto, la quantità di gas prelevata è pari a oltre di doppio di quella che verrebbe utilizzata per compensarla.

	Ipotesi interruzione gas russo	Periodo 1 novembre 2022 - 31 marzo 2023	Probabilità Efficacia Misure	Scenario Razionamento Shortage Volume	Periodo 1 gennaio 2023 - 31 marzo 2023 Rischio razionamento nullo
	Giorni	150		150	90
	Forniture Gas Russo hp flusso medio (mln Smc/g)	43		43	40
	Totale fabbisogno volume stagionale (mln Smc)	6450		6450	3600
		<b>Chiusura Russia 1 novembre 2022</b>			<b>Chiusura Russia 1 gennaio 2023</b>
	Totale Shortage volume stagionale (mln Smc/g)	6450,00			3600,00
	<b>Misure Implementate</b>				
<b>Misure Domanda gas (mln Smc)</b>	<i>Piano civile</i>	2700	100%	2700	2700
	<i>Carbone</i>	600	100%	600	600
	<i>Piano Terziario</i>	500	100%	500	500
	<i>Civile Terziario altre misure comportamentali</i>	1000	50%	500	1000
	<b>Totale domanda</b>	<b>4800</b>		<b>4300</b>	<b>4800</b>
<b>Misure offerta gas (mln Smc)</b>	<i>Rimepimento stoccaggio controflusso (gen - mar)</i>	1000	50%	500	1000
	<i>Passo Gries: incremento importazione</i>	1000	50%	500	1000
	<b>Totale misure lato offerta</b>	<b>2000</b>		<b>1000</b>	<b>2000</b>
(mln Smc)	Fabbisogno (-) Surplus (+) Volume Residuo	350,00		-1150,00	1600,00
	Consumo medio giornaliero Industriale su rete SRG	36,7		36,7	36,7
	Giornate Medie fabbisogno razionamento			-31,335	

Nel caso di interruzione delle forniture dalla Russia, è inoltre necessario considerare gli effetti sulla **punta massima del sistema**.

Nella tabella di seguito riportata, è stato ipotizzato uno scenario con un valore di punta massima di domanda di gas pari a 377 milioni di m<sup>3</sup>/giorno (ottenuta dalla media delle punte massime degli ultimi tre anni). In un simile scenario, nonostante l’attuazione di tutte le leve di riduzione dei consumi, si verificherebbe inevitabilmente un rischio “*manca di gas alla punta*” pari a circa 36,7 milioni di m<sup>3</sup>/giorno, che potrebbe essere superiore nel caso in cui vi fosse una punta massima più alta, come quella del 2016 (425 milioni di m<sup>3</sup>/giorno).

Sulla base delle analisi condotte il settore industriale potrebbe fornire un contributo in termini di servizio di interrompibilità per circa 7 milioni di m<sup>3</sup>/giorno incrementali rispetto ai 5 attualmente forniti. Questo richiederebbe la revisione di alcune caratteristiche della Delibera ARERA 586/21.

<b>Fabbisogno Punta (mln Smc/giorno)</b>	
<u>Punta Max media ultimi 3 anni</u>	<u>377,67</u>
Punta max registrata 2016	<u>425</u>
<u>Hp Durata 1/2 gg</u>	
Stoccaggio	90
Extra punta Stoccaggio max 2 gg	50
Interrompibili industriali	5
Potenziale incrementale Int	7
Peak Shaving (da verificare)	
Max Import (senza Russia)	165
Razionamento spostamento alla punta	
Riscaldamento misure (verificata efficacia)	20
Carbone	4
<b>Totale</b>	<b>341</b>
<b>Deficit di punta</b>	<b>-36,7</b>

I risultati emersi dal Questionario sono stati trasmessi al Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema Gas (CTEM) del MiTE, con il quale Confindustria continua attivamente a collaborare.

I dati raccolti, infatti, costituiscono un contributo essenziale alla redazione, da parte del CTEM, del Nuovo Piano di Emergenza che dovrà essere trasmesso alla Commissione Europea entro il 15 ottobre 2022.

Più in particolare, dai dati raccolti si confermano:

- 1) la disponibilità da parte del settore industriale a una riduzione su base volontaria e incentivata;
- 2) la disponibilità ad incrementare i quantitativi potenziali di gas ai fini del servizio di interrompibilità alla punta;
- 3) la disponibilità a identificare i criteri di valutazione per la partecipazione dei settori industriali alle eventuali misure di riduzione obbligatoria.

Inoltre, dai dati del Questionario sono emersi due ulteriori elementi rilevanti ai fini della predisposizione del Piano di Emergenza:

- 1) un alto potenziale di risparmio da *fuel switch* che necessita però, per la sua realizzazione, dell'adozione di provvedimenti normativi urgenti che consentano a tutti i processi industriali di ricorrere all'utilizzo di altri combustibili per il soddisfacimento del relativo fabbisogno energetico;
- 2) l'importanza di valutare congiuntamente i servizi di interrompibilità elettrica e gas che possono essere forniti alle imprese al sistema energetico.

Al fine di meglio caratterizzare i servizi summenzionati e di conoscere i possibili scenari che si potrebbero prospettare nei prossimi mesi, **Confindustria ha chiesto l'attivazione di un tavolo di confronto sia con l'ARERA che con il CTEM.**

### 1.1 Esiti Consiglio UE Energia del 9 settembre

Per tutto il mese di agosto 2022 l'emergenza gas in Europa ha visto un lento e costante peggioramento, sia da un punto di vista di calo delle forniture dalla Russia, sia da un punto di vista di prezzi, i quali hanno raggiunto livelli record a fine agosto scatenando fortissime reazioni in tutto il continente. Questo ha spinto la Presidente della Commissione UE, Ursula von der Layen, a parlare pubblicamente per la prima volta della necessità di un Price Cap europeo per il gas: l'idea del price cap europeo (sin da subito richiesta e auspicata da Confindustria e dal Governo italiano) ha visto per la prima volta l'appoggio di Paesi come Francia, Germania e Belgio, che fino a quel momento si erano fermamente opposti.

L'impennata senza precedenti del prezzo del gas – e di conseguenza dei prezzi dell'energia elettrica e di quasi tutte le materie prime – ha fatto sì, inoltre, che venisse convocata una riunione urgente e straordinaria dei Ministri europei dell'Energia, **TTE-Energy**, per il 9 settembre 2022 a Bruxelles (*TTE = Consiglio UE "Trasporti, telecomunicazioni ed energia"*: fanno parte tutte e tre di un unico Consiglio, che in base alle esigenze richiama un solo tipo di Ministri).

Nel punto 8. della *Presidency Summary* del TTE-Energy vengono riportate le misure di intervento sui prezzi proposte dai Ministri dell'Energia europei alla Commissione UE:

- a) misure volte a **limitare i ricavi dei produttori di energia elettrica inframarginali** con bassi costi di produzione ed un contributo di tipo solidale dai produttori di fonti fossili;
- b) il **Gas Price Cap** (tale da limitare le ripercussioni sui prezzi dell'energia elettrica);
- c) la presentazione di un **Piano di Riduzione della Domanda di energia elettrica coordinato a livello EU**;
- d) l'attivazione di strumenti finanziari di tipo emergenziale.

Le misure del punto **a)** sono volte a proporre interventi tali da limitare i ricavi dei produttori di energia elettrica inframarginali con bassi costi di produzione e a introdurre un contributo di solidarietà da parte delle società di combustibili fossili da utilizzare per mitigare l'impatto dei

prezzi elevati dell'energia sui clienti.

Le misure del punto **b)** devono essere tali da avvantaggiare i consumatori europei per alleviare le conseguenze sociali ed economiche degli attuali prezzi elevati dell'energia sulle imprese europee per non mettere in pericolo la loro competitività, pur preservando l'incentivo a ridurre i consumi di gas ed elettricità e il segnale del mercato decarbonizzazione.

La misura **c)** è pensata al fine di alleviare la pressione sulla produzione di elettricità e affrontare la scarsità di energia e gli elevati prezzi dell'energia.

La misura **d)** è pensata al fine di assicurare che i partecipanti al mercato abbiano a loro disposizione una garanzia sufficiente per soddisfare le richieste di margine e che affrontino l'aumento della volatilità nei mercati dei futures, e prendere in considerazione la revisione delle linee guida pertinenti per integrare le regole sulle garanzie.

## 1.2 Proposta Reg. 473 Commissione UE su Mercato Elettrico

A seguito del TTE-Energy, la Commissione UE recepisce le conclusioni scritte nella Presidency Summary e rilascia a distanza di soli 5 giorni la *“Proposta di regolamento del Consiglio su uno strumento di emergenza elettrica e un contributo di solidarietà del settore fossile”* [COM (2022) 473 final - 2022/0289 (NLE)] che prevede nel periodo 1° nov 2022 - 31 mar 2023 (art. 2):

### Sezione 1: Riduzione dei Consumi di Elettricità

- riduzione **volontaria sul totale del - 10%** rispetto alla media del consumo lordo di elettricità nei mesi corrispondenti del periodo di riferimento degli ultimi 5 anni (art. 4);
- riduzione **obbligatoria oraria del - 5%** nelle ore di punta (art. 4);

così da **risparmiare 1,2 miliardi di m<sup>3</sup> di gas**, che verrebbe utilizzato proprio nelle centrali per produrre la corrente risparmiata.

### Sezione 2: Limite ai ricavi di mercato e distribuzione dei ricavi in eccesso ai clienti finali

- **massimale di 180 €/MWh** ai ricavi infra-marginali (art. 6) dei produttori di **energia elettrica rinnovabile / biomassa / nucleare / fonti fossili** (art. 7);
- rimozione rapida di qualsiasi tipo di ostacolo burocratico/amministrativo ai contratti di acquisto di energia da fonti rinnovabili (art. 8);
- **ritiro e redistribuzione delle entrate eccedentarie** per finanziare misure a sostegno dei clienti finali (art. 9), con **contributo di solidarietà al 33%** sugli extra-profitti delle compagnie *“Oil & Gas”* che superano un aumento del 20% rispetto alla media dei profitti dei tre anni precedenti (art. 14-15).

Continuano, infine, i lavori per l'elaborazione di una proposta legislativa volta ad ottimizzare il design del **mercato elettrico**. La consultazione pubblica, funzionale alla predisposizione della valutazione d'impatto della Commissione UE, è prevista per questo autunno, mentre la presentazione della proposta è prevista entro il terzo trimestre del 2023.

La Commissione UE starebbe, inoltre, esaminando la possibilità di rafforzare il mandato della **Piattaforma di acquisto dell'UE**, chiamata a negoziare con i partner europei un abbassamento dei prezzi, insieme ad opzioni tali da evitare un eventuale innalzamento del costo del gas naturale liquefatto (GNL).

### **1.2.1 La chimera di un tetto europeo al prezzo europeo del gas naturale**

Come abbiamo detto nei paragrafi precedenti, il Consiglio UE Energia (TTE-Energy) dello scorso 9 settembre prevedeva espressamente la richiesta alla Commissione UE di introdurre un **Cap al prezzo europeo del gas**.

La misura era stata fortemente sostenuta dal Governo italiano all'interno di un gruppo di 15 Paesi Europei.

La proposta del Governo italiano avanzata al Consiglio UE dello scorso marzo prevedeva una soluzione tecnica flessibile articolata su alcuni punti chiave proposti per la sua attuazione, tra questi:

- a. il Cap si sarebbe dovuto applicare a tutte le transazioni fisiche e finanziarie all'interno degli hubs di scambio comunitari, borse o piattaforme OTC;
- b. il livello del Cap doveva essere posto a un livello sufficientemente alto tale da non disincentivare i produttori o importatori di gas naturale;
- c. l'introduzione del Cap doveva essere accompagnata da contratti alle differenze (CFD) o altri meccanismi di compensazione per indennizzare gli importatori per la differenza tra il livello del Cap e i prezzi internazionali del gas;
- d. il meccanismo del Cap doveva essere accompagnato da misure di "non arbitraggio" per evitare speculazioni;
- e. il meccanismo del Cap doveva essere accompagnato da una struttura di coordinamento della domanda europea di gas naturale al fine di coordinare il razionamento dei flussi di gas tra stati membri in relazione al Cap.

Le finalità della proposta italiana avevano l'obiettivo di estendere i benefici della misura gas anche ai prezzi elettrici che, in tutti i principali Paesi europei, sono determinati prevalentemente dalla tecnologia gas. Inoltre, il Cap, aveva la finalità di contenere la volatilità dei prezzi di mercato, che potrebbe essere ulteriormente aggravata in caso di sostanziali riduzioni o interruzione totale delle forniture del gas Russo per la stagione invernale 2022/23. Allo stesso tempo la misura aveva anche la finalità di contenere gli extra-profitti degli operatori.

Nei documenti preparatori (non-paper), prodotti dalla Commissione, sia con riferimento al vertice dello scorso 9 settembre sia con riferimento al Consiglio del 30 settembre, sono emerse tre possibili linee di intervento per l'introduzione di un Cap:

- 1) l'introduzione di un Cap solo sulle importazioni di gas russo;
- 2) un Cap applicato solamente al gas per la produzione di energia elettrica (modello spagnolo);
- 3) un Cap su tutto il gas (proposta italiana).

I tre modelli proposti hanno suscitato delle critiche, che possiamo così riassumere:

- 1) il primo, di fatto rappresenta una sanzione nei confronti della Russia e potrebbe essere inefficace nel contenimento dei costi in caso di interruzione delle forniture;
- 2) il secondo è stato criticato perché potrebbe disincentivare la riduzione dei consumi elettrici;
- 3) il terzo è stato criticato perché disincentiva la riduzione della domanda di gas e perché potrebbe compromettere la sicurezza delle forniture.

Purtroppo, anche durante il Consiglio UE di oggi, 30 settembre 2022, si è scelto di rinviare la decisione su un Cap europeo al prezzo del gas da parte di un'Europa che si presenta perennemente divisa di fronte all'emergenza gas.

Nelle more di una soluzione comunitaria abbiamo ritenuto utile provare ad approfondire il possibile funzionamento del meccanismo comunitario provando a stimare i possibili effetti in termini di costo derivanti dall'introduzione di un Cap come proposto dal nostro Governo.

Nella tabella che segue viene riportata, nelle prime due righe, la struttura delle importazioni di gas in Europa stimate per il 2022 sulla base dei dati Eurostat e ARERA, divise tra importazioni via terminali di GNL per circa il 30% e via metanodotti (pipeline) per circa il 70%.

Questa ipotesi è utile per testare l'efficacia derivante dall'introduzione di un Cap sul gas importato e il relativo onere in termini di costi associati al rifinanziamento della differenza tra il Cap ed il prezzo prevalente nel mercato internazionale: ipotizzando un Cap di 120 €/MWh e un prezzo di riferimento internazionale di 177,06 €/MWh (prezzo europeo di riferimento per il 2023 aggiornato al 12/09/2022) sarebbe necessario rifinanziare circa 57,06 €/MWh per garantire tutta l'importazione del gas naturale a livello comunitario. Tuttavia, nella proposta italiana, è possibile verificare il costo complessivo sulla base delle diverse peculiarità dei due canali di importazione considerati. Nel caso di importazioni via GNL a mezzo nave l'importatore, nell'ipotesi di Cap di prezzo, ha la possibilità di dirottare la nave verso mercati disposti a pagare prezzi più alti (ad esempio *far east*): si dice in questo caso che l'importatore ha una sostanziale elasticità di sostituzione. Nel caso di importazioni via gasdotto l'introduzione di un Cap da parte Europea, può essere esercitato con maggiore efficacia perché l'importatore presenta una minore elasticità di sostituzione del cliente/Paese di destinazione.

Queste due caratteristiche ci consentono di effettuare una **simulazione del costo minimo e del costo massimo di rifinanziamento o del costo derivante dall'introduzione di un Cap a livello europeo**. Infatti, nel caso in cui l'Europa riuscisse ad applicare il Cap alle importazioni



via gasdotto dovrebbe rifinanziare solamente i volumi di importazione via nave di GNL: il costo a livello comunitario, riportato nella riga F, ammonterebbe a circa 63 Mld di euro. Nel caso invece l'Europa non riuscisse a imporre la propria capacità contrattuale sulle importazioni via gasdotto e dovesse applicare la misura di rifinanziamento a tutte le importazioni, il costo ammonterebbe a circa 210 Mld di euro.

In generale possiamo inferire che i due valori potrebbero rappresentare una stima ragionevole del valore massimo e minimo derivante dall'introduzione di un Cap al gas Europeo Importato.

Inoltre, assumendo che ogni stato membro partecipi al rifinanziamento della misura, pro-quota in relazione ai consumi di gas importato, le righe H) e I) riportano il costo per l'Italia che potrebbe variare tra il 12 Mld e 40 Mld di euro.

Riga	Costo per Italia Price Cap UE	Valumi, Prezzi, Costi
A	Import Gas UE via LNG (MWh) pari al 30%	1.108.125.000
B	Import Gas EU via Pipeline (MWh) pari al 70%	2.585.624.999
C	<b>Totale importato</b>	<b>3.693.749.999</b>
D	<b>Cap Gas (€/MWh)</b>	<b>120,00</b>
E	Prezzo Gas europeo di riferimento per il 2023 (€/MWh - quotazioni forward del 12/09/2022)	177,06
F	a) Costo Cap 120 €/MWh rispetto al Prezzo Gas di riferimento per il 2023 - LNG	63.229.612.483
G	b) Costo Cap 120 €/MWh rispetto al Prezzo Gas di riferimento per il 2023 - Totale	210.765.374.943
H	a) Costo per Italia (19%) ripartito in base % rispetto ai consumi UE - Cap applicato al solo LNG	12.013.626.372
I	b) Costo per Italia (19%) ripartito in base % rispetto ai consumi UE - Cap applicato al Totale	40.045.421.239
L	<b>Price Cap Nazionale Italia</b>	
M	Totale Import Italia	814266634
N	<b>Costo Cap 120 €/MWh rispetto al Prezzo Gas TTF di riferimento per il 2023 - Totale</b>	<b>46.462.054.113</b>

La simulazione è utile anche per riflettere sulle possibili conseguenze nel caso di un tetto al prezzo del gas applicato a livello nazionale. Nel caso di un singolo Paese, la forza contrattuale sarebbe fortemente ridotta e non sarebbe possibile separare l'introduzione di un Cap tra importazioni via LNG e gasdotto. Per questa ragione è possibile inferire che un paese come l'Italia sarebbe costretto a rifinanziare la differenza per la totalità del gas importato con un costo stimabile in oltre 46 Mld di euro.

### 1.3 Misure Governo conto caro energia

Lo scorso 21 settembre è stata pubblicata in G.U. la Legge 142/22 di conversione del DL 115/22 "Aiuti bis". In materia di energia, il Decreto interveniva per contenere l'aumento dei prezzi, in continuità con le misure già adottate da precedenti provvedimenti, disponendo l'annullamento per il quarto trimestre 2022, degli oneri generali di sistema elettrico. Il Decreto disciplinava, poi, la proroga, per il terzo trimestre 2022, dei crediti d'imposta a compensazione delle spese sostenute dalle imprese per l'energia elettrica e il gas prevedendo un credito d'imposta, per le imprese energivore, gasivore e non gasivore nella misura del 25% e nella misura del 15% per le imprese non energivore.

Queste misure sono state parzialmente modificate e migliorate dal Decreto 144/22 "Aiuti Ter" pubblicato in G.U. lo scorso 23 settembre.

In merito alle disposizioni contro il caro-energia il Decreto ha:

- prorogato e rafforzato i crediti di imposta in favore delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale per i mesi ottobre e novembre 2022. Alle imprese a forte consumo di energia elettrica e a forte consumo di gas naturale è riconosciuto un credito d'imposta pari al 40% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata e utilizzata nei mesi di ottobre e novembre 2022. Per le imprese diverse da quelle a forte consumo di energia elettrica, il credito d'imposta è pari al 30%, mentre per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale il credito è pari al 40%. Resta inalterata la metodologia di calcolo;
- modificato per le imprese NON energivore la soglia minima di potenza dei contatori per l'accesso al credito di imposta, riducendola da 16,5 kW a 4,5 kW;
- prorogato, inoltre, il termine per l'utilizzo dei crediti di imposta al marzo 2023 non solo per i crediti di imposta di ottobre e novembre 2022 ma anche per i crediti relativi al terzo trimestre 2022.

Di seguito si riporta la tabella che sintetizza tutte le Misure fiscali contro il "caro-energia" fin ora prese dal Governo italiano per l'anno 2022, con dettaglio sul valore finanziario delle stesse.

Come si può osservare, finora il totale complessivo delle Misure ammonta a più di **26 miliardi di euro**.

Sintesi Misure Fiscali "Caro Energia" per imprese 2022

	Crediti Imposta Componente Materia Prima Elettrica		Crediti Imposta Componente Materia Prima Gas		Azzerramento Oneri di Sistema Elettricità e riduzione di quelli gas	Riduzione IVA Gas	Valore Misure in €/Mln
	Energivore	Non Energivore	Gasivore	Non Gasivore	Tutte le imprese	Non rilevante per le imprese	
I Trim	Credito Imposta 20% per 540 Mln (art. 15, L. 25/22)		Credito Imposta 10% 427,1 Mln (art. 4, DL 50/22 Aiuti)		Elettricità - 1.200 Mln (art. 14 L. 25/22) Gas - stima 130 Mln (art. 1, co. 507, L. 234/21)	5%	2.297,10
II Trim	Credito Imposta 25% per 930 Mln (art. 5, L. 51/22)	Credito Imposta 15% per 1.079,45 Mln (art. 2, DL 50/22 Aiuti)	Credito Imposta al 25% per 987,5 Mln (art. 2, DL 50/22 Aiuti)	Credito di Imposta al 25% per 297,23 Mln (art. 2, DL 50/22 Aiuti)	Elettricità - 3.000 Mln art. 1 co. 2 L. 34/22) Gas - stima 130 Mln (art. 2 co. 3, L. 34/22)	5%	6.424,18
III Trim	Credito di Imposta al 25% per 1.036,88 Mln (art. 6, L. 142/22)	Credito di Imposta al 15% per 995,4 Mln (art. 6, L. 142/22)	Credito di Imposta al 25% 1.070,36 Mln (art. 6, L. 142/22)	Credito di Imposta al 25% per 270,6 Mln (art. 6, L. 142/22)	Elettricità - 1.915 Mln (art. 1, DL 80/22) Gas - 292 Mln (art. 1 DL 80/22)	5%	5.580,24
Ott - Nov	Credito di Imposta al 40% per 2.404,92 Mln (art. 1, DL 144/22 Aiuti TER)	Credito di Imposta al 30% per 2.664,33 Mln (art. 1, DL 144/22 Aiuti TER)	Credito di Imposta al 40% per 3.204,6 Mln (art. 1, DL 144/22 Aiuti TER)	Credito di Imposta al 40% per 1.311,87 Mln (art. 1, DL 144/22 Aiuti TER)	Elettricità - 1.100 Mln (art. 4, L.142/22) Gas -1.268 Mln (art. 5, L. 142/22) <a href="#">Per l'intero IV trim.</a>	5%	11.953,72
Valore Misura in €/Mln	4.911,80	4.739,18	5.689,56	1.879,70	9.035,00		26.255,24

Nota: Il DL 144/22 Aiuti TER pubblicata in G.U., per Ott-Nov riporta la cifra complessiva stanziata per i crediti di imposta, pari a: € 9.585,72 Mln. La ripartizione della riga precedente è quella dell'ultima bozza circolata prima della pubblicazione.

## 1.4 Electricity Release

Il DM attuativo della misura ex art. 16-bis del Decreto-legge n.17 del 2022 (cd electricity release), convertito con la Legge 34/2022, firmato dal ministro Cingolani il 15 settembre scorso, si è reso necessario, come si legge nel testo, "in considerazione della grave difficoltà incontrata dal sistema delle imprese dovuta al caro energia e delle possibili conseguenze anche in termini sociali ed occupazionali".

La misura prevede la cessione - con contratti per differenza a due vie di durata triennale - 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.

Il DM disciplina in questa prima fase la “cessione dell’energia elettrica nella disponibilità del GSE, rinviando a un successivo provvedimento la disciplina delle modalità di ritiro e cessione ai clienti finali dell’energia elettrica da fonti rinnovabili”.

Nel corso della conferenza stampa a Palazzo Chigi, a margine del Consiglio dei Ministri che ha approvato il DL Aiuti ter, il Ministro Cingolani ha annunciato di aver firmato il decreto sull’energy release “con 18 TWh destinati a determinate industrie”.

Entro dieci giorni dalla pubblicazione del Decreto, il GSE dovrà individuare i volumi di energia elettrica interessati e comunicarli al GME, affinché organizzati sulla bacheca PPA le procedure di assegnazione ai clienti finali prioritari.

Il prezzo fissato è di 210 €/MWh ma potrà essere rivisto anche alla luce del tetto di 180 €/MWh fissato dalla UE per la generazione inframarginale. In ogni caso, “vista la continua evoluzione del quadro normativo di riferimento e la forte volatilità del prezzo di mercato”, verrà “mantenuta flessibilità durante la durata del contratto nel modulare le quantità ritirate, nell’esercitare la facoltà di recesso e nell’applicare eventuali regole intervenienti e condizioni più favorevoli, se più efficaci per ridurre il prezzo”.

L’assegnazione dei volumi avverrà mediante l’applicazione di un meccanismo pro quota ponderato tra i clienti finali prioritari di cui all’articolo 16-bis e, per i volumi ancora residui, a favore dei clienti finali non prioritari.

Sono considerati clienti finali prioritari ai sensi dell’articolo 16-bis, comma 3, del decreto-legge n. 17 del 2022, i clienti finali che, alla data di partecipazione alla procedura negoziata, sono alternativamente o congiuntamente (art.1, comma 1, lettera e):

- clienti finali industriali: clienti finali le cui utenze si riferiscono a unità locali operanti nei settori di attività economica oggetto di calcolo della produzione industriale da parte dell’Istituto nazionale di statistica (ISTAT);
- piccole e medie imprese (PMI): come definite dalla raccomandazione n. 2003/361/CE della Commissione europea, del 6 maggio 2003;
- clienti finali localizzati in Sicilia e Sardegna e che partecipano al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare di cui alla deliberazione dell’ARERA 16 dicembre 2020, n. 558/2020/R/eel;
- clienti finali energivori: imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017;
- clienti finali energivori localizzati nelle isole Sicilia e Sardegna.

Il volume minimo che ciascun candidato può richiedere è di 1 GWh/anno, quello massimo non deve superare il 3% di quello complessivamente offerto dal GSE e il 30% del consumo medio degli ultimi tre anni.

Il volume offerto in cessione è ripartito pro quota rispetto ai volumi richiesti dai clienti finali prioritari applicando, in relazione ai requisiti di priorità di cui all'articolo 1, comma 1, lettera e), in modo cumulativo a eccezione dei requisiti alternativi di cui ai numeri 4 e 5 della medesima lettera e), il fattore correttivo calcolato sulla base della seguente formula:

$$F = a1 + a2 + a3 + (a4 \text{ o } a5)$$

dove:

a1 è pari a 1 ed è applicato ai clienti finali industriali, di cui al punto 1. sopra riportato;

a2 è pari a 1 ed è applicato alle PMI, di cui al punto 2. sopra riportato;

a3 è pari a 1 ed è applicato ai clienti finali localizzati in Sicilia e Sardegna e che partecipano al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare, di cui al punto 3. sopra riportato;

a4 è pari a 1 ed è applicato ai clienti energivori, di cui al punto 4. sopra riportato;

a5 è pari a 1,5 ed è applicato, in alternativa al parametro a4, ai clienti finali energivori localizzati nelle isole Sicilia e Sardegna, di cui al punto 5., sopra riportato.

I volumi di energia ripartiti pro quota, secondo quanto previsto dal comma 4, non possono essere complessivamente superiori ai volumi di energia singolarmente richiesti.

Nella tabella in appendice è riportato un esempio di attuazione del meccanismo di riparto.

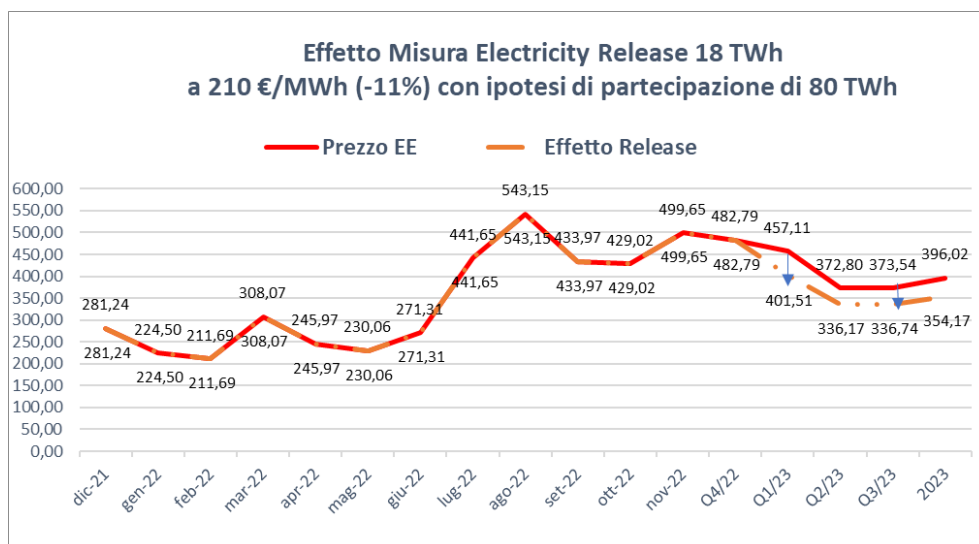
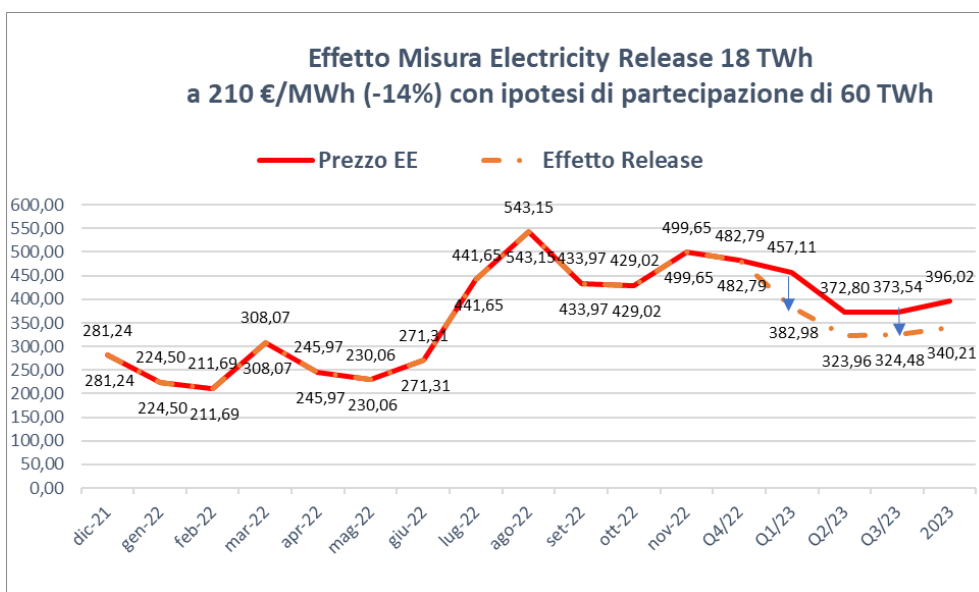
Nel caso in cui, all'esito della procedura di assegnazione svolta ai sensi dei commi precedenti, non sia stato assegnato l'intero volume di energia elettrica, il GME svolge una nuova procedura destinata ai clienti finali non prioritari provvedendo a ripartire il volume residuo con un meccanismo pro quota rispetto ai volumi richiesti dai medesimi clienti.

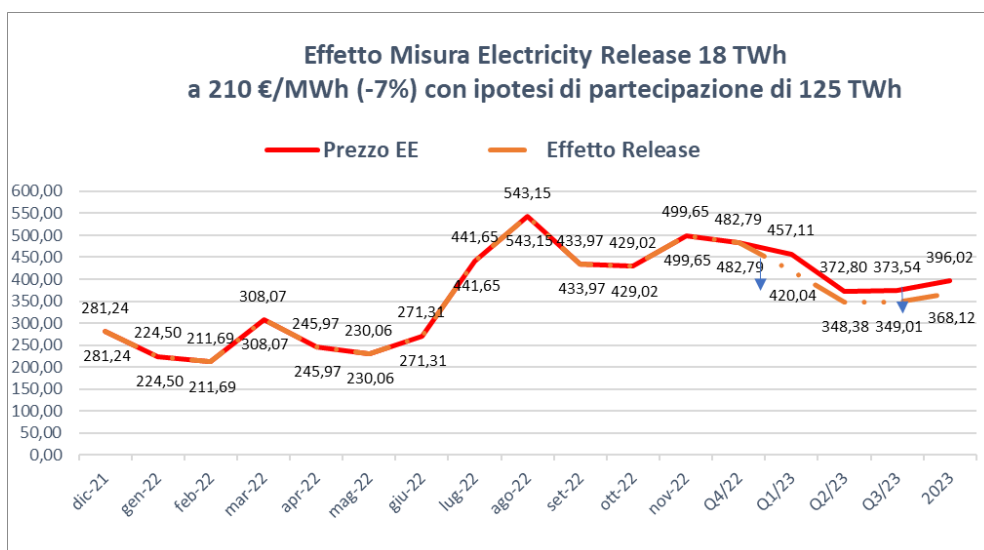
Entro venti giorni il GSE predisporrà lo schema contrattuale e determinerà le garanzie che l'aggiudicatario è tenuto a presentare, nonché le modalità con le quali i clienti finali, anche in forma aggregata, possono accreditarsi per le procedure.

In esito alla procedura, il GSE stipula con ciascun assegnatario un contratto di cessione per differenza a due vie fino al 31 dicembre 2025.

Il gap tra il prezzo di allocazione e quello medio mensile sul mercato che determina quanto eventualmente dovrà essere finanziato in bolletta, con modalità definite dall'ARERA, verrà calcolato sul 70% dell'energia aggiudicata.

Nei grafici seguenti viene stimata l'efficacia della misura in termini di riduzione percentuale del costo di approvvigionamento rispetto al prezzo del mercato elettrico all'ingrosso (calcolato con le quotazioni dei future al 26 settembre 2022) per il periodo dal 01/01/2023 al 31/12/2023. Come possiamo vedere la percentuale di abbattimento del costo della misura dipende dal livello di partecipazione della domanda di consumatori alla misura di rilascio dell'energia rinnovabile ipotizzando un quantitativo di circa 18 TWh. Sono stati ipotizzati 3 casi con una partecipazione rispettivamente pari a 60 TWh, 80TWh e 125 TWh. In termini di sconto sul prezzo del mercato elettrico all'ingrosso, la misura produce nel primo caso una riduzione del costo di approvvigionamento pari al 14%, nel secondo caso pari all'11% e nel terzo caso pari al 7%.





La tabella sotto riportata rappresenta a titolo esemplificativo un esempio di ripartizione dei 18 TWh di energia rinnovabile su un ipotetico gruppo di 6 tipologie di consumatori che hanno un livello di consumo pari a circa 125 GWh. I consumatori presentano le seguenti caratteristiche come da art.1, lettera e):

- 1) Industriali
- 2) industriali + PMI
- 3) industriali + energivori
- 4) industriali + energivori + PMI
- 5) interrompibili isole + energivori
- 2) e 4) energivori isole

Ipotesi riparto 18 TWh Gwh ex Criteri Electricity Release sul Totale Consumo Business Eligibile pari a circa 125 TWh													
Tipologia Clienti a cui applicare criteri riparto articolo 4	Fattore Partecipazione	Consumo Effettivo GWh media ultimi 3 anni	% Consumo partecipazione GWh art 4 co 2 lett c)	Clienti Industriali	PMI	Isole Int.	Energivori	Energivori Isole	Fattore Correttivo F=a1+a2+a3+(a4 o a5) ex art 4 co 4	Consumi Ponderati per Fattore Correttivo	Percentuale	GWh Pro-quota	Assegnato su consumi
industriali (dato terna)	100%	30.560	9.168	1					1	9.168	13%	2.258	7%
industriali + pmi (stima)	100%	20.000	6.000	1	1				2	12.000	16%	2.956	15%
industriali + energivori	100%	52.000	15.600	1			1		2	31.200	43%	7.686	15%
industriali + energivori + pmi	100%	20.000	6.000	1	1		1		3	18.000	25%	4.434	22%
interrompibili isole + energivori (dati terna)	100%	1.857	557	1		1		1,5	3,5	1.950	3%	480	26%
energivori isole (stima)	100%	1.000	300	1				1,5	2,5	750	1%	185	18%
<b>Totale</b>		<b>125.417</b>	<b>37.625</b>						<b>1,94</b>	<b>73.068</b>		<b>18.000</b>	<b>14%</b>

Per ognuna di queste tipologie di consumatori sono rappresentati i consumi effettivi degli ultimi 3 anni (nella terza colonna).

Nella quarta colonna è rappresentata la percentuale dei consumi con la quale i soggetti possono partecipare alle assegnazioni (ex art.4, comma 2, lettera c)).

Dalla quinta alla nona colonna sono riportati i fattori correttivi come definiti dall'articolo 4, comma 4.

L'undicesima colonna riporta la somma dei fattori che concorrono a determinare i criteri di ponderazione ai fini dell'assegnazione.

Mentre la dodicesima colonna riporta i consumi rivalutati ai fini della determinazione delle percentuali di riparto.

Nella tredicesima colonna sono, invece, indicate le percentuali di riparto per l'assegnazione dei 18 TWh.

Infine, nella quindicesima colonna sono riportati i quantitativi assegnati per ognuna delle 6 tipologie di consumatori utilizzati a titolo esemplificativo.

### **1.5 Criticità rinnovo contratti gas: proposte Confindustria al Governo e all'ARERA**

Confindustria ha espresso fortissima preoccupazione per le oggettive **difficoltà nella campagna di rinnovo dei contratti di fornitura gas** (emerse già nel GTE del 25 luglio 2022 e nuovamente in quello del 14 settembre 2022) che rischiano di portare ad un blocco del funzionamento del mercato liberalizzato. A metà del mese di settembre, in due incontri con le Istituzioni preposte, Confindustria ha messo in evidenza alcune criticità.

Innanzitutto:

- nell'attuale contesto, tutti i principali importatori di gas, seguendo le indicazioni del Governo, si sono attivati sin dai mesi scorsi per diversificare le proprie forniture, tanto nel breve termine quanto nel medio-lungo termine, in modo da diminuire la dipendenza dalla fonte russa;
- l'incertezza relativa all'effettiva disponibilità dei volumi di fonte russa (che come noto stanno subendo tagli rilevanti e in misura imprevedibile) implica che non è possibile fare affidamento su questi flussi per prendere degli impegni di vendita verso un mercato a valle;
- la drammatica congiuntura del mercato del gas, acuita dalla notevole difficoltà di sottoscrivere nuovi contratti, determina degli effetti rilevanti sia sul piano della competitività del sistema industriale sia in termini di effetti sulle principali filiere di fornitura strategica;
- i livelli attuali di prezzo del gas fanno sì che gli operatori ed i consumatori industriali siano esposti a forti rischi che determinano il significativo incremento di costi diretti e indiretti, che compromettono sensibilmente l'operatività ordinaria (credito controparte, capitale circolante, marginazione/capitale immobilizzato, oneri di sbilanciamento).

Questi elementi di incertezza e di rischio, che porteranno il Governo e il regolatore a definire un Piano di Razionamento ai sensi del Reg. UE 2022/1369, rappresentano il motivo per cui i fornitori (importatori) hanno attualmente difficoltà ad impegnarsi su offerte di vendita per il

prossimo anno termico.

Nell'attuale contesto di incertezza su volumi disponibili e dinamica dei prezzi (di mercato e di sbilanciamento), Confindustria, come detto, ha rappresentato alle Istituzioni alcune misure transitorie per il prossimo anno termico.

Le proposte di intervento di Confindustria sono state in parte accolte e superate dalla successiva Delibera ARERA 440/22 di cui parliamo più diffusamente nel prosieguo del Focus.

### **1) Supporto SACE alla copertura finanziaria degli acquisti di gas.**

In aggiunta ai prodotti di garanzia già esistenti SACE potrebbe offrire un servizio di copertura per l'emissione di collaterali per l'acquisto di gas naturale per un importo pari al 50% del differenziale di prezzo tra il valore a termine per il prossimo inverno (200 €/MWh) e il prezzo medio del periodo ottobre 2020 / settembre 2021 (24,57 €/MWh). Tali strumenti sono erogabili a supporto dei contratti di approvvigionamento gas all'ingrosso (in favore dei fornitori) e dei contratti di acquisto gas sul mercato retail (in favore dei consumatori).

### **2) Revisione delle condizioni di accesso e permanenza nel sistema di *default* per le imprese industriali.**

La conclusione di accordi commerciali di fornitura può essere facilitata – in via eccezionale e transitoria per il solo prossimo anno termico – prevedendo un rafforzamento degli attuali Servizi di ultima istanza (SdDT, FUI, FdD) che consenta di ridurre al minimo l'esposizione dei fornitori rispetto ai volumi prelevati dal cliente e agli oneri della capacità di trasporto associata (senza alterare al contempo il gettito effettivo dei corrispettivi di trasporto riconosciuto per l'anno né aumentare l'esposizione finanziaria dei soggetti fornitori dei Servizi di ultima istanza) sia in caso di *underdelivery* per i contratti di importazione sia in caso di inadempienza contrattuale del cliente. Tali servizi, erogati a fronte di garanzie economiche statali, potranno garantire la continuità delle forniture ai consumatori industriali e ai grossisti rivenditori, anche nel caso in cui non fosse possibile per i fornitori chiudere la campagna di vendita entro l'inizio del prossimo anno termico. Le modalità e le tempistiche di accesso e permanenza al servizio, nonché le condizioni economiche applicate, andranno opportunamente definite.

### **3) Gestione del gas stoccato da Snam e GSE: allocazione delle risorse, liquidità del mercato e prezzi di sbilanciamento.**

Le forti criticità che si verificano sui mercati dell'energia sono conseguenza della crisi geopolitica che interessa il principale fornitore di gas europeo. L'UE e i Paesi Membri stanno agendo con strumenti di mercato e non, per garantire che da tale crisi non derivino carenze di energia per le fasce dei consumatori più vulnerabili: in Italia i clienti protetti. In tale perimetro non rientrano i clienti industriali. Tra i vari strumenti adottati in Italia si cita il finanziamento da 2,5 mld € in favore di Snam Rete Gas e da 4 mld in favore del GSE per acquistare gas da stoccare, visto appunto il fallimento del mercato ordinario. Si segnala come durante la fase di riempimento il differenziale di prezzo tra il PSV e il TTF (o NCG) sia



aumentato fino a circa 10 €/MWh. Tale differenziale rappresenta un ulteriore onere per il consumatore industriale, che in estate ha consumi rilevanti quanto in inverno. Il gas iniettato nell'ambito di tali strumenti può essere efficacemente utilizzato per garantire un'adeguata liquidità sul mercato ed essere destinato almeno in parte ai consumatori industriali secondo opportune modalità definite dal MITE (con uno o più atti di indirizzo), attraverso contratti *forward* "ora per allora" stipulati tra GSE e Fornitori nell'interesse dei clienti finali (su specifico mandato prevedendo il pagamento a termine da parte degli operatori). Nel caso si dovessero rendere necessari anticipi di pagamento, devono essere previste forme di supporto pubblico/statale - ad es., frapposizione di SACE- con cui finanziare il pagamento anticipato a condizioni agevolate. Inoltre, in un mercato che non opera in un regime ordinario si rende necessario valutare interventi in materia di prezzo di sbilanciamento, anche considerando che nel caso in cui si manifestasse un'effettiva carenza di flussi dal nord Europa, verrebbero meno proprio le uniche interconnessioni con i mercati più liquidi.

#### **4) Proroga tempistiche contrattualizzazione capacità di trasporto.**

I contratti di fornitura gas devono essere sottoscritti dalle imprese in tempo utile per permettere ai fornitori il conferimento delle rispettive capacità di trasporto. Si ritiene necessario avviare un confronto con ARERA, al fine di prorogare per quanto possibile le tempistiche, permettendo un conferimento straordinario da completarsi entro l'ultima settimana di settembre.

#### **5) Revisione delle tempistiche e modalità di *settlement* della borsa gestita dal Gestore dei Mercati Energetici.**

Il gas al PSV è scambiato presso la borsa gestita dal GME che regola su base settimanale le posizioni. Il GME chiede dunque un collaterale completo pari all'esposizione massima, che dunque sarebbe pari agli acquisti settimanali. Tuttavia, nei casi di settimane a cavallo tra due mesi diversi la regolazione dei pagamenti viene svolta con tempistica bisettimanale, raddoppiando in questi casi le necessità di collaterale. Si ritiene necessario rivedere le tempistiche di *settlement* in modo da ridurre l'esposizione degli operatori, permettendo una gestione giornaliera delle posizioni e riducendo di conseguenza le necessità di collaterale per gli operatori.

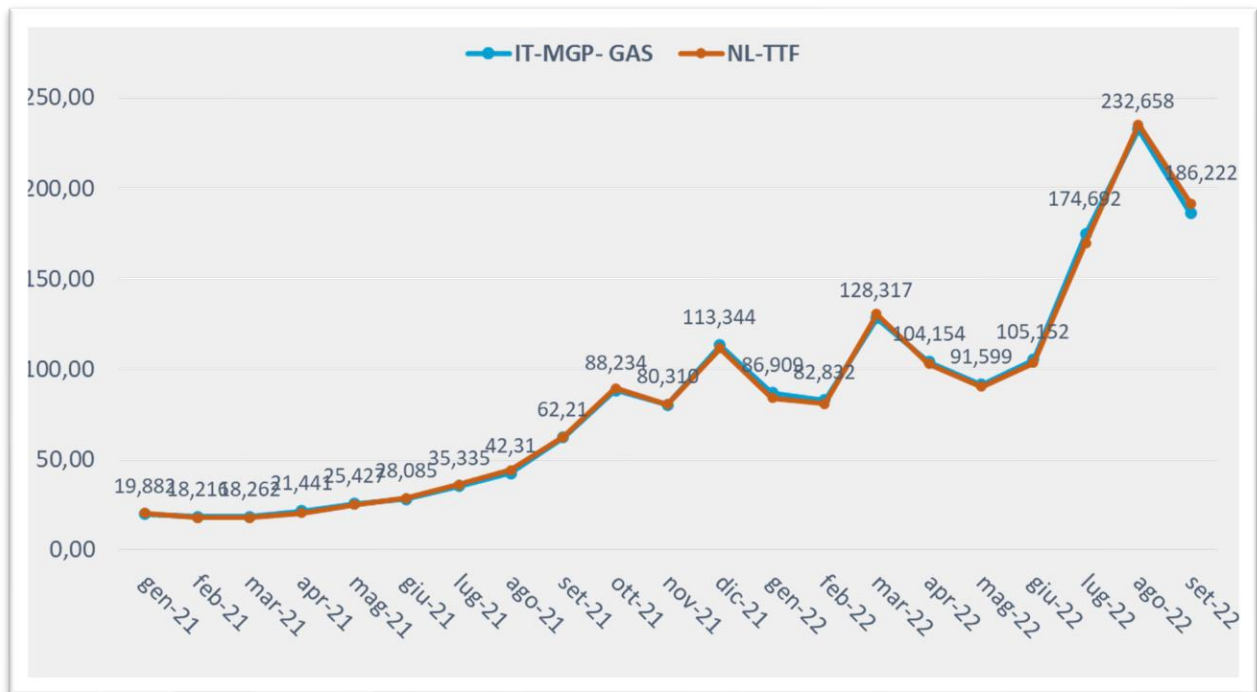
### **1.6 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas**

Ad agosto il **prezzo medio dell'energia elettrica** ha segnato il suo **massimo storico**, da quando la borsa dell'energia elettrica è stata costituita (aprile 2014), **superando i 543 €/MWh**. Rispetto al valore di gennaio 2021 (60,71 €/MWh) c'è stato un aumento del 794 %.

L'andamento dei prezzi tendenzialmente ribassista che si era registrato nel mese di settembre è stato spezzato dall'annuncio, dello scorso 26 settembre, da parte dell'Agenzia per l'energia danese di forti perdite di pressione su 3 condotte dei gasdotti sottomarini Nord Stream 1 e Nord

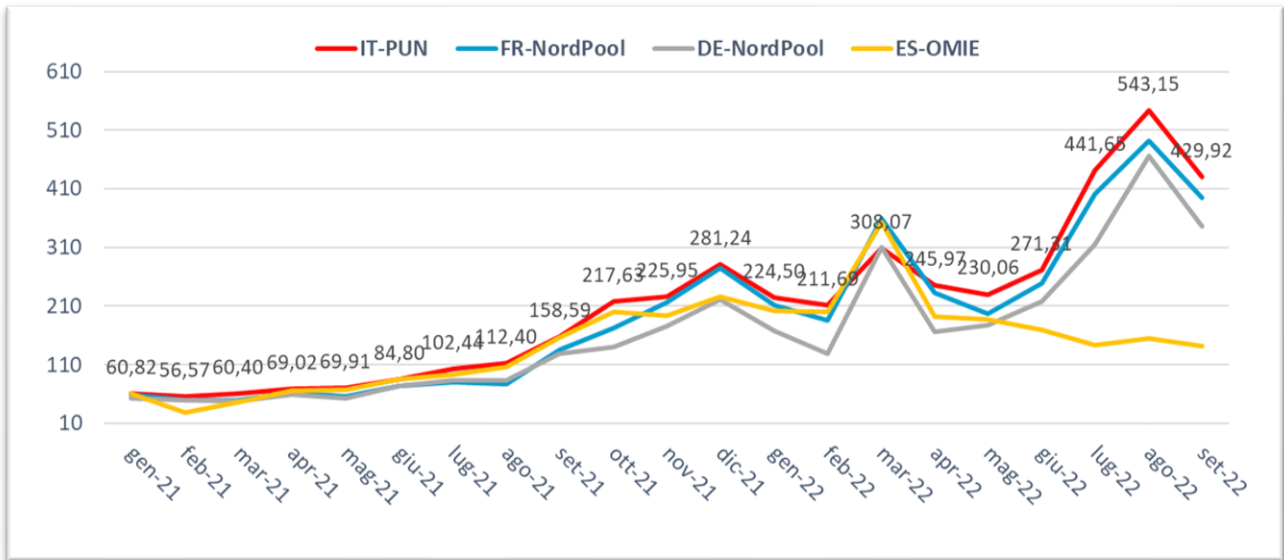
Stream 2 portando nuovamente i prezzi del gas al TTF ad infiammarsi negli ultimi giorni del mese. Si segnala invece che il prezzo del gas spot al PSV, lo scorso 27 settembre, era di 154,9 €/MWh contro oltre 166 €/MWh al TTF più di 11 € di differenza, che nella giornata del 28 settembre hanno superato addirittura gli 80 €/MWh, con il PSV crollato a 103 € contro i 189 del TTF, una differenza mai vista in passato dovuta ad un mercato lungo (c'è molto più gas disponibile rispetto alla domanda).

### Prezzi medi mensili delle principali borse gas europee - €/MWh



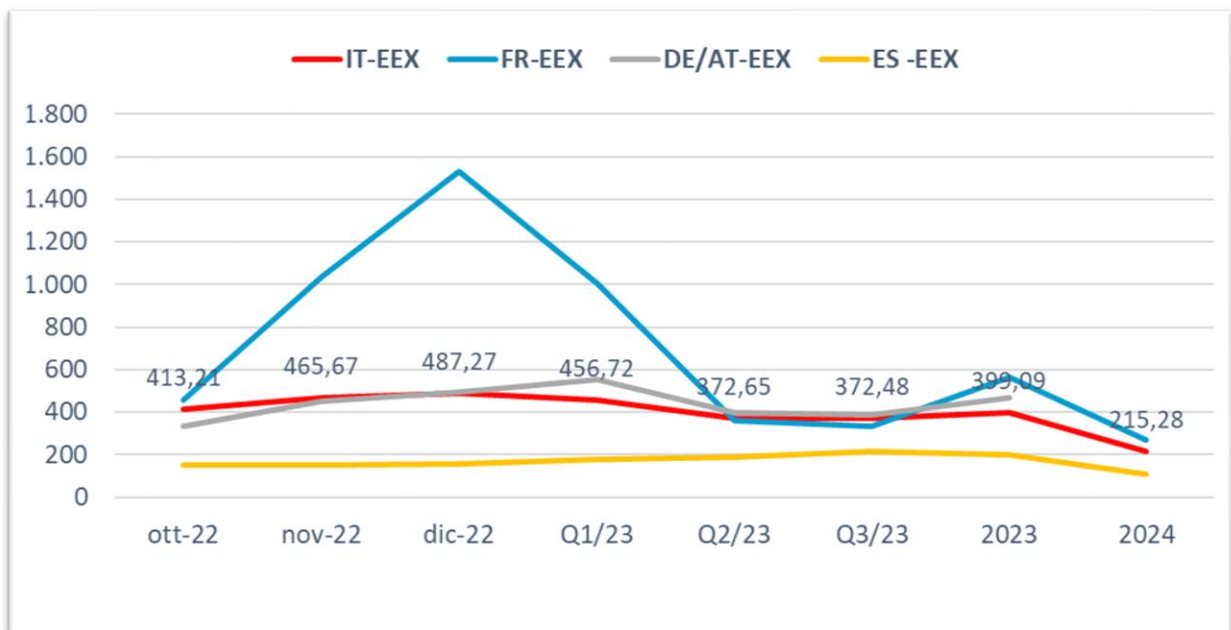
**I prezzi spot medi dell'energia elettrica di settembre sono in deciso calo rispetto al record di agosto, ma comunque ai livelli più alti dell'anno: Gas Italia MGP-GAS 186,222 €/MWh, TTF 191,581; Power Italia PUN 430 €/MWh, Germania-NordPool 346 €/MWh, Francia - NordPool 395 €/MWh, Spagna - OMIE 141€/MWh.**

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



Le prospettive a termine dei prezzi dell'energia elettrica restano preoccupanti. Con riferimento alle quotazioni futures degli ultimi tre mesi del 2022: Italia a 455 €/MWh, Germania a 427 €/MWh, Francia oltre 1.000 €/MWh. Le quotazioni futures Calendar 2023 e 2024: power Ita Cal23 =400 €/MWh, Cal24 =215,3.

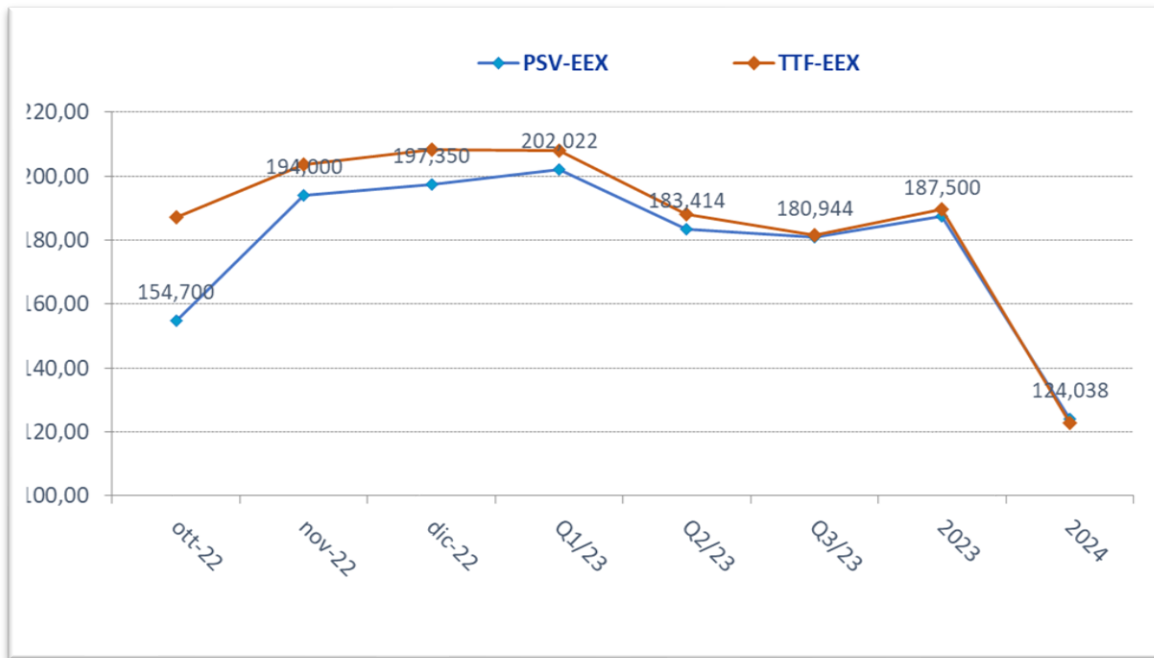
## Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 29/09/2022 - €/MWh



Con riferimento alle quotazioni futures Gas del 29 settembre, si registrano prezzi al PSV sensibilmente più bassi rispetto al TTF: PSV Ott22 = 154,700 €/MWh, TTF Ott22 = 187,200; PSV Nov22 = 194,00 €/MWh, TTF Nov22 = 203,697 €/MWh; PSV Dic22 = 197,35 €/MWh, TTF Dic22 = 208,35 €/MWh; PSV Cal23 = 187,50 €/MWh, TTF Cal23 =189,50 €/MWh; PSV Cal 24

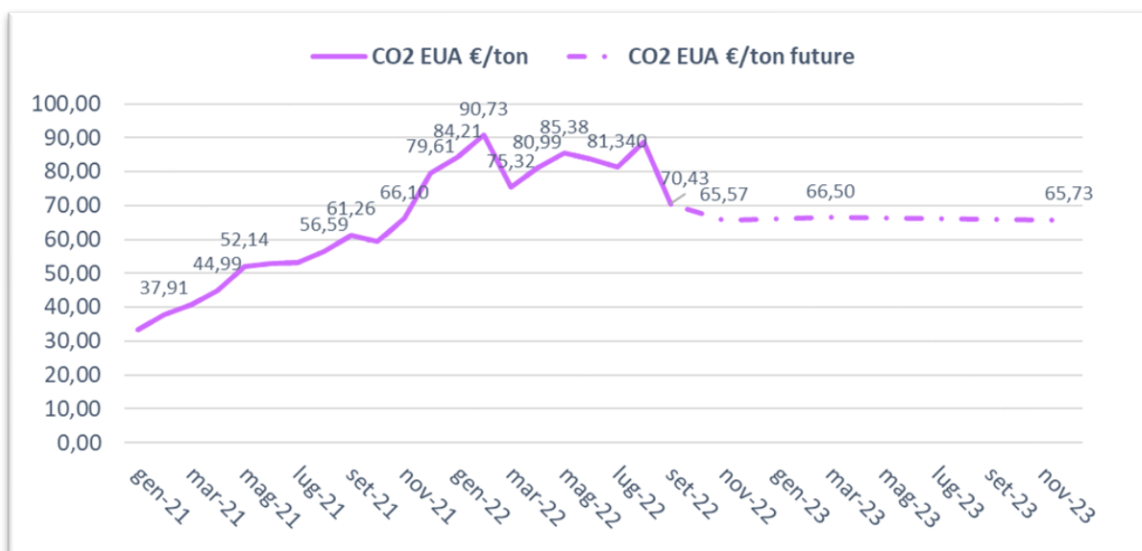
= 124,038 €/MWh TTF Cal24 =122,638 €/MWh.

### Prezzi futures delle principali borse gas europee al 29 settembre 2022 - €/MWh



In caduta le quotazioni CO<sub>2</sub> ETS penalizzate dal peggioramento del quadro macroeconomico, con le prospettive di una recessione alle porte. Come mostra il grafico a seguire, il prezzo passa dai quasi 90 €/ton di agosto a 70 €/ton a settembre continuando a scendere fino ai 65 €/ton nei mesi successivi.

### Prezzi spot e futures CO<sub>2</sub> EUA, €/ton



Prosegue il riempimento stoccaggi gas: l'Italia ha raggiunto l'obiettivo del 90% di riempimento, in anticipo di circa un mese rispetto all'inizio dell'inverno (è quindi possibile nelle

prossime settimane raggiungere il 92%-93%, obiettivo "ottimale" che era stato indicato dal MiTE nel Piano gas).

Sul tavolo del **Consiglio UE Energia** rimangono sul tavolo, come **soluzioni per ridurre i costi energetici** (non- paper on Emergency Gas Market Interventions): il **tetto al prezzo del gas russo** rimanendo, invece, **cauta** sulla possibilità di fissare un **price cap generalizzato** sul gas (come voluto dall'Italia), un **nuovo benchmark per gli acquisti di GNL** e **misure per limitare le influenze del gas nella formazione dei prezzi elettrici**.

### 1.7 ARERA: elettricità a +59% per la maggior tutela

**L'esplosione delle quotazioni all'ingrosso si riflette anche sui prezzi in tutela. Gli interventi del Regolatore e del Governo con il decreto Aiuti bis. limitano gli aumenti, ma non riescono ad annullarli.**

Nel **quarto trimestre 2022** l'Autorità per l'energia ha disposto un **aumento del 59% del prezzo dell'energia elettrica in servizio di maggior tutela** a 66,01 cent di euro per kWh tasse incluse. Un incremento che sarebbe stato anche maggiore (+100%) se il Regolatore, per limitare ulteriormente gli aumenti dei prezzi su famiglie e imprese, non avesse deciso di posticipare eccezionalmente il necessario recupero della differenza tra i prezzi preventivati per lo scorso trimestre e i costi reali che si sono verificati, anch'essi caratterizzati da aumenti straordinariamente elevati.

Nel terzo trimestre 2022, infatti, il prezzo unico nazionale dell'elettricità (PUN) è pressoché raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2022 e quasi quadruplicato rispetto al livello medio del corrispondente trimestre del 2021.

Per quanto riguarda le altre componenti, grazie al DL 115/22 è stato allo stesso tempo possibile confermare l'azzeramento degli oneri di sistema. Invariate anche le tariffe di rete regolate (Trasporto, distribuzione e misura).

**L'aggiornamento trimestrale riguarda questa volta soltanto l'energia elettrica**, lato gas, invece, in base al nuovo metodo di calcolo introdotto a luglio dall'ARERA (delibera 374/2022/R/gas) il prezzo del gas per i clienti ancora in tutela **verrà aggiornato alla fine di ogni mese e pubblicato nei primi giorni del mese successivo a quello di riferimento**, in base alla **media dei prezzi effettivi del mercato all'ingrosso italiano (PSV)**.

Da ricordare che anche nel caso del gas il DL115/22 ha stanziato risorse per confermare l'Iva al 5% e l'annullamento degli oneri di sistema.

L'Autorità, inoltre, **ha inviato una nuova segnalazione a Governo e Parlamento richiedendo di rinviare** il termine della fine della *tutela gas per i clienti domestici*, previsto per gennaio 2023. Nella stessa segnalazione, viste le criticità del momento, l'Autorità anche per l'elettricità chiede di posticipare la fine della tutela elettrica per le microimprese (prevista per il prossimo primo

gennaio) e di conseguenza anche quella per i clienti domestici.

Sono poi stati **introdotti specifici obblighi di trasparenza a carico dei venditori** che, in caso di necessità di ricalcoli di prezzo rispetto a quanto precedentemente fatturato, dovranno non solo darne opportuna informazione in bolletta (come previsto dalle regole della Bolletta 2.0), ma anche creare un'apposita sezione sul proprio sito internet per spiegare, in maniera chiara e comprensibile, il motivo del ricalcolo e la modalità di determinazione dei prezzi. **La fatturazione, se i sistemi del venditore lo consentono, potrà divenire anche mensile.**

## Principali novità di settore

### 2.1 Follow up REPowerEU

Come noto, lo scorso 18 maggio, la Commissione europea ha pubblicato il Piano REPowerEU ovvero un pacchetto di comunicazioni strategiche e proposte legislative volte a ridurre la dipendenza dell'UE dai combustibili fossili importati dalla Russia e rafforzare la resilienza del sistema energetico europeo, aumentando i risparmi energetici, diversificando le fonti di approvvigionamento, accelerando lo sviluppo delle rinnovabili e riducendo il consumo di combustibili fossili nell'industria e nei trasporti.

Per accelerare lo sviluppo e la diffusione delle energie rinnovabili, il Piano include una **proposta di revisione specifica della direttiva sulle energie rinnovabili** volta ad incrementare l'obiettivo generale dell'Unione, portandolo dal 40 al 45% entro il 2030, e ad **accelerare le procedure per il rilascio delle autorizzazioni** attraverso la mappatura delle "go-to-areas" e uno snellimento degli iter amministrativi, riconoscendo al contempo le rinnovabili come interesse pubblico prevalente.

La proposta, oggetto di procedura legislativa ordinaria, vede coinvolti in maniera paritetica il Parlamento e il Consiglio UE. In Parlamento, in particolare, la Commissione per l'Industria, la Ricerca e l'Energia (ITRE) continua con i lavori di elaborazione del rapporto emendativo: essendo terminata la scadenza data agli eurodeputati per presentare emendamenti alla proposta della Commissione UE, nelle prossime settimane i diversi gruppi politici si incontreranno in meeting politici e tecnici per raggiungere un accordo di compromesso, e procedere, successivamente, alle votazioni.

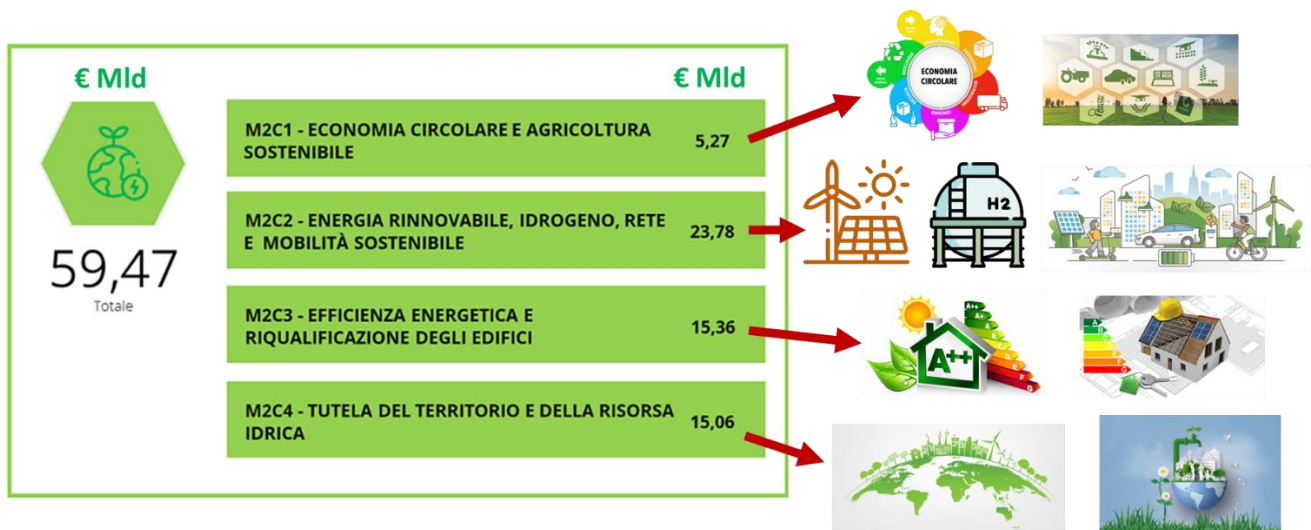
In tale scenario, Confindustria ha sensibilizzato gli eurodeputati italiani coinvolti nel processo, presentando osservazioni puntuali e proposte emendative, con l'obiettivo di rafforzare le misure di enforcement della disciplina e di snellire ulteriormente gli iter amministrativi.

### 2.2 PNRR – M2: aggiornamenti e stato di attuazione

Durante l'estate 2022 la Missione 2 del PNRR, "*Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica*", ha visto l'approvazione di altri quattro investimenti relativi all'energia oltre a quelli già citati nell'edizione n.17 del Focus (giugno 2022), ossia quelli relativi:

- all'Idrogeno Rinnovabile (M2C2 – Investimenti 3.1, 3.5 e 5.2);
- alle Smart Grid (M2C2 – Investimento 2.1).

La Missione 2, si ricorda, può contare su un totale di **€ 59,47 miliardi**, così ripartiti nelle 4 componenti:



### M2C1 - Investimento 2.2: Parco Agrisolare

Da non confondere con l'Agro-voltaico (M2C2 - Investimento 1.1), l'investimento ha lo scopo di **realizzare di impianti fotovoltaici da installare sui tetti** di edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale, ricoprire una **superficie complessiva** (senza consumo di suolo) pari a circa **4,3 milioni di m<sup>2</sup>**, e raggiungere una **potenza installata** di circa **0,43 GW** circa, realizzando contestualmente una riqualificazione delle strutture produttive oggetto di intervento con la rimozione dell'eternit/amianto sui tetti, ove presente, e/o il miglioramento della coibentazione e dell'areazione.

L'Italia è tra i paesi con il più alto consumo diretto di energia nella produzione alimentare dell'Unione Europea (terza dopo Francia e Germania). I costi energetici totali rappresentano oltre il 20% dei costi variabili per le aziende agricole, con percentuali più elevate per alcuni sottosettori produttivi. Con questo investimento si cerca di raggiungere gli obiettivi di ammodernamento e utilizzo di tetti di edifici ad uso produttivo nei settori sopra elencati, aumentando così la sostenibilità, la resilienza, la transizione verde e l'efficienza energetica del settore e contribuire al benessere degli animali.

Il **23 agosto 2022** il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (MiPAAF) ha emanato l'Avviso pubblico che reca le modalità di presentazione delle domande di accesso alla misura di investimento 2.2, che prevede una dotazione pari a **1,5 miliardi di euro** da utilizzare negli anni dal 2022 al 2026.

I fondi vengono così ripartiti:

- **1,2 miliardi di euro** destinati alla realizzazione di interventi nel settore della produzione agricola primaria, come descritti all'Allegato A, Tabella 1A, del Decreto;
- **150 milioni di euro** destinati alla realizzazione di interventi nel settore della trasformazione di prodotti agricoli in agricoli, come descritti all'Allegato A, Tabella 2 A del Decreto;
- **150 milioni di euro** destinata alla realizzazione degli interventi nel settore della



trasformazione di prodotti agricoli in non agricoli e alle altre imprese, come descritti all'Allegato A, Tabella 3A, del Decreto.

Un importo pari ad almeno il 40% delle già menzionate risorse è destinato al finanziamento di progetti da realizzare nelle Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia.

Le proposte, redatte in conformità alle istruzioni del Regolamento operativo, dovranno essere presentate, pena l'irricevibilità, esclusivamente tramite la Piattaforma informatica predisposta dal Soggetto attuatore (il GSE) a decorrere dalle ore 12:00:00 del 27 settembre 2022 e fino alle ore 12:00:00 del 27 ottobre 2022.

### **M2C1 - Investimento 3.2: Green Communities**

L'investimento ha lo scopo di favorire e promuovere lo sviluppo delle *Green Communities*, ossia comunità situate in territori rurali e di montagna che intendano sfruttare in modo equilibrato le risorse principali di cui dispongono tra cui, in primo luogo, acqua, boschi e paesaggio, avviando un nuovo rapporto sussidiario e di scambio con le comunità urbane e metropolitane (da non confondere con le *Energy Communities*, anche se estremamente simili). Il Progetto intende sostenere lo sviluppo sostenibile e resiliente dei territori rurali e di montagna attraverso il supporto all'elaborazione, il finanziamento e la realizzazione di piani di sviluppo sostenibili dal punto di vista energetico, ambientale, economico e sociale.

In particolare, l'ambito di tali piani includerà in modo integrato (complessivamente per le 30 Green Communities in progetto):

- a) la gestione integrata e certificata del patrimonio agro-forestale;
- b) la gestione integrata e certificata delle risorse idriche;
- c) la produzione di energia da fonti rinnovabili locali, quali i micro-impianti idroelettrici, le biomasse, il biogas, l'eolico, la cogenerazione e il biometano;
- d) lo sviluppo di un turismo sostenibile;
- e) la costruzione e gestione sostenibile del patrimonio edilizio e delle infrastrutture di una montagna moderna;
- f) l'efficienza energetica e l'integrazione intelligente degli impianti e delle reti;
- g) lo sviluppo sostenibile delle attività produttive (*zero waste production*);
- h) l'integrazione dei servizi di mobilità;
- i) lo sviluppo di un modello di azienda agricola sostenibile.

Il **30 giugno 2022** il Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie della Presidenza del Consiglio dei ministri (PCM) emana l'Avviso Pubblico finalizzato a finanziare con **129 milioni di euro** almeno **30 Green Communities** sulla base di piani di sviluppo sostenibili dal punto di vista energetico, ambientale, economico e sociale.

L'Avviso Pubblico è finalizzato all'attuazione della omonima strategia nazionale delle Green

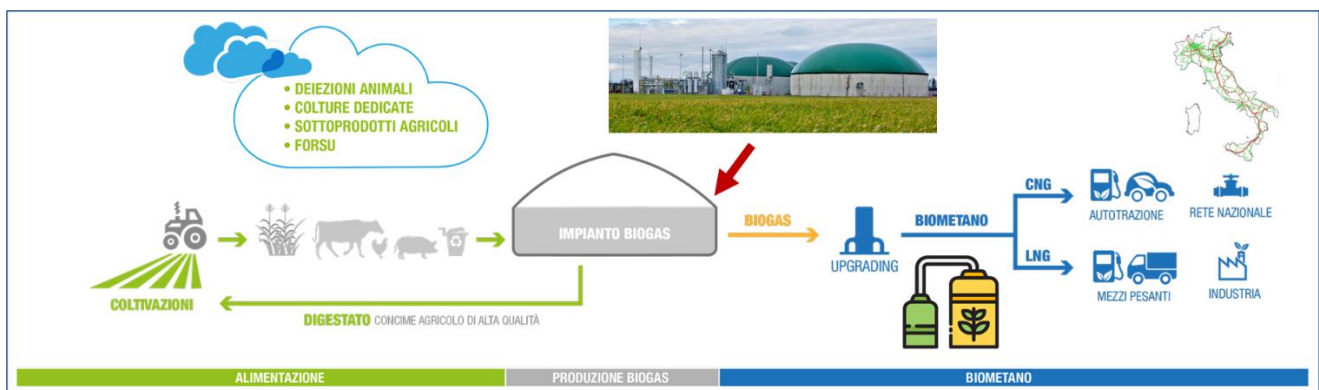
Communities di cui all'art. 72 della Legge 221/2015, mediante il finanziamento di almeno 30 piani di sviluppo di Green Communities con un totale di 129 milioni di euro.

Le risorse disponibili sono ripartite tra le Regioni e le Province autonome, le quali potranno accogliere le domande entro e non oltre il 16 agosto 2022. Il 40% delle risorse è riservato ai soggetti attuatori delle otto regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sardegna e Sicilia). I progetti di Green Communities dovranno essere portati a compimento entro il 31 marzo 2026, in coerenza con le tempistiche previste dal PNRR.

## M2C2 - Investimento 1.4: Sviluppo Biometano

L'investimento ha lo scopo di sostenere la costruzione di nuovi impianti di produzione di biometano sostenibile e la riconversione di vecchi impianti.

L'obiettivo è di **aumentare di 2,3 - 2,5 miliardi di m<sup>3</sup> la produzione di biometano**, che permetterebbe di ridurre l'utilizzo dei gas a effetto serra dell'80% e oltre. Se veicolato nella rete nazionale gas il biometano, infatti, contribuirebbe non solo al raggiungimento dei target al 2030 del *Fit For 55*, ma – considerando quanto sta accadendo – potrebbe, inoltre, contribuire al **greening** della rete gas e ad un forte **risparmio di gas naturale** (a tal proposito si ricorda che l'utilizzo del biometano per il fuel switch è stato indicato dal MiTE come linea di intervento nel Piano di Risparmio del Gas del 6 settembre 2022).



La linea di investimento si pone l'obiettivo di:

1. riconvertire e migliorare l'efficienza degli impianti biogas agricoli esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano da utilizzare sia nel settore del riscaldamento e raffrescamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti;
2. supportare la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di biometano (attraverso un contributo del 40 per cento dell'investimento), sempre con le stesse destinazioni;
3. promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas (siti di lavorazione minima del suolo, sistemi innovativi a basse emissioni per la distribuzione del digestato) per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli, e creare poli consortili per il trattamento centralizzato di digestati ed effluenti con produzione di fertilizzanti di origine organica;

4. promuovere la sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con veicoli alimentati a metano/biometano;
5. migliorare l'efficienza in termini di utilizzo di calore e riduzione delle emissioni di impianti agricoli di piccola scala esistenti per i quali non è possibile accedere alle misure di riconversione.

Il **5 agosto 2022** il MiTE ha emanato il DM interpretativo del DM del 2 marzo 2018 che - attualmente in vigore - è destinato a incentivare il biometano da immettere nel sistema dei trasporti mediante un meccanismo d'obbligo a carico dei soggetti che utilizzano carburanti fossili. Il DM del 5 agosto 2022 chiarisce alcuni aspetti legati all'applicazione del decreto dal DM 2 marzo 2018 e definisce in particolare il momento in cui matura il diritto al riconoscimento dell'incentivo per la produzione del biometano.

Vengono stanziati **1,7 miliardi di euro su un totale di 1,92 miliardi**, tramite un programma di incentivazione che mira ad attuare le indicazioni europee riportati nel piano REPowerEU. L'Aiuto prevede un contributo del 40% sull'investimento e una tariffa incentivante sul biometano prodotto per 15 anni. L'accesso avverrà tramite aste che si svolgeranno dal 2022 al 2024. Il termine ultimo entro il quale si può accedere ai fondi è fissato al 31 dicembre 2023.

### **M2C3 - Investimento 3.1: Sviluppo di Sistemi di Teleriscaldamento**

L'investimento ha due scopi principali:

- **sviluppare 330 km di reti di teleriscaldamento efficiente**, potenziando ed ampliando la rete attuale;
- **costruire impianti o connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW**, ipotizzando che il 65% delle risorse sia allocato per le reti (costo 1,3 mln a km) e il 35% circa sia dedicato allo sviluppo di nuovi impianti (costo 0,65 mln a MW).

Il raggiungimento di questi due target consentirebbe, a regime, di conseguire benefici di tipo energetico-ambientale pari a 20,0 Ktep/anno di energia primaria fossile risparmiata e 0,04 MtCO<sub>2</sub> di emissione di gas serra evitati nei settori non-ETS ogni anno.

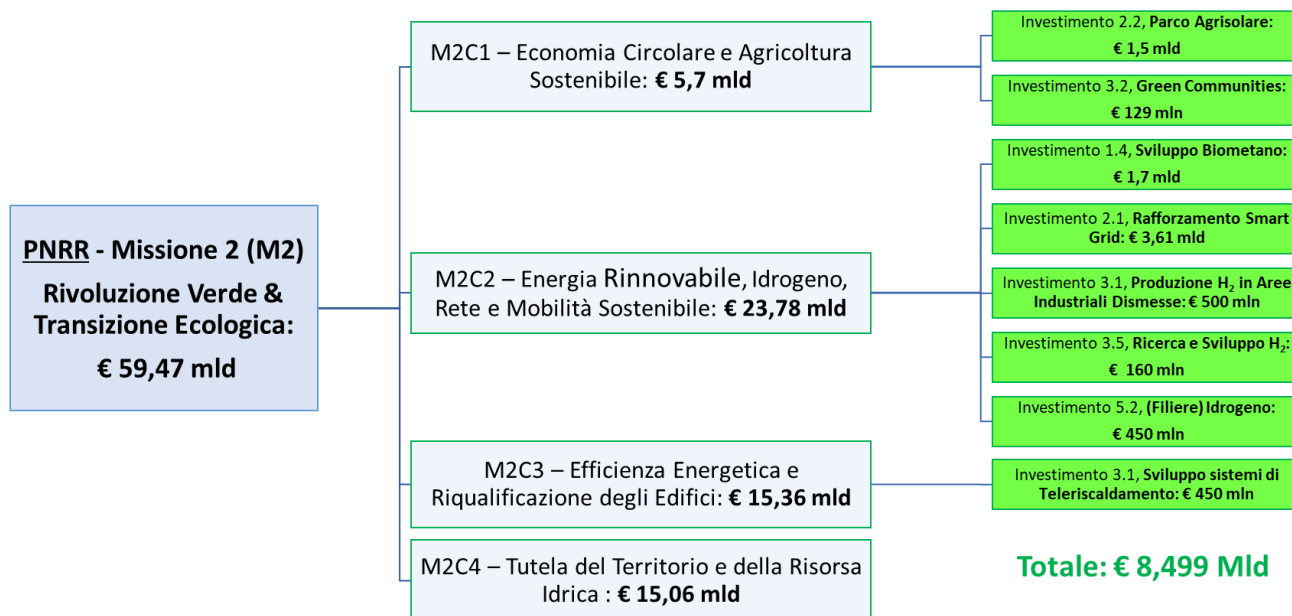
Il **30 giugno 2022** il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) emana il DM che darà attuazione all'investimento stanziando **200 milioni di euro** così ripartiti:

- **50 milioni di euro** destinati a sistemi di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente di piccole dimensioni, ossia a progetti che prevedono un investimento complessivo inferiore a 10 milioni di euro;
- **150 milioni di euro** destinati a sistemi di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente di qualunque dimensione.

Possono beneficiare dei fondi i soggetti, pubblici o privati, proprietari, realizzatori o gestori della rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente o della centrale di produzione di energia termica e/o frigorifera.

Il **28 luglio 2022** il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) emana l'Avviso pubblico che disciplina i requisiti di accesso per la presentazione delle Proposte Progettuali, avvalendosi del supporto tecnico del GSE. I progetti dovranno essere ultimati entro il 31 marzo 2026.

### **Missione 2 – Investimenti relativi all'Energia fin ora approvati:**



### **2.3 Posizioni Confindustria sui DCO ARERA**

#### **DCO ARERA 390/2022/R/EEL “Orientamenti in materia di configurazioni per l’autoconsumo previste dal Decreto Legislativo 199/2021 e dal Decreto Legislativo 210/2021”**

Nella posizione inviata al regolatore lo scorso 23 settembre, Confindustria ha evidenziato che con i nuovi obiettivi previsti dalla proposta di revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili e le ulteriori integrazioni del Piano REPowerUE, la produzione di energia da fonte rinnovabile sarà portata al 45% entro il 2030, un aumento consistente della produzione che potrebbe raggiungere e superare il 70% in alcuni Paesi, come ad esempio l'Italia.

La magnitudo della nuova capacità di produzione rinnovabile richiede, quindi, un *framework* in grado di **facilitare la creazione di 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. **L’art 2, lett.16 della Direttiva 2018/2001 – che riportiamo di seguito – prevede, tuttavia, una definizione limitativa con riferimento alle comunità energetiche rinnovabili, che esclude dalla compagine di governance le medie e grandi imprese.**

**Confindustria ha ribadito ancora una volta la necessità di estendere la partecipazione di medie e grandi imprese allo sviluppo di rinnovabili, attraverso strutture consortili in grado di gestire più adeguatamente il rischio prezzo ed il rischio controparte connesso agli investimenti negli impianti, consentirebbe di aumentare il potenziale di investimento territoriale di capacità di produzione rinnovabile.** Inoltre, considerando il fabbisogno incrementale di generazione rinnovabile connessa agli obiettivi di sviluppo dell'idrogeno, permetterebbe anche di rafforzare i progetti di produzione di H<sub>2</sub> 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).

Ciò premesso, Confindustria vede con favore l'iniziativa del Regolatore che intende aggiornare le disposizioni ad oggi vigenti in tema di autoconsumo, alla luce degli interventi legislativi di cui al D.Lgs. 199/2021 e al D.Lgs. 210/2021. **Confindustria ricorda però che il quadro regolatorio che sarà definito da ARERA rappresenta soltanto uno dei tasselli necessari al completamento di tutto il quadro di riferimento per i nuovi sistemi energetici di utenza. È necessario, infatti, che venga emanato quanto prima il DM di competenza del MiTE che definirà gli orientamenti in materia di incentivazione, nonché un eventuale aggiornamento delle procedure tecniche del GSE che rappresentano il livello applicativo a cui spesso molti nodi verranno sciolti.**

Con riferimento alle proposte di cui al documento di consultazione in esame, **Confindustria ha evidenziato in linea generale che, al fine di permettere l'effettivo sviluppo delle CER, sarà indispensabile garantire un buon funzionamento dell'intero processo operativo - definendo procedure semplici e tempistiche certe – assicurando al contempo la massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle CER stesse.**

Confindustria ha, inoltre, sottolineato come la delibera 539/2015/R/eel disponga che ARERA stabilisca i corrispettivi, i criteri e le condizioni economiche per la stipula delle convenzioni fra i gestori di rete concessionari e quelli dei sistemi di distribuzione chiusi.

Con riferimento al tema riguardante la richiesta di connessione verso il distributore per i POD appartenenti ai SDC, Confindustria ha suggerito che il distributore possa valutare prioritariamente, qualora la soluzione di connessione fisica imponga tempi eccessivamente lunghi e costi gravosi, il ricorso a una connessione virtuale alla rete pubblica

Infine, in riferimento alle forme di autoconsumo virtuale dell'energia, Confindustria ritiene che la valutazione dell'efficacia delle misure proposte potrà essere completata solo a valle della definizione degli incentivi espliciti riconosciuti sull'energia condivisa da parte del MiTE.

**DCO 385/2022/R/gas “Modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese “gasivore”) a decorrere dal 1°**

## **gennaio 2023” - Attuazione del decreto del Ministro della Transizione Ecologica 21 dicembre 2021, n. 541/2021)”**

Confindustria ha sottolineato come il meccanismo di agevolazione alle imprese gasivore previsto dal decreto del Ministro della Transizione ecologica (MiTE) n. 541/2021 risulta essere una misura di particolare rilievo per tutelare la competitività di specifiche categorie di consumatori industriali, ossia quelli che svolgono attività caratterizzate da ingenti consumi di gas naturale. Tale misura assume ancor più importanza in un contesto quale quello attuale, in cui i prezzi delle commodity energetiche hanno subito forti rialzi e rimarranno su tali livelli ancora per diverso tempo.

Confindustria ritiene opportuno utilizzare la massima sinergia possibile tra le procedure energivori elettrici, già in funzione, e questa per i gasivori. In molti casi le imprese energivore sono anche gasivore. Occorre, dunque, evitare che ci sia una duplicazione della documentazione riguardante l'impresa, come nel caso, ad esempio, delle richieste antimafia.

Per Confindustria è importante che la disciplina definitiva consideri e normi la fattispecie delle reti interne di utenza connesse alla rete regionale dei gasdotti, ovvero di reti interne di utenza connesse ad uno specifico PDR. Si ritiene necessario che la procedura consenta la quantificazione dei consumi per la qualifica di impresa gasivora anche a tutte le imprese connesse a suddette reti, quindi, connesse congiuntamente ad altre al medesimo PDR.

Tra le altre cose è stato segnalato come, in considerazione dell'incertezza che si è verificata in merito all'applicazione delle agevolazioni a decorrere dal 2022 e/o dal 2023 e del limitato tempo che intercorrerà tra la pubblicazione delle delibere e la presentazione delle domande, riteniamo che andrebbe previsto per la nuova categoria di soggetti obbligati della diagnosi energetica, quella delle imprese gasivore un congruo periodo transitorio per adeguarsi alla norma.

Inoltre, si ritiene che nel caso di due PDR - uno di competenza dell'impresa gasivora e l'altro di competenza di una impresa terza (“ESCo”) - che serve il sito di produzione di quell'impresa, attraverso ad esempio di un impianto di cogenerazione, sarebbe opportuno e corretto che, ai fini dell'ammissibilità al sistema di agevolazione, possano essere presi a riferimento i consumi totali del sito, sommando quindi i volumi di entrambi i PDR (quello nella titolarità dell'impresa e quello della ESCo).

### **2.4 Disposizioni urgenti in materia di servizio di default trasporto e di conferimento della capacità di trasporto**

Alla luce della perdurante situazione critica del mercato e delle mancate contrattualizzazioni, evidenziate anche da Confindustria nell'incontro con il Presidente ARERA, l'Autorità ha introdotto misure volte a contenere il numero dei clienti senza fornitore e a facilitare l'incontro tra domanda e offerta in vista dell'inizio del nuovo anno termico 2022-2023.

L'Autorità ha, infatti, approvato, con la deliberazione 440/2022/R/gas, integrazioni alla disciplina del servizio di default trasporto al fine di tener conto delle criticità rilevate circa l'esecuzione del servizio dal 1° ottobre 2022. Inoltre, il provvedimento ha esteso le procedure di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2022/2023

In particolare, al fine di venire incontro alle esigenze degli operatori in difficoltà nella conclusione dei contratti e accogliendo la disponibilità manifestata da Snam, l'Autorità ha dato mandato ai TSO di:

- estendere sino al 31 ottobre 2022, su richiesta dell'Utente (anche a fronte di un aggiornamento delle sottostanti condizioni di fornitura), le capacità conferite nell'anno termico che sta per concludersi,
- svolgere nuovi conferimenti straordinari di capacità da concludersi entro il 10 ottobre 2022.

Alla luce di quanto sopra, Snam ha predisposto due sessioni per consentire ai soggetti interessati di richiedere a Snam l'estensione sino al 31 ottobre 2022 delle capacità conferite per l'anno termico 2021-2022 (come risultanti al 30 settembre 2022). I termini per tale tipologia di richiesta sono rispettivamente il 28 settembre ed il 7 ottobre 2022.

Inoltre, Snam ha attivato due sessioni straordinarie di conferimento di capacità per l'anno termico 2022/2023, con scadenza per le richieste rispettivamente entro il 28 settembre ed entro il 5 ottobre.

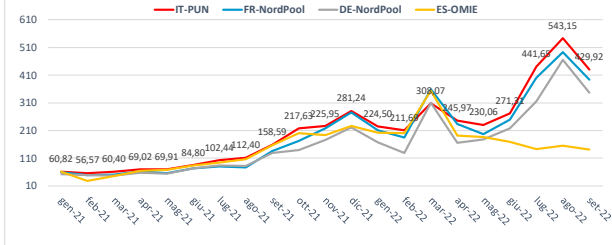
L'introduzione di tali termini straordinari nel processo di conferimento promuove anche l'accesso diretto al trasporto da parte di clienti industriali e società di vendita ancora privi di fornitore che, in attesa di individuare un nuovo supplier sulla rete di trasporto, possono sottoscrivere direttamente con Snam le capacità di trasporto presso i punti di riconsegna di interesse, nonché l'accesso al sistema PSV per poter approvvigionare il gas sul mercato e fornire i punti serviti.

# Report Mercati energetici e Ambientali

## Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

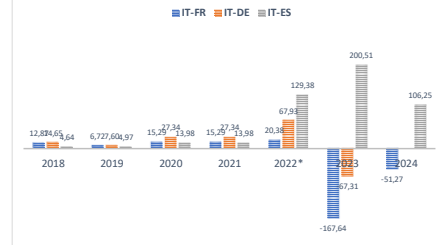
### Mercato Elettrico - Spot

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



\*Media prezzi giornalieri fino al 30.09.2022

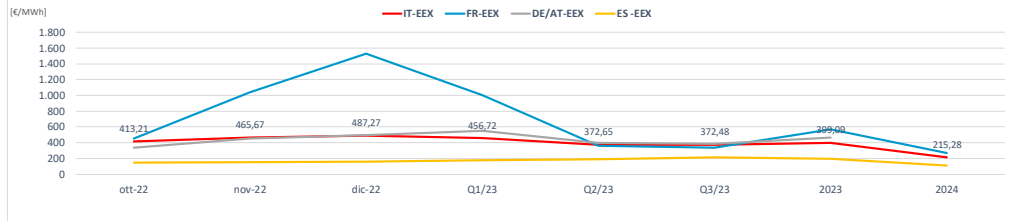
Spread Elettrico €/MWh



\* quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

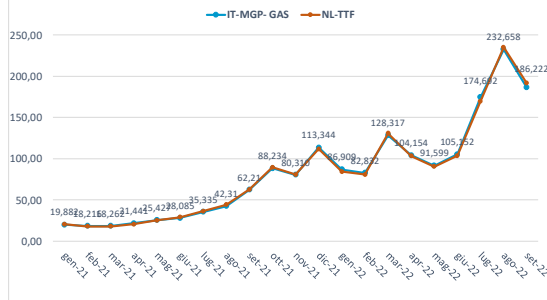
### Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 29.09.2022, €/MWh



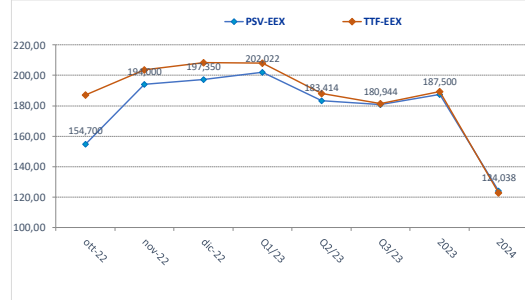
### Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



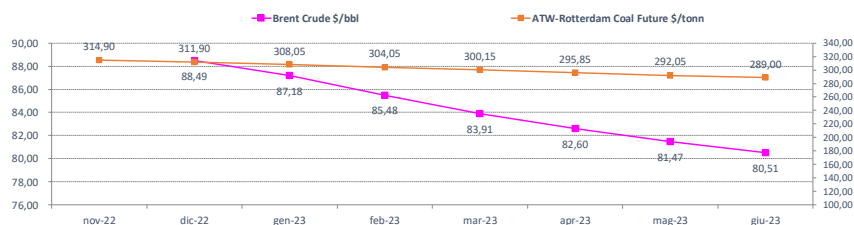
\*Media prezzi giornalieri fino al 30.09.2022

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 29.09.2022 - €/MWh



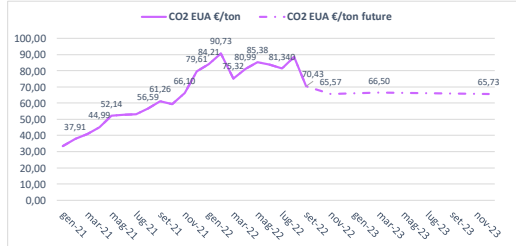
### Mercato Commodities

Prezzi future al 29.09.2022

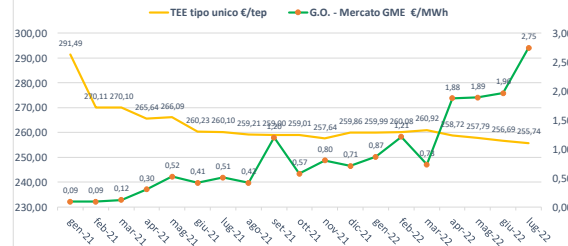


### Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 29.09.2022



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, Epex, GME, NordPool, OMEI, 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