



## **Focus Energia e Sostenibilità**

**n. 25 – aprile 2023**

## Sommario

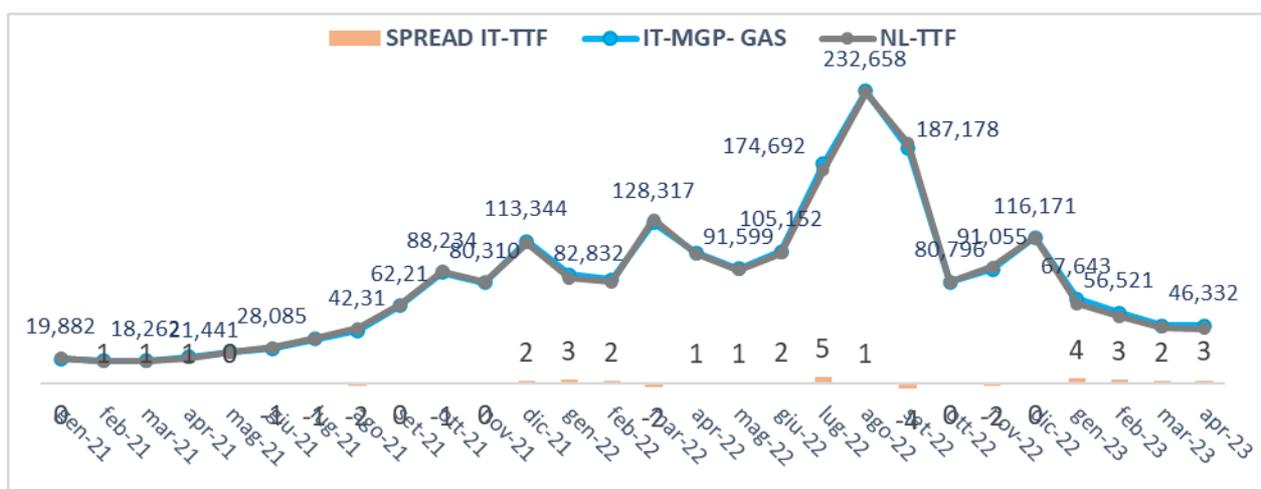
<b>Approfondimenti</b>	<b>2</b>
1. <b>Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas</b>	<b>2</b>
2. <b>Aggiornamento stato pacchetto "Fit for 55"</b>	<b>5</b>
3. <b>Evoluzioni Riforma Market Design Elettrico europeo</b>	<b>11</b>
4. <b>Aggiornamento sicurezza gas 2023: monitoraggio stoccaggio gas</b>	<b>13</b>
5. <b>Avviata la piattaforma europea per gli acquisti comuni di gas</b>	<b>14</b>
<b>Principali novità di settore</b>	<b>19</b>
1. <b>Novità per le rinnovabili contenute nel Decreto Pnrr 3</b>	<b>19</b>
2. <b>Decreto agrivoltaico (notificato alla CE)</b>	<b>21</b>
3. <b>Aggiornamento PNRR – M2C1 – Investimento 2.2: Parco Agrisolare</b>	<b>22</b>
<b>Report Mercati energetici e Ambientali</b>	<b>24</b>

# Approfondimenti

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

I prezzi spot preconsuntivi di aprile si consolidano in linea con il mese precedente. L'inverno particolarmente mite, la **contrazione della domanda**, sia industriale che domestica, i **flussi gas abbondanti** (da GNL, Norvegia, Algeria), gli **stoccaggi gas già al 60%** (con prospettiva di raggiungere il 90% ben prima di fine settembre) e il **calo delle quotazioni CO<sub>2</sub>** e delle **commodities fossili** (oil e carbone) **concorrono a determinare una diminuzione del prezzo del gas di circa il 50%**. Il significativo abbassamento, il **prezzo risulta comunque superiore rispetto ai livelli pre-crisi del gas, iniziata a marzo 2022**.

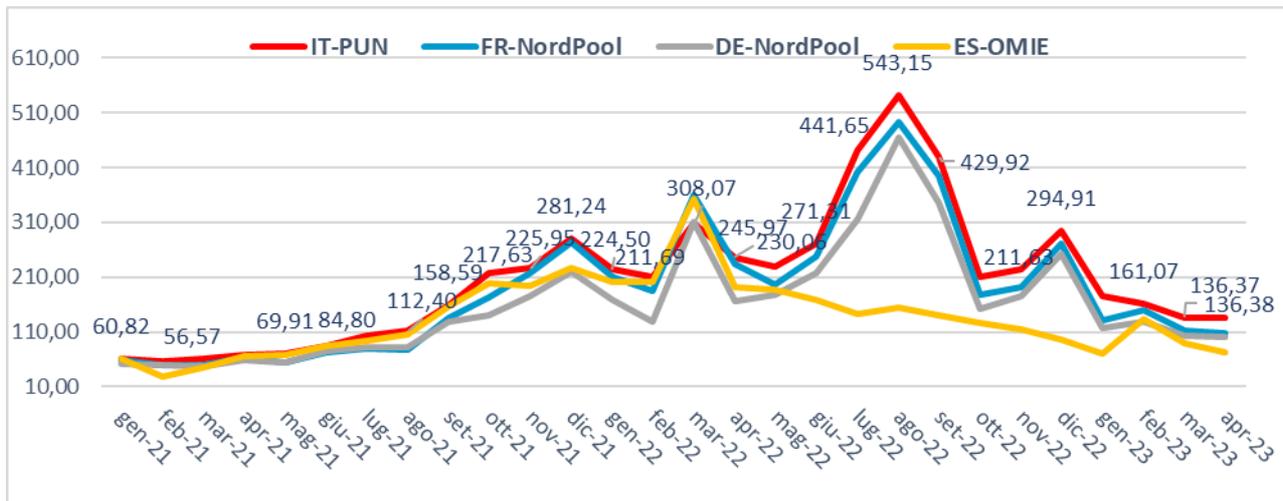
Confronto prezzi medi mensili gas MGP-GAS e TTF - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX, GME

La diminuzione del prezzo del gas **si riflette** sui **prezzi elettrici**, più che **dimezzati** rispetto ai picchi dell'anno scorso. Più nel dettaglio il **Pun**, nonostante i prezzi siano ancora superiori alla soglia dei 100 €/MWh, ad aprile, ha raggiunto i **136,4 €/MWh**, rispetto ai **246 €/MWh** dello stesso mese nel 2022, con una diminuzione di oltre il 55%.

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



Fonte: GME, NordPool, OMIE, Powernext

Da notare il permanere, da inizio anno, di un **differenziale di prezzo delle quotazioni PUN in Italia di circa +30% rispetto a Francia e Germania; si allarga nuovamente anche lo spread sul gas PSV/TTF.**

Altri **elementi che contribuiscono alla stabilità e resilienza dei mercati gas** riguardano, come anticipato, gli **stoccaggi** e gli **strumenti comunitari per l'aggregazione e la trasparenza.**

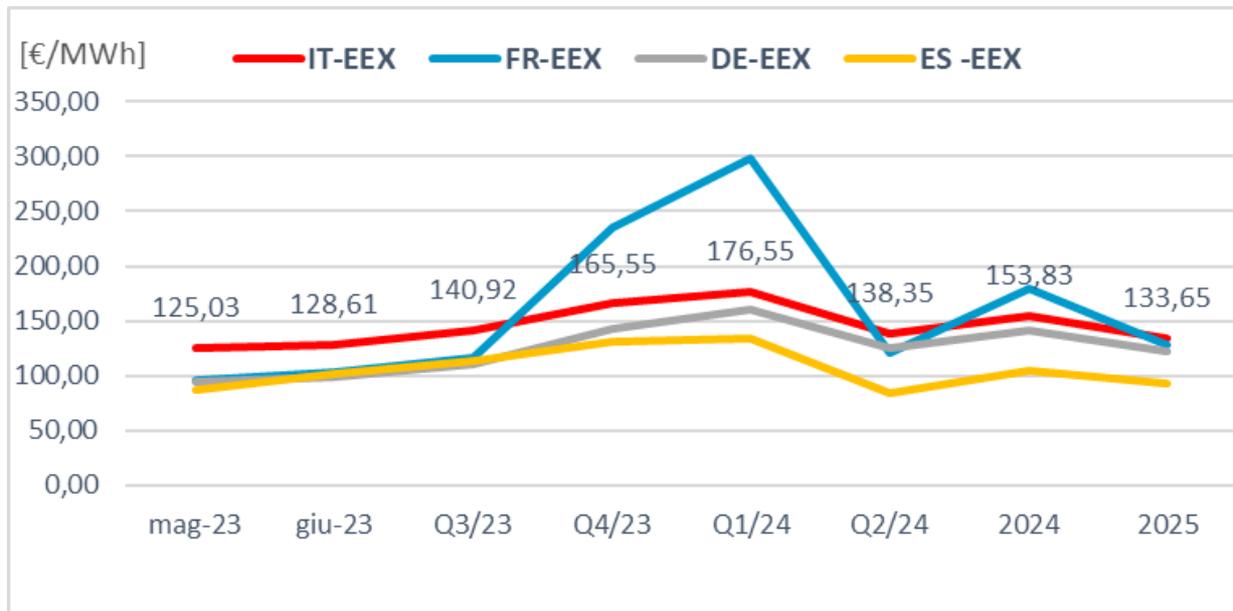
Ad aprile è stata avviata la stagione di iniezione gas in stoccaggio: i **livelli di riempimento si mantengono ai massimi pluriennali.** Rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in **EU abbiamo +30 mld mc di gas in stoccaggio, in Italia +5 mld mc.**

La **partenza della piattaforma comune di acquisti gas europei** AggregateEU (EU Energy Platform) che ha l'obiettivo di aggregare la domanda gas degli operatori europei per ottenere condizioni di fornitura più competitive. Intanto **dal 31 marzo ACER ha avviato la pubblicazione del benchmark UE per il prezzo giornaliero del GNL importato rispetto al prezzo giornaliero del contratto TTF Front-Month** (il prezzo del GNL è rilevato per le zone Europa (UE), Europa nord-occidentale (NWE), Europa meridionale (SE)).

La Commissione UE ha, inoltre, recentemente **confermato l'indicazione della riduzione dei consumi gas del 15% fino alla fine dell'inverno 23/24.**

**Per i prossimi mesi estivi, incombe però il rischio siccità,** che avrebbe come conseguenze il basso livello di produzione idroelettrica, termoelettrica e nucleare, come già avvenuto nel 2022. Come l'anno scorso, **la ridotta produzione idroelettrica in primavera ed estate porterà a un aumento del prezzo del MWh nella stagione estiva.**

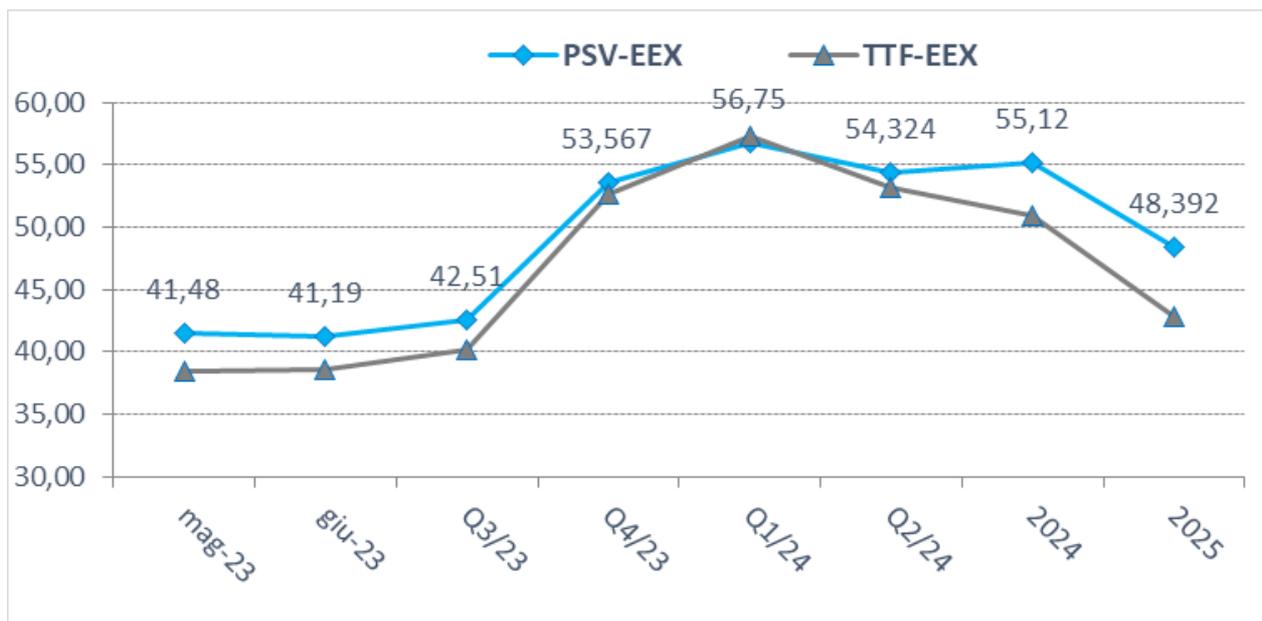
### Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 26.04.2023 - €/MWh



Fonte: dati pubblici EEX

**Quotazioni futures 2024 e 2025: power Ita Cal24 = 153,83 €/MWh, Cal25 = 133,65 €/MWh; gas PSV Cal24 = 55,12 €/MWh, Cal25 = 48,392 €/MWh**

### Prezzi futures delle principali borse gas europee al 26.04.2023 - €/MWh

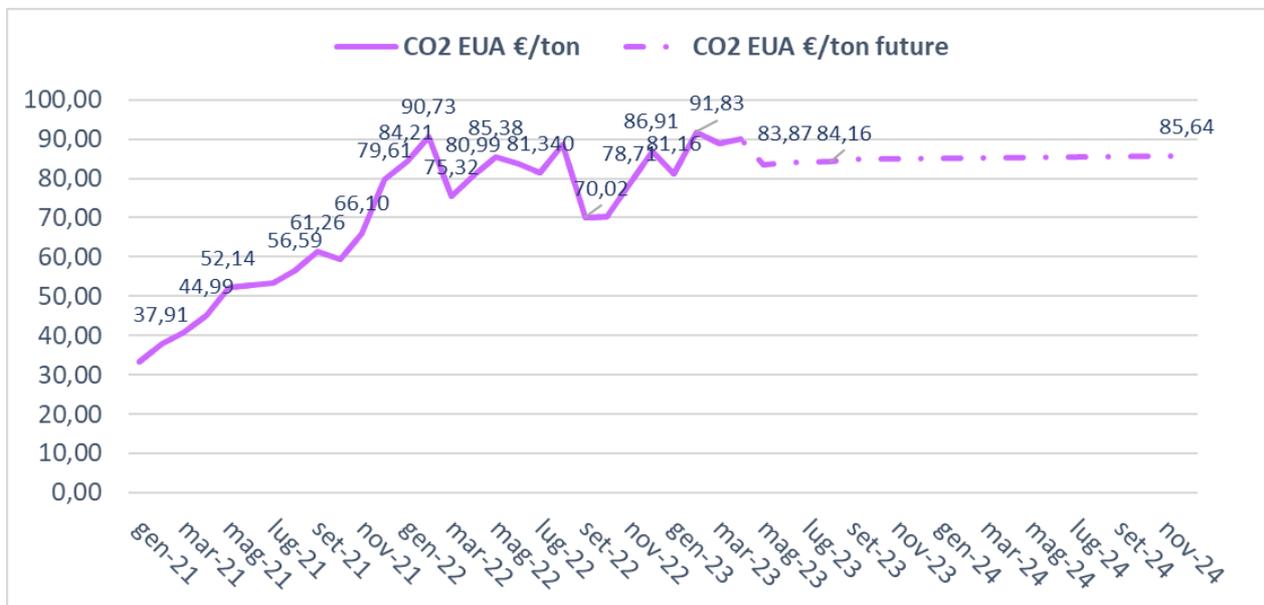


Fonte: dati pubblici EEX

Infine, si segnala, la prosecuzione del trend ribassista delle quotazioni CO<sub>2</sub> EUAs che tornano sotto a 90 €/tonn, le quotazioni sono influenzate, oltre che **dal calo della domanda** pre-scadenza compliance 2022 a fine aprile **e dai timori di un rallentamento della crescita macroeconomica nel 2023-2024** (peggioramento dei listini borsistici mondiali soprattutto

USA), dall'avanzamento delle policy di decarbonizzazione europee. L'Europarlamento ha dato il **via libera** (lo scorso 18 aprile) alla  **riforma del sistema ETS** (parte del Pacchetto *Fit For 55*) con **nuovi target di riduzione emissioni al 2030 -62% rispetto al 2005**, per raggiungere i quali sono previste **riduzioni una tantum di quote nel 2024** (90 mln tonn CO<sub>2</sub>eq) **e nel 2026** (27 mln tonn CO<sub>2</sub>eq) **e una riduzione annuale di quote del 4,3% nel 2024-2027 e 4,4% nel 2028-2028** (nel 2022 le emissioni ETS sono scese del 1,4% rispetto all'anno precedente, cioè -18 mln tonn CO<sub>2</sub> eq). **Approvato anche il Meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM)**, che prevede la tassazione della CO<sub>2</sub> alle frontiere UE che sostituirà gradualmente le allocazioni gratuite ETS alle imprese;

**CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 26.04.2023**



Fonte: dati pubblici EEX

## 2. Aggiornamento stato pacchetto “Fit for 55”

Nelle ultime due settimane il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno **approvato il blocco più importante di provvedimenti del pacchetto “Fit for 55”** dopo un lungo iter legislativo avviato con la proposta della Commissione il 14 luglio 2021. Si tratta dei provvedimenti di indirizzo più importanti con i quali **viene ulteriormente emendata la Direttiva 2003/87/EC** (dopo Direttiva 2018/410 - Direttiva ETS) **al fine di aggiornare gli obiettivi di decarbonizzazione con i nuovi target introdotti con la Carbon Law che prevedono una riduzione delle emissioni dei gas climalteranti di almeno il 55% entro il 2030 e la Neutralità Climatica al 2050.**

Accanto alle modifiche della Direttiva ETS sono stati **aggiornati anche il Regolamento *Effort Sharing* relativo agli obiettivi di riduzione delle emissioni per tutti i settori non inclusi in ETS e i Regolamenti relativi alla *Market Stability Reserve* (MRS).** Una importante

**innovazione del quadro normativo** è rappresentata dal **Cross Border Adjustment Mechanism** (CBAM) **introdotto per tutelare i settori industriali esposti al rischio di delocalizzazione (carbon leakage)** a causa della concorrenza “sleale” di beni prodotti in aree extra-UE che non sono sottoposte ad analoghe misure o meccanismi per internalizzare sul costo di produzione del valore delle esternalità ambientali.

**Questi provvedimenti rappresentano per gli Stati Membri dell’Unione il più importante segnale di indirizzo per l’aggiornamento dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC). Piani che, secondo le linee guida pubblicate dalla Commissione lo scorso 28 novembre, dovranno essere sottoposti alla CE entro il prossimo 30 giugno** e approvati, dopo che la Commissione avrà adottato le opportune verifiche e proposte di integrazione entro il 30 giugno 2024. Prima della presentazione, ai sensi del regolamento Comunitario 2018/1999, la bozza di PNIEC dovrebbe essere posta in consultazione agli stakeholder nazionali.

Per questa ragione riteniamo che sia importante sintetizzare i **principali punti di ricaduta dei provvedimenti approvati e ratificati e considerarli in relazione al recente studio di Confindustria-RSE con il quali sono stati analizzati i possibili percorsi di decarbonizzazione per l’Italia** considerando anche le ricadute economiche del processo di transizione energetica.

I provvedimenti ratificati in queste settimane fanno seguito ai “provisional agreement” raggiunti nel “trilogo” europeo dello scorso 18 dicembre 2022. Nell’incontro sono stati definiti gli accordi relativi alla revisione della Direttiva ETS, la revisione del Regolamento sulla MRS e il rafforzamento del Social Climate Fund.

**I punti più importanti dell’accordo** posso essere sintetizzati come segue:

- 1) Per quanto riguarda gli **obiettivi di riduzione delle emissioni**, per gli impianti iscritti al registro ETS è prevista una riduzione delle emissioni del 62% al 2030 rispetto al livello registrato nel 2005. A partire dal 2024, per i settori manifatturieri (non Power), rappresenta un incremento del *Linear Reduction Factor* (fattore di riduzione delle quote assegnate gratuitamente agli impianti - LRF) del 4,3% annuo dal 2024 al 2027 e del LRF 4,4% a partire dal 2028. Si tratta di un raddoppio che determinerà un impatto importante sui costi dei settori coinvolti in quanto il LRF raddoppia dal 2,2% (previsto fino al 2030 con la precedente Direttiva 2018/410) al 4,35%. Inoltre, è prevista rispetto al CAP complessivo di quote del meccanismo ETS, una cancellazione una tantum di 90 milioni di quote nel 2024 e di 27 milioni di quote nel 2026.
- 2) Nella **nuova Direttiva ETS** viene apportato un’importante **modifica ai meccanismi di “tutela” sostituendo progressivamente il meccanismo “carbon leakage”** (cessione di quote gratuite) **con un meccanismo di “tassazione” del carbonio sui beni importati da aree extra UE non sottoposte a misure analoghe**. Il meccanismo di rilascio di quote gratuite sarà progressivamente eliminato a partire dal 2026 e sarà progressivamente sostituito entro il 2034. Inoltre, con riferimento alle produzioni degli impianti Europei in ETS destinate in aree extra UE, sono previste ulteriori misure di tutela per non penalizzare questa attività di esportazione.

- 3) La nuova Direttiva prevede l'**estensione del meccanismo ETS** (denominato ETS II) **anche al settore degli edifici e al settore dei trasporti**. L'applicazione del meccanismo al settore degli edifici dovrebbe essere applicata a partire dal 2027 (si discute di un ulteriore slittamento al 2028). Con riferimento all'applicazione del meccanismo al settore dei trasporti i soggetti obbligati all'acquisto delle quote sono i distributori di carburanti. Viene introdotto anche in questo caso un LRF del 5,1% 2024-2027 e un LRF del 5,38% dal 2028. Viene inoltre introdotto un cap al prezzo delle EUA a 45 € (per più di due mesi consecutivi, mediante utilizzo fino a 20 Mln quote). Tuttavia, è previsto che lo Stato membro possa esentare l'applicazione del meccanismo ETS se è prevista una Carbon Tax sui carburanti con valore uguale al prezzo ETS II. Questo provvedimento risulta particolarmente delicato per il settore automotive già oggetto non soltanto di importanti misure relative alle emissioni medie delle flotte di autoveicoli prodotti ma anche della riforma, incluso nel pacchetto 'Fit for 55', della tassazione dei prodotti energetici.
- 4) Nel provvedimento sono inoltre incluse delle **misure per destinare una parte importante delle quote ETS all'Innovation Fund** aumentandone la dotazione fino a 575 Mln di quote. Viene inoltre **rafforzato il Modernisation Fund** con riferimenti ai Paesi che presentano un GDP pro-capite al di sotto del 75% della media europea. Viene **introdotto il Social Climate Fund** per limitare l'impatto economico e sociale sui soggetti più vulnerabili.
- 5) La Direttiva introduce **importanti novità anche per il Settore Marittimo**. Anche a questo settore viene esteso il meccanismo ETS ed inoltre il meccanismo integra anche le emissioni di metano e N2O in aggiunta a quelle di CO2. L'avvio del meccanismo è previsto nel 2024. Nella fase di avvio saranno acquistate quote per il 40% delle emissioni nel 2024, del 70% nel 2025 per arrivare a pieno regime del 100% nel 2026. Il meccanismo riguarda tutte le imbarcazioni oltre le 5.000 T a partire dal 2024 e anche i cargo tra 400 e 5.000 T a partire dal 2027.
- 6) Infine, il **meccanismo** viene **esteso anche agli impianti di incenerimento dei rifiuti**. Gli Stati membri dovranno misurare e verificare le emissioni degli inceneritori a partire dal 2024. La Commissione presenterà nel 2026 una proposta per includere gli impianti nel meccanismo entro il 2028 con un possibile opt-out fino al 2030.
- 7) Viene inoltre previsto un **ulteriore rafforzamento del contributo alla riduzione delle emissioni da parte del trasporto aereo**.

Negli accordi sono state **apportate modifiche importanti anche alla Market Stability Reserve** introdotta nel 2015 per stabilizzare il prezzo della CO2.

La principale modifica riguarda i parametri di funzionamento della MSR rispetto al testo della Decisione del 2015/1814 e come successivamente modificato nel 2018. Nel 2018 è stato introdotto un meccanismo di ritiro e rilascio quote a "due vie". Il meccanismo si applica in relazione al numero totale delle quote di emissione in circolazione (parametro denominato TNAC). Il meccanismo è asimmetrico ovvero i criteri di ritiro differiscono da quelli di rilascio:

- a) se TNAC>833Mln allora il 24% del TNAC è rimosso dal mercato ed immesso in riserva per un numero minimo di quote di 200 Mln;
- b) se TNAC<400Mln allora la riserva rilascia nel mercato 100 Mln di quote.

Per quanto sia prevista anche la possibilità di rilasciare le quote, a beneficio della riduzione del prezzo della CO2, l'impostazione del meccanismo appare ancora fortemente orientato a sostenere il valore delle quote ETS. La decisione adottata manterrebbe questo meccanismo fino al 2030 e solo dopo il IV periodo ETS, dal 2031, il tasso di rilascio ritornerebbe al 12% con un numero minimo di quote di 100 Mln (come previsto dal precedente Regolamento 2015/1814).

Con la Direttiva **viene rettificato anche il Regolamento CBAM** complementare alle parti della Direttiva ETS che prevedono la progressiva sostituzione del meccanismo "*carbon leakage*" a partire dal 2026. Il CBAM dovrebbe colpire tutte le produzioni extra UE sulla base del loro contenuto di carbonio in modo tale da eliminare il rischio di dumping ambientale rispetto alle produzioni degli impianti in ETS. Il CBAM sarà progressivamente esteso fino a coprire tutti i settori in ETS entro il 2030. Il campo di applicazione del CBAM riguarda tutti i prodotti importati di valore superiore a 150 €. Per l'introduzione del meccanismo è prevista una fase transitoria per definire l'assetto organizzativo e procedurale per applicare il meccanismo dal 01/10/2023 al 31/12/25 terminata la quale, il meccanismo entrerà a regime dal 01/01/2026.

Per i settori industriali in "*carbon leakage*" sarà importante comprendere come il CBAM sostituirà il meccanismo di allocazioni gratuite dal 2026 fino al 2034. Le percentuali di sostituzione (che andranno attentamente valutate con riferimento al *linear reduction factor* visto in precedenza) verranno introdotte con la seguente progressività: 2026: 2.5%, 2027: 5%, 2028: 10%, 2029: 22.5%, 2030: 48.5%, 2031: 61%, 2032: 73.5%, 2033: 86%, 2034: 100%.

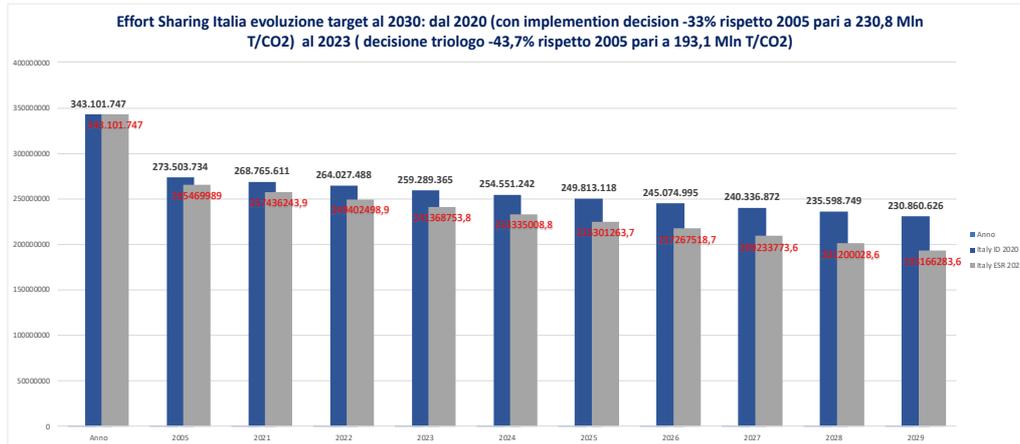
Sarà inoltre introdotto per i soggetti importatori sottoposti a CBAM un apposito registro: a questo registro sono tenuti all'iscrizione gli importatori o rappresentanti indiretti degli acquirenti.

A partire dal termine del periodo transitorio e ogni due anni la Commissione deve verificare gli effetti di spiazzamento sulla competitività delle produzioni sottoposte a ETS in EU che sono esportate in aree che non adottano meccanismo ETS o analoghi meccanismi. La Commissione con i rapporti periodici propone delle modifiche all'impianto normativo del CBAM.

**Altro elemento importante** del quadro complessivo di riduzione delle emissioni è rappresentato dalla **revisione del Regolamento *Effort Sharing* (ESR)**, approvato con voto favorevole il 14/3/23 dal Parlamento Europeo. Il testo approvato è quello sul quale lo scorso 8 novembre 2022 era stato raggiunto un accordo tra Consiglio e Parlamento successivamente ratificato con il COREPER 21/12/2022. Il ESR responsabilizza gli Stati membri per la riduzione delle emissioni in tutti i settori/impianti che non sono coperti dal meccanismo ETS. Per il nostro paese le emissioni sottoposte al Regolamento ESR sono oltre i due terzi del totale.

Il nuovo accordo ESR ha l'obiettivo di ridurre le emissioni del 40% rispetto alla base line 2005. Sono stati adeguati anche l'*implement decision* del 2020 con la quale sono definiti gli obiettivi di riduzione delle emissioni di ogni Paese dell'Unione (gli obiettivi di riduzione di ogni singolo

stato considerano anche molti indicatori socio-economici GDP/pro etc). Questo comporterà una revisione delle traiettorie di riduzione introdotte dai PNIEC, presentato dall'Italia, di almeno il 43,7% delle emissioni al 2030 (il PNIEC del 2020 prevedeva un -33% al 2030). La figura di seguito riportata rappresenta un prima stima per l'Italia del trend di riduzione per i settori *Effort Sharing*.



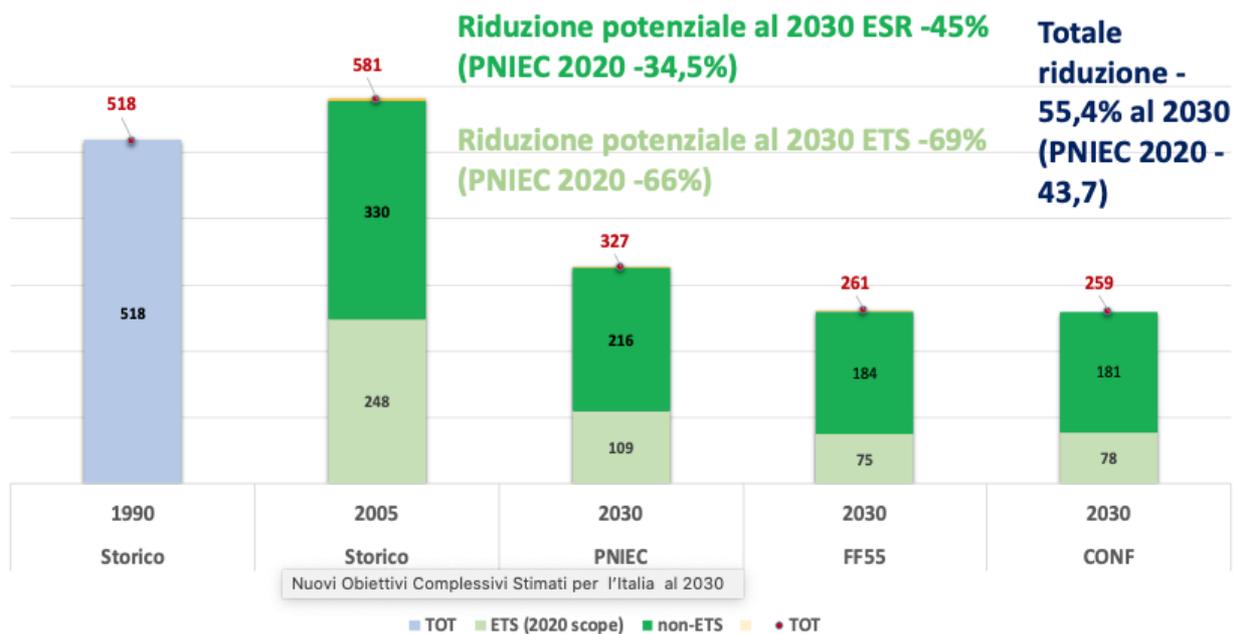
Il nuovo Regolamento *Effort Sharing* ha introdotto le seguenti principali modifiche al regolamento precedente:

1. la traiettoria di riduzione delle emissioni dal 2023 al 2025 dovrà essere rettificata dagli stati membri (attraverso il nuovo PNIEC) sulla base della media emissioni 2016-2018. Nel 2025 si proporrà un'ulteriore revisione del trend di riduzione per il periodo 2026-2030;
2. con riferimento ai settori del "trasporto su strada" ed "Edifici" viene previsto un doppio status ovvero rimangono integrati negli obiettivi ESR e, rafforzati con l'introduzione dell'ETS II, il quale dovrebbe rappresentare un incentivo economico addizionale per raggiungere obiettivi di decarbonizzazione settoriale.
3. Sono introdotti anche i seguenti meccanismi di flessibilità per gli stati membri: a) Banking (fino al 15%) ovvero la possibilità di trasferire le quote in sovrappiù nei successivi anni e/o scambiarle con altri stati dell'Unione (borrowing consentito fino al 7,5%); b) Uso delle quote ESR in sovrappiù a compensazione del fabbisogno di quote ETS dei settori dello stato membro (previsto solo per 9 MS, Italia esclusa); c) Uso delle riduzioni LULUCF a riduzione del target ESR (per ogni stato membro ma non trasferibile ad altri)
4. Proposta di revisione nel 2027 delle traiettorie di riduzione per periodo post 2030.

Nel pacchetto "Fit for 55" veniva introdotto anche un adeguamento del precedente Regolamento 2018/841 (Land Use, Land-Use Change and Forestry). Con questo provvedimento ogni stato membro deve garantire che le emissioni del settore dell'uso del suolo, del cambiamento di uso del suolo e della silvicoltura siano compensate da una quantità di assorbimenti "almeno equivalente" nel periodo 2021-2030 (regola del "non debito"). Il

potenziale dei settori LULUCF per l'assorbimento di carbonio è ritenuto importante dalla Commissione per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica al 2050 ed in parte possono fornire un contributo in riduzione rispetto al target previsto al 2030. Il provvedimento mira a realizzare dai settori una capacità di assorbimento di 310 Mt di Co2 a livello Europeo. La decisione adottata prevede che ogni SM sarà sottoposto ad un bilancio pluriennale dal 2026-2029 per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030.

**L'insieme di questi provvedimenti, unitamente alla nuova Direttiva per le Rinnovabili RED III e la Direttiva per l'efficienza energetica concorreranno a definire il nuovo quadro per la stesura del nuovo PNIEC Italiano che il Governo dovrà presentare entro giugno.** Si tratta di obiettivi che possono essere raggiunti, sul piano potenziale, come riportato nel seguente grafico che sintetizza le analisi condotte da Confindustria e presentate a marzo 2023.



Come possiamo vedere nelle stime presentate da Confindustria il potenziale di riduzione dei settori ESR supera l'obiettivo italiano del 43,7% arrivando a una riduzione potenziale del 45%. Anche per i settori ETS il potenziale supera il valore medio di riferimento della nuova Direttiva comunitaria del 62%. Complessivamente il Paese può raggiungere l'obiettivo del 55%, per quanto si stima che il nuovo target complessivo per il Paese dovrebbe assestarsi nell'intorno di una riduzione al 2030 pari a circa il 52%, fattibile purché i processi autorizzativi, la definizione delle aree idonee per lo sviluppo della produzione rinnovabile e 1.120 Mld di risorse aggiuntive siano parte consolidata di una visione strategia nazionale.

### 3. Evoluzioni Riforma Market Design Elettrico europeo

Come abbiamo documentato nel numero precedente del Focus Energia, la Commissione Europea, lo scorso 14 marzo, ha presentato una **proposta di Regolamento per il mercato elettrico e una proposta di Regolamento per la revisione del Regolamento REMIT**.

La proposta legislativa per il nuovo *Market Design* del mercato dell'energia elettrica modifica quattro atti legislativi: il Regolamento (UE) 2019/943 (Regolamento sull'energia elettrica); la Direttiva (UE) 2019/944 (Direttiva elettricità); il Regolamento (UE) 2019/942 (Regolamento ACER); e la Direttiva (UE) 2018/2001 (Direttiva sulle energie rinnovabili). La proposta legislativa sulla protezione contro la manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso modifica due atti: il Regolamento (UE) n. 1227/2011 (Regolamento REMIT) e il Regolamento (UE) 2019/942 (Regolamento ACER). Poiché entrambe le proposte contengono modifiche al regolamento ACER, la riforma del mercato dell'energia elettrica prevede una revisione di cinque atti legislativi in totale.

Le **modifiche al Regolamento Energia Elettrica** chiariscono i principi fondamentali per le negoziazioni nei mercati del giorno prima e infragiornaliero; introducono nuove norme per gli appalti da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) della gestione della domanda sotto forma di un prodotto di "riduzione dei picchi" (ossia la riduzione dei picchi di domanda a breve termine), unitamente a norme che consentano ai gestori dei sistemi di distribuzione e ai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) di utilizzare dati provenienti da dispositivi di misurazione dedicati; inseriscono nuove disposizioni per i mercati a termine dell'energia elettrica, per migliorarne la liquidità; chiariscono e incentivano il ruolo e l'utilizzo di contratti a più lungo termine sotto forma di accordi di acquisto di energia e contratti differenziali bilaterali; prevedono nuove norme relative alla valutazione delle esigenze di flessibilità da parte degli Stati membri e la possibilità per loro di introdurre regimi di sostegno alla flessibilità e principi di progettazione per tali regimi; infine introducono nuovi requisiti di trasparenza per i gestori dei sistemi di trasmissione in merito alla capacità disponibile per i nuovi allacciamenti alla rete.

Gli **emendamenti alla Direttiva sull'energia elettrica n.2019/944** introducono nuove regole sulla tutela e l'emancipazione dei consumatori. Includono disposizioni sulla libera scelta del fornitore (obbligo di garantire la presenza di più di un fornitore), una varietà di contratti in offerta, con almeno un'offerta a tempo determinato, a prezzo fisso e chiare informazioni precontrattuali; stabiliscono un nuovo diritto alla condivisione dell'energia rinnovabile (ad esempio, condividere l'energia solare in eccesso sul tetto con un vicino); introducono l'obbligo per gli Stati membri di nominare i fornitori di ultima istanza per proteggere i consumatori dai fornitori falliti e dai consumatori vulnerabili dalla disconnessione, insieme all'obbligo per i fornitori di disporre di strategie di gestione del rischio, ad esempio la copertura; introducono nuovi requisiti per i GRD in termini di capacità disponibile per nuove connessioni in rete; e introducono una nuova disposizione che consenta interventi pubblici mirati nella fissazione dei prezzi da parte degli Stati membri quando la Commissione dichiara una crisi dei prezzi dell'elettricità.

Le **modifiche al Regolamento REMIT** estendono l'ambito della comunicazione dei dati ai nuovi mercati del bilanciamento elettrico e ai mercati accoppiati nonché al trading algoritmico; rafforzano la cooperazione tra le Autorità di regolamentazione dell'energia e finanziarie,

comprese l'ACER e l'ESMA, per quanto riguarda i prodotti energetici all'ingrosso derivati; migliorano la supervisione delle parti segnalanti come i meccanismi di segnalazione registrati (RRM) e le persone che organizzano professionalmente transazioni (PPAT); migliorano le possibilità di condivisione dei dati tra l'ACER, le Autorità nazionali e la Commissione; prevedono un ruolo più forte per l'ACER nelle indagini su casi transfrontalieri significativi per contrastare le violazioni del regolamento REMIT; stabiliscono un quadro per l'armonizzazione delle ammende stabilite dalle Autorità di regolamentazione a livello nazionale.

Le **modifiche al Regolamento ACER** mirano a chiarire il ruolo dell'ACER in merito alla piattaforma unica di allocazione istituita ai sensi del Regolamento (UE) 2016/1719 in materia di allocazione di capacità a termine e in merito alle nuove regole introdotte nel Regolamento Energia Elettrica in materia di mercati a termine e regimi di sostegno alla flessibilità.

La **modifica della Direttiva sulle energie rinnovabili** chiarisce l'applicazione delle norme sui regimi nazionali di sostegno diretto dei prezzi per le fonti energetiche rinnovabili.

Sul piano istituzionale il processo di approvazione dei provvedimenti è stato avviato in sede del Consiglio e del Parlamento Europeo. Sul fronte del Consiglio la proposta sull'assetto del mercato elettrico è all'esame del Gruppo di lavoro Energia, riunitosi il 20 marzo 2023 per discuterne. Il 28 marzo 2023 si è svolto nella riunione del Consiglio dei ministri dell'Energia un dibattito sulla riforma del mercato elettrico.

Attualmente sulla base delle osservazioni ricevute dagli Stati membri sul testo presentato dalla Commissione, la presidenza svedese del Consiglio ha predisposto un primo testo di compromesso. Dalle prime bozze del testo i principali interventi di modifica riguardano lo sviluppo dei prodotti (peak shaving) e la partecipazione della domanda per la sicurezza del sistema elettrico, il ruolo del single buyer e i meccanismi per il rafforzamento del ruolo del prosumer.

In sede di Parlamento Europeo, il fascicolo è stato assegnato alla Commissione per l'industria, la ricerca e l'energia (ITRE) e il relatore è Nicolàs Gonzales Casares (S&D, Spagna). Il relatore per il dossier sul mercato all'ingrosso dell'energia è Maria da Graça Carvalho (PPE, Portogallo). Alla riunione della Commissione ITRE del 27 marzo 2023, la commissaria per l'Energia Kadri Simson ha presentato il pacchetto elettricità. Il 24 aprile è stata avviata la prima discussione in sede di Commissione ITRE.

In sede comunitaria un ulteriore attore istituzionale coinvolto sul provvedimento è il Comitato economico e sociale europeo (CESE) e il Comitato europeo delle regioni (CdR). I due organismi sono stati chiamati a esprimere un parere. Il parere del CESE è previsto per l'adozione in sezioni il 16 maggio 2023 e per la sessione plenaria il 14-15 luglio 2023. Anche il CdR prevede di avviare i lavori per formulare un parere.

Anche le istituzioni legislative degli Stati Membri sono state coinvolte sul provvedimento. Infatti, la proposta EMD della Commissione è stata trasmessa ai parlamenti nazionali il 14 marzo 2023, con il termine per la presentazione di pareri motivati fissato al 24 maggio 2023. Anche la proposta REMIT/ACER è stata trasmessa ai parlamenti nazionali con il termine del 23 maggio 2023.

#### 4. Aggiornamento sicurezza gas 2023: monitoraggio stoccaggio gas

In considerazione di quanto avvenuto l'anno scorso e della necessità di intraprendere azioni strutturali tempestive, Confindustria ha ripreso attivamente il monitoraggio del riempimento dei siti di stoccaggio di gas naturale e le analisi dei flussi di gas in entrata / uscita dal Paese.

In merito al **monitoraggio del riempimento dei siti di stoccaggio**, si ricorda come il 1° aprile 2023 abbia preso il via la **campagna di iniezione 2023**, partita con tempistiche e condizioni di partenza decisamente migliori rispetto a quella del 2022.

Come avevamo, infatti, ampiamente discusso nelle edizioni del Focus di maggio, giugno e luglio/agosto 2022, la campagna di iniezione dell'anno scorso era partita con 8 giorni di ritardo portando ad una perdita di circa 104 milioni di m<sup>3</sup> di gas all'8 aprile 2022 (giorno dell'inizio della campagna), partendo, inoltre, con un residuo di gas praticamente nullo.

Questo aveva generato non poche preoccupazioni, tanto da spingere Confindustria a richiedere esplicitamente al Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema del Gas (CTEM) di nominare Snam come Acquirente di ultima istanza, così da garantire un riempimento dei siti di stoccaggio pari almeno al 90% del totale, come richiesto anche dalla Commissione UE (la richiesta era stata avanzata durante l'Audizione formale del 21 giugno 2022, quando i ritardi e la lentezza della campagna avevano già portato ad una perdita di oltre 1,82 miliardi di m<sup>3</sup>).

Subito dopo l'Audizione, la situazione era decisamente migliorata (ved. grafico successivo) grazie alla grande spinta data dall'acquisto del gas tramite le Aste di ultima istanza e ai **€ 7 miliardi** spesi da Snam e GSE per il riempimento degli stoccaggi.

A migliorare la situazione fu anche la scelta, a novembre 2022, di continuare a **riempire gli stoccaggi in contro-flusso**, così da garantire un buon livello di partenza per l'inizio della campagna di iniezione 2023.

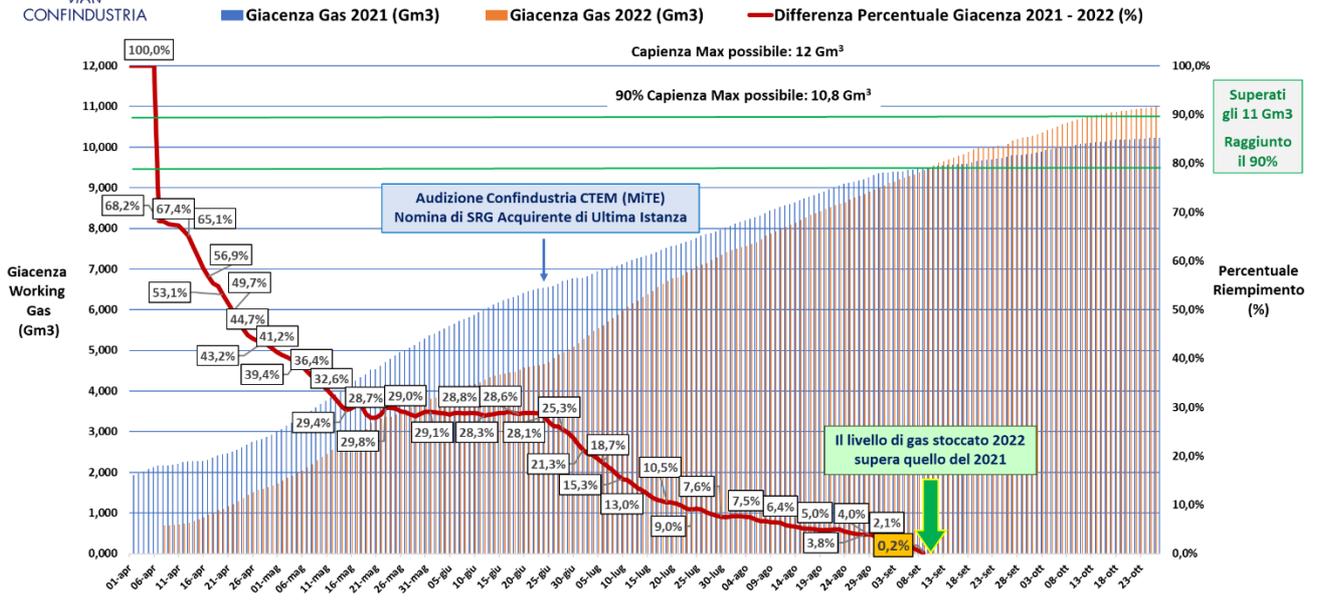
Complice anche l'inverno estremamente mite appena trascorso (che ha scongiurato i razionamenti), **la campagna di iniezione 2023 è partita con un residuo di gas pari a 5,546 miliardi di m<sup>3</sup> di gas (46% del totale - record)**, cioè quasi 3 volte il residuo iniziale della campagna del 2021 (1,9 miliardi di m<sup>3</sup>, 16% del totale), superando la soglia del 50% del totale già il 18 aprile 2023.

Al 25 aprile 2023 il totale di gas stoccato risulta pari a 6,4 miliardi di m<sup>3</sup>, 53% del totale.

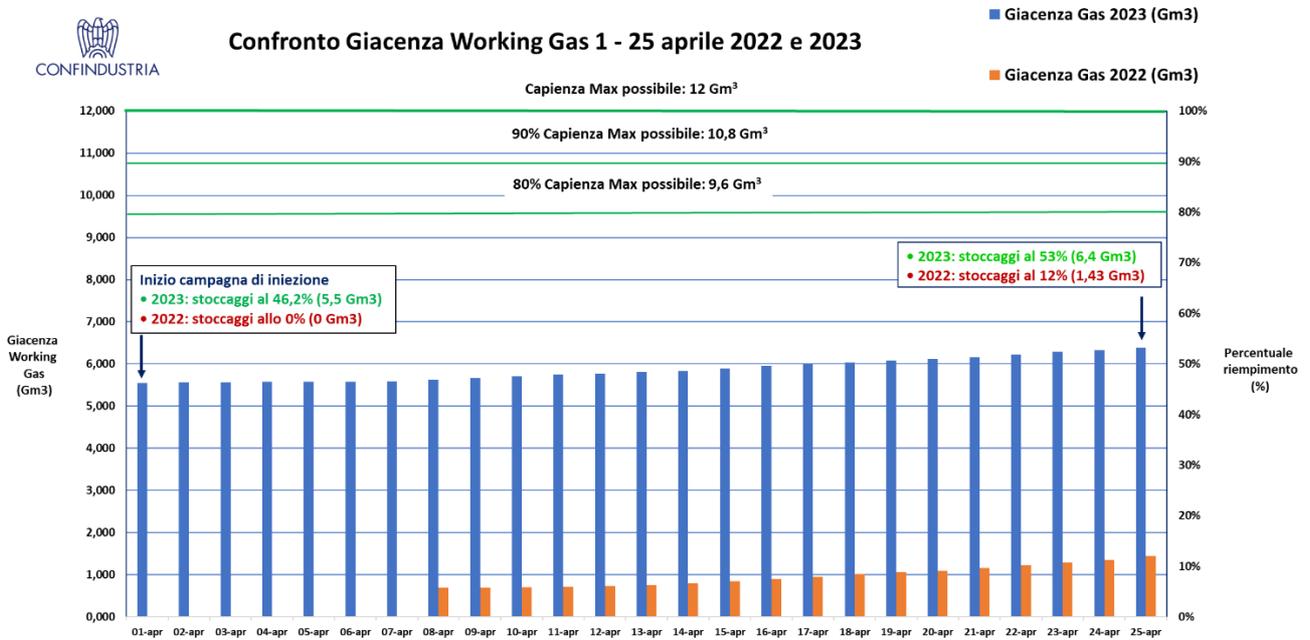
Considerata la situazione attuale e i ritmi di iniezione, non è troppo ottimistico pensare che – almeno sotto il profilo di sicurezza dello stoccaggio – la situazione potrà evolvere in modo decisamente migliore rispetto a quanto fatto l'anno scorso, anche se la vera sicurezza dipenderà (come sempre) dai flussi di gas in arrivo e dalle temperature e consumi che avremo nei prossimi mesi.

Successivamente riportiamo il grafico con il confronto 2021/2022 (che prende tutta la durata delle due campagne di iniezione) e quello con il confronto 2022/2023 dal 1° al 25 aprile.

### Confronto Giacenza Working Gas (1 apr - 27 ott) 2021 e 2022



### Confronto Giacenza Working Gas 1 - 25 aprile 2022 e 2023

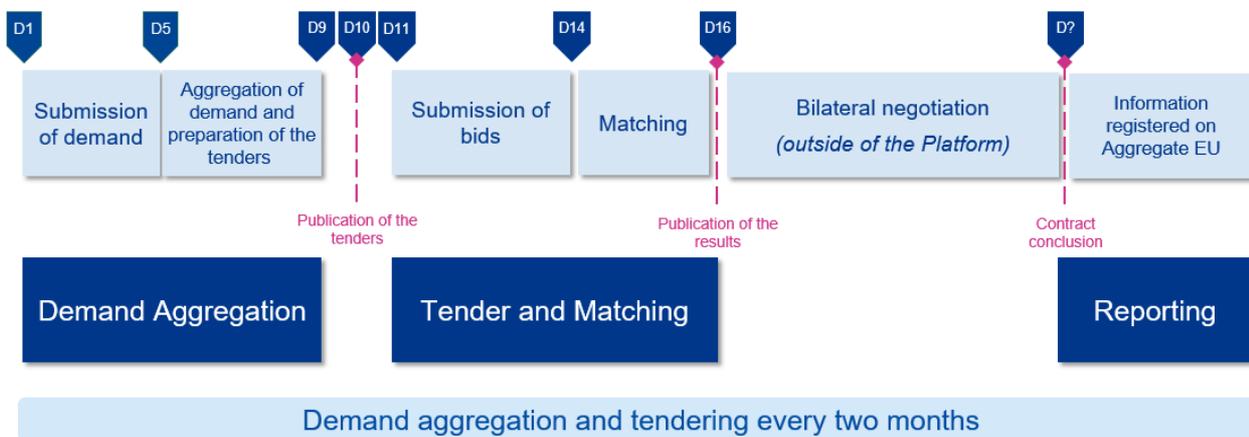


## 5. Avviata la piattaforma europea per gli acquisti comuni di gas

Il 25 aprile si è aperto il primo round per gli acquisti comuni di gas previsti dalla **piattaforma europea AggregateEU**. Tale piattaforma fa parte del processo di diversificazione di approvvigionamento previsto dalla EU “EU Energy Platform”, definito nel corso del 2022 con l’obiettivo di facilitare la sottoscrizione di *Memoranda of Understanding* con i principali esportatori di gas naturale nell’ambito del piano *REPowerEU*.

**AggregateEU** permetterà agli Stati Membri di rispondere agli obblighi di aggregazione della domanda almeno fino al 15% dei rispettivi obblighi di stoccaggio e di mettere in contatto tale domanda con i fornitori più competitivi che si presenteranno nei diversi **tender** (che si terranno ogni due mesi a partire dal 25 aprile 2023). La sottoscrizione dei contratti sarà perfezionata all'esterno della piattaforma stessa, per la quale non è previsto dunque alcun obbligo e l'intera partecipazione è assolutamente volontaria sia per gli acquirenti che i venditori.

Lo schema implementato prevede il seguente processo di partecipazione suddiviso in 9 specifiche fasi:



### 1. Fase preventiva

Preventivamente all'apertura del primo tender, oltre all'affidamento della definizione e gestione della piattaforma alla società PRISMA, è stata lanciata una call per la manifestazione di interesse a fornire due differenti tipologie di supporto e servizi ai partecipanti:

- Agent on Behalf: fornitori di servizi di trasporto, logistica, stoccaggio, bilanciamento e/o facilitazione nella contrattualizzazione a supporto dei consumatori
  - Central Buyer: acquirenti centralizzati che presentano la richiesta per conto di un'aggregazione di consumatori.
2. Submission of demand: gli acquirenti possono sottomettere le quantità richieste per uno specifico prodotto (LNG o gas consegnato ai principali Virtual Trading Point europei) e per un determinato periodo a partire dal secondo mese successivo a quello di svolgimento dell'asta fino ai successivi 12 mesi. La manifestazione di interesse all'acquisto è sottoposta con dettaglio mensile.
  3. Aggregation of demand and preparation of the tenders: AggregateEU raggrupperà tutte le manifestazioni d'interesse e le analizzerà al fine di identificare e rimuovere potenziali comportamenti anomali.
  4. Publication of the tenders: in seguito al completamento dell'analisi del punto precedente, verrà creata e pubblicata la procedura d'asta.
  5. Submission of bids: i potenziali venditori possono sottomettere le offerte di fornitura ad un determinato prezzo per differenti punti di consegna.
  6. Matching: la domanda e l'offerta vengono abbinate da AggregateEU

7. Publication of the results: i risultati del processo di matching vengono comunicati agli acquirenti e ai venditori fornendo i seguenti dettagli:
  - a. Quantità Gas
  - b. Prezzo medio
  - c. Contatti del venditore e dell'acquirente
8. Bilateral negotiation: questa fase di negoziazione bilaterale avviene al di fuori della piattaforma. I partecipanti all'asta possono negoziare e concludere i contratti per l'acquisto del gas ad un determinato delivery point per uno specifico periodo.
9. Transparency Report: le attività svolte nel processo di partecipazione devono essere riportate e rese disponibili per una pubblicazione trasparente degli esiti che avverrà in forma anonima.

Con riferimento ai prodotti negoziabili, la piattaforma prevede la negoziazione di due distinti prodotti, con le seguenti caratteristiche:

1. LNG. Contratti mensili con possibilità di consegna nei terminali delle aree North West e South West. Volume minimo pari a 1/3 di cargo, 300 GWh.
2. HUB. Contratti mensili con possibilità nei diversi hub europei (per il mercato PSV). Volume minimo 5 GWh.

## Available products

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LNG delivery in two areas – North-West and South-East (idem ACER)</li> <li>• Can go to any terminal in the areas</li> <li>• Useful link: <a href="#">What is LNG? : AggregateEU (prisma-capacity.eu)</a></li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Delivery on national markets</li> <li>• 26 national balancing points (NBP) are covered</li> <li>• Useful link: <a href="#">What is NBP? : AggregateEU (prisma-capacity.eu)</a></li> </ul>
<div style="background-color: #ADD8E6; border-radius: 10px; padding: 10px; width: fit-content; margin: 10px auto;">Products</div>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 300 <u>GWh</u> (1/3 of a cargo)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 <u>GWh</u> / month</li> </ul>
<div style="background-color: #ADD8E6; border-radius: 10px; padding: 10px; width: fit-content; margin: 10px auto;">Duration</div>	<p style="text-align: center;"><u>For both products, buyers can :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• submit demand for a range of maximum 12 consecutive months</li> <li>• submit demand as of M+2 months (e.g. in May for July)</li> </ul> <p style="text-align: center;">Multiple tendering rounds will be performed</p>		

Nella piattaforma sono previsti anche delle possibili cooperazioni tra operatori. La piattaforma, infatti, prevede la possibilità di partecipare, oltre che in forma totalmente autonoma, ricorrendo ai servizi offerti dagli *Agent on Behalf* oppure attraverso un *Central Buyer*. Nel primo caso l'acquirente perfezionerà un contratto con consegna all'hub, ma potrà utilizzare gli *Agent on Behalf* per trasportare il gas dall'*hub* fino al punto di consegna REMI (o pdr), presso altro *hub*, facendo uso di servizi di flessibilità o di bilanciamento, e più in generale di qualsiasi ulteriore servizio che potrà essere offerto. In questa modalità, al pari della modalità autonoma, l'acquirente manterrà sempre la proprietà del gas naturale, ed agirà sulla piattaforma in piena

e diretta responsabilità. Nel caso invece di partecipazione attraverso *Central Buyer* l'acquirente demanderà la partecipazione ad un soggetto centralizzato che aggregando la domanda di diversi acquirenti presenterà una partecipazione per conto degli stessi. In quest'ultimo caso non è necessario registrarsi alla piattaforma, in quanto qualsiasi attività sarà svolta dal *Central Buyer*.

## Company cooperation: two models

	Central Buyer	Agent on Behalf
Concept	<ul style="list-style-type: none"> <li>One company - the <b>Central Buyer</b> - <b>centralises</b> the demand for a group of smaller buyers (<i>buys, negotiates, etc.</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>One company - the <b>Agent on Behalf</b> - <b>sells services</b> to buyers (<i>transportation, balancing, etc.</i>)</li> </ul>
Demand submitted by	<ul style="list-style-type: none"> <li>Central Buyer for the group of buyers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Buyers individually (<i>standard process</i>)</li> </ul>
Contracts	<ul style="list-style-type: none"> <li>Between               <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Seller and Central Buyer</li> <li>➤ Central Buyer and each of the smaller buyers</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Between               <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sellers and buyers</li> <li>➤ Agent on behalf and buyers (<i>covering only the relevant services</i>)</li> </ul> </li> </ul>
Other key elements	<ul style="list-style-type: none"> <li>Competition law requirements</li> <li>Either a seller or a buyer in one tender</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Agent on Behalf does not take title of the gas</li> </ul>

Con riferimento agli aspetti finanziari, la piattaforma si occuperà esclusivamente di definire il prezzo del gas, ma non agendo quale controparte centrale lascerà alle parti il compito di definire tutte le condizioni ancillari, tra cui la natura e l'importo dei collaterali a copertura richiesti dai fornitori.

La piattaforma raccoglierà informazioni circa i diversi strumenti finanziari disponibili a non fornirà strumenti finanziari direttamente.

Tale aspetto, che rientra nella fase di *Bilateral negotiation* svolta all'esterno della piattaforma, è una fase molto critica, in quanto in questa sede dovranno essere negoziati tra le parti elementi contrattuali molto critici, tra cui le caratteristiche dei collaterali. Le tempistiche di tali attività non possono essere definite dalla piattaforma, e spesso possono richiedere diverse settimane. I diversi Stati Membri stanno dunque verificando quali strumenti proporre per affiancare la piattaforma con strumenti di gestione dei collaterali, che possano supportare la partecipazione attiva dei consumatori industriali.

# Financial aspects

## Issue

- Counterparts will request instruments to mitigate **risk of non-payment by buyers** or **risk of non-delivery by sellers**

## Role of [AggregateEU](#)

- Collect information about available financial instruments

## Potential support

- [AggregateEU](#) will list public financial information that may support certain buyers
- Useful link: [What Are Financial Instruments? : AggregateEU \(prisma-capacity.eu\)](#)

## Next steps

- Contact your commercial banks
- If relevant, contact one of financial institutions listed on [AggregateEU](#) (*see details on the website*)

## Principali novità di settore

### 1. Novità per le rinnovabili contenute nel Decreto Pnrr 3

Il 20 aprile è stato **approvato in via definitiva** il DDL di conversione in legge del decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13 (di seguito anche: DL o decreto) cosiddetto “Semplificazioni Pnrr” o “Pnrr 3”, il cui testo era stato approvato dal Senato il 13 aprile, recante una serie di interventi volti a favorire l’attuazione del Piano nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano nazionale per gli investimenti complementari (PNC), nonché misure per l’attuazione delle politiche di coesione. Riproponiamo di seguito il **riepilogo** delle misure più importanti in materia di **impianti da fonti rinnovabili**.

#### AREE IDONEE E AUTORIZZAZIONI

In particolare, modificando l’attuale disciplina di cui all’art. 20 del D.lgs n. 199/2021 (*c.d. FER 1*) che detta il regime transitorio applicabile in tema di “aree idonee” per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili applicabile in attesa dei criteri per la loro definitiva individuazione - prevede in sostanza che le:

- le aree idonee includono i siti dove vengono realizzate modifiche sostanziali agli impianti esistenti, anche se diversi dagli impianti fotovoltaici, per rifacimento, potenziamento o integrale sostituzione, con eventuale abbinamento a sistemi di accumulo energetico;
- le modifiche, nel caso di impianti diversi dagli impianti fotovoltaici, possono comportare una variazione dell’area occupata non superiore al 20%;
- per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, le modifiche sostanziali possono comportare una variazione dell’area occupata anche superiore al 20%.

Sono considerate aree idonee anche i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all’interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all’interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori.

Inoltre, viene ridotta la fascia di rispetto dai beni tutelati: con riferimento sia agli impianti eolici (da 7 a 3 km) che fotovoltaici (da 1 km a 500 m). Al riguardo, inoltre, si prevede espressamente che, nei procedimenti autorizzatori, resta ferma la competenza del Ministero della cultura a esprimersi solo in relazione ai progetti localizzati in aree sottoposte a tutela (e non più, quindi, anche sulle cd. aree contermini).

Al riguardo, inoltre, si prevede espressamente che, nei procedimenti autorizzatori, resta ferma la competenza del Ministero della cultura a esprimersi solo in relazione ai progetti localizzati in aree sottoposte a tutela (e non più, quindi, anche sulle cd. aree contermini).

Inoltre, il DL introduce condivisibili procedure semplificate per l’installazione di impianti fotovoltaici, stabilendo che siano liberamente installabili gli impianti fotovoltaici ubicati nelle zone e nelle aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale, nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati, ovvero in cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore

sfruttamento. Qualora tali interventi ricadano in una zona sottoposta a vincolo paesaggistico, l'installazione deve essere preceduta da apposita segnalazione alla Soprintendenza competente. Quest'ultima, in caso di accertata carenza dei requisiti e dei presupposti, nei 30 giorni successivi adotta provvedimenti di divieto di prosecuzione dell'attività e di rimozione degli eventuali effetti dannosi di essa.

## **ESENZIONE VIA**

Il decreto poi apporta modifiche alla disciplina delle procedure autorizzative per l'installazione di tali impianti, di cui al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di *Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*.

Tra le varie modifiche, in generale condivisibili, si prevede che: *i)* il Ministero della cultura non partecipi più al procedimento unico in relazione ai progetti aventi a oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzate nelle aree contermini ai beni sottoposti a tutela, ma solo qualora non siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale; *ii)* l'autorizzazione unica sia rilasciata a seguito di un procedimento unico, cui partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione. Il rilascio dell'autorizzazione comprende il provvedimento di VIA, ove previsto, costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo alla esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale. Il termine massimo per la conclusione del procedimento unico è pari a centocinquanta giorni. Per i procedimenti di valutazione ambientale in corso alla data di entrata in vigore della disposizione, il procedimento unico di cui al presente comma può essere avviato anche in pendenza del procedimento per il rilascio del provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Un punto importante è l'esenzione dalla VIA, fino al 30 giugno 2024, per una serie di impianti a condizione che si trovino in aree idonee:

- impianti fotovoltaici fino a 30 MW comprensivi di opere connesse, sistemi di accumulo e infrastrutture;
- sistemi per lo storage dell'energia elettrica da fonti rinnovabili (sempre comprensivi di opere connesse);
- progetti di rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione di impianti fotovoltaici esistenti, eventualmente comprensivi di sistemi di accumulo, che non prevedano variazione dell'area occupata e con potenza complessiva, a seguito degli interventi, fino a 50 MW;
- progetti di repowering di impianti eolici esistenti, che non prevedano variazione dell'area occupata e con potenza complessiva, a seguito dell'intervento, fino a 50 MW;
- rinnovabili offshore fino a 50 MW, che ricadano, ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, nelle aree individuate dal Piano di gestione dello spazio marittimo.

Altre semplificazioni riguardano le **COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI**.

Si prevede che, fino al 31 dicembre 2025, gli enti locali nei cui territori sono ubicati gli impianti a fonti rinnovabili finanziati a valere sulle risorse di cui alla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2, del PNRR, possono affidare in concessione aree nelle proprie disponibilità per la realizzazione degli impianti volti a soddisfare i fabbisogni energetici delle **comunità energetiche rinnovabili**.

C'è poi una misura che consente ad alcune categorie di operatori del **settore agricolo** l'accesso agli **incentivi** previsti per le **comunità energetiche** rinnovabili e altre configurazioni di autoconsumo diffuso, anche in relazione a **impianti di potenza superiore a 1 MW** e per la quota di energia condivisa da impianti e utenze non connesse sotto la stessa cabina primaria

### **INCENTIVI BIOMETANO, SOGLIE POTENZA FV, TELERISCALDAMENTO**

Si prevede che le disposizioni di cui al decreto Mise n. 65 del 2018 (disciplina tecnica e incentivi per il biometano), continuino ad applicarsi ai progetti per la realizzazione o conversione di impianti di produzione di **biometano** e biocarburanti diversi dal biometano, per i quali: alla data del **31 dicembre 2022** sia stato rilasciato il provvedimento favorevole di **valutazione di impatto ambientale**; sia stato rilasciato il provvedimento di **non assoggettamento** a tale procedura; qualora siano oggetto di procedura a evidenza pubblica, alla data del 31 dicembre 2022 sia stato sottoscritto il contratto con l'amministrazione aggiudicatrice.

Infine, in tema di **teleriscaldamento**, sono previste delle modifiche al decreto legislativo n. 102 del 2014, affidando all'**Arera** il compito di stabilire le **tariffe** di cessione del calore in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

## **2. Decreto agrivoltaico (notificato alla CE)**

Lo scorso 14 aprile il **Ministro** dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Gilberto Pichetto, **ha approvato la proposta di decreto per promuovere la realizzazione di impianti agrovoltaici innovativi. Obiettivo** dell'intervento, **previsto dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, è installare almeno 1,04 GW di impianti agrovoltaici entro il 30 giugno 2026.** Il testo è ora stato trasmesso alla Commissione Europea, dalla quale **si dovrà attendere il via libera per l'effettiva entrata in vigore.**

Come riporta il comunicato stampa del Mase, **il decreto ministeriale prevede** in particolare il **riconoscimento di un incentivo composto da un contributo in conto capitale nella misura massima del 40% dei costi ammissibili e una tariffa incentivante a valere sulla quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete.** Ad essere **sostenute** saranno in particolare **soluzioni costruttive innovative, prevalentemente a struttura verticale e con moduli ad alta efficienza.**

**Per promuovere la realizzazione degli interventi** presso il mondo dell'imprenditoria agricola, per l'accesso alle procedure **sono previsti due distinti contingenti di potenza**: un **primo contingente di 300 MW** destinato al solo **comparto agricolo per impianti di potenza fino a 1 MW** e un **secondo aperto** invece anche alle **associazioni temporanee di imprese composte da almeno un soggetto del comparto agricolo per impianti di qualsiasi potenza**.

**Elemento fondamentale della misura**, per garantire la realizzazione di progetti che generino benefici concorrenti agricoltura/energia e valutarne gli effetti nel tempo **è il sistema di monitoraggio**. è previsto infatti che queste installazioni garantiscano la continuità dell'attività agricola e pastorale sottostante l'impianto per tutto il periodo di vita utile degli impianti e che siano monitorati il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

**Il PNRR attribuisce a questo investimento risorse finanziarie pari a quasi un miliardo e cento milioni di euro. Gestore dell'intera misura e dell'accesso al meccanismo incentivante è il Gestore Servizi Energetici (GSE).**

### **3. Aggiornamento PNRR – M2C1 – Investimento 2.2: Parco Agrisolare**

Il 19 aprile 2023 il Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste (MASAF, già MiPAAF) ha pubblicato il DM che dà attuazione al "*Parco Agrisolare*" (M2C1 - investimento 2.2, da non confondere con l'*Agro-voltaico*, M2C2 - investimento 1.1), ossia, l'investimento che ha lo scopo la **realizzazione di impianti fotovoltaici da installare sui tetti** di edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale, così da 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.

Il DM disciplina gli interventi ammissibili e reca le disposizioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici da installare, i quali devono prevedere una **potenza di picco non inferiore a 6 kWp e non superiore a 1000 kWp**.

Il DM, che fa seguito a quello del 23 agosto 2022 (di cui avevamo parlato nell'edizione del Focus di settembre 2022) pubblicato dall'allora MiPAAF, ribadisce come le risorse totali iniziali pari a € 1,5 miliardi di euro (per gli anni dal 2022 al 2026 a valere sui fondi del PNRR), si siano ridotte a **€ 993.031.470,19** a seguito del Decreto del 21 dicembre 2022 e del Decreto del 30 marzo 2023.

Il DM definisce i criteri e le modalità di erogazione delle risorse e, in particolare:

- a. i criteri per la concessione dell'aiuto individuale ai Soggetti beneficiari e la relativa entità dello stesso;

- b. la procedura per l'ammissione all'aiuto;
- c. i criteri di verifica e le modalità di concessione dell'aiuto.

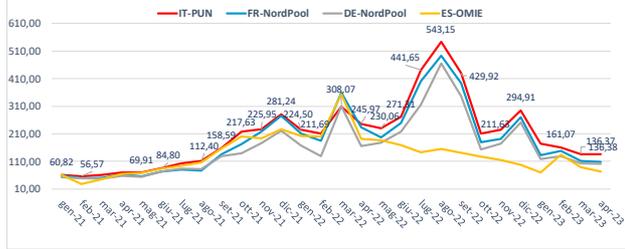
I Soggetti beneficiari dovranno realizzare, collaudare e rendicontare gli interventi entro 18 mesi dalla data della pubblicazione dell'elenco di cui al comma 3 dell'articolo 8, salvo richiesta di proroga, sostenuta da motivi oggettivi e soggetta all'approvazione a cura del Soggetto attuatore, d'intesa con il Ministero. Deve essere garantita comunque la realizzazione, collaudo e rendicontazione degli interventi entro il 30 giugno 2026.

# Report Mercati energetici e Ambientali

## Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

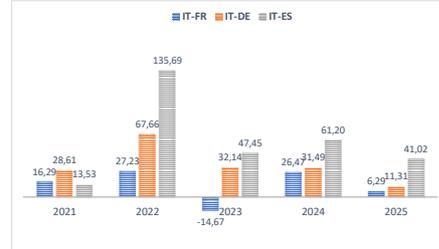
### Mercato Elettrico - Spot

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



\*Media prezzi giornalieri fino al 28.04.2023

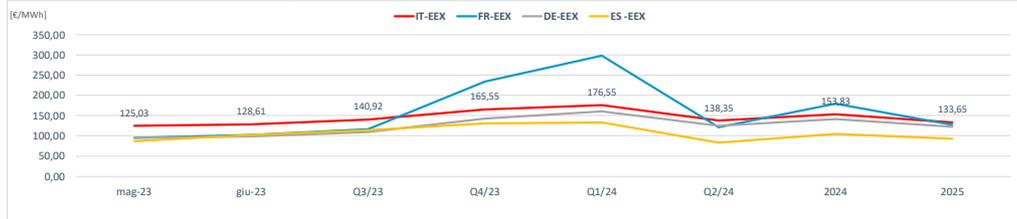
Spread Elettrico €/MWh



\*quotazioni future del 26.04.2023

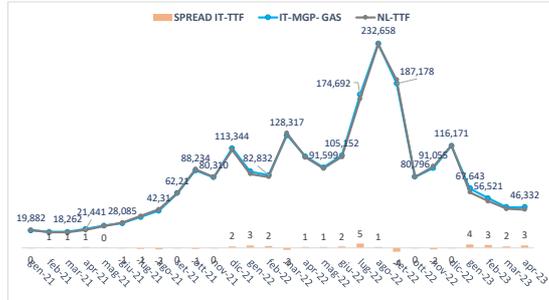
### Mercato Elettrico - Future

Prezzi future delle principali borse elettriche europee al 26.04.2023 - €/MWh



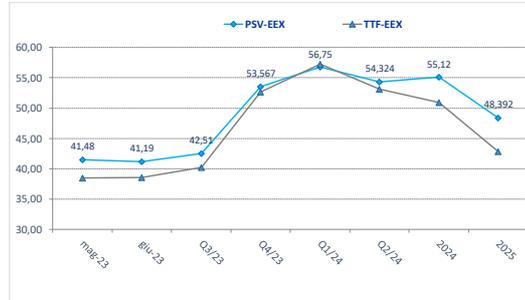
### Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



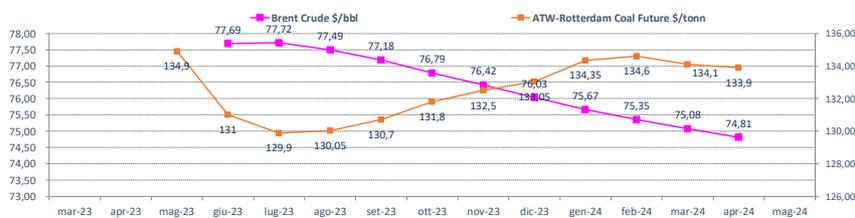
\*Media prezzi giornalieri fino al 28.04.2023

Prezzi future delle principali borse gas europee al 26.04.2023 - €/MWh



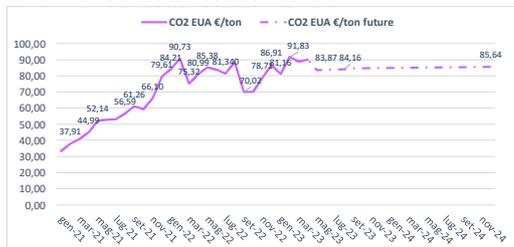
### Mercato Commodities

Prezzi future al 26.04.2023

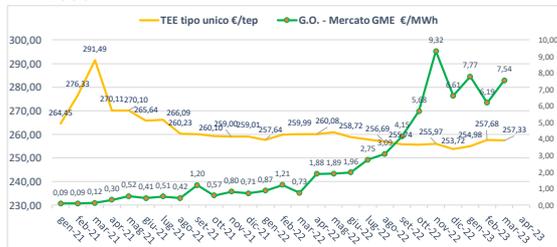


### Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 26.04.2023



TEE e G.O.



Fonte: dati pubblici EEX, GME, NordPool, OMI, 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