



CONFINDUSTRIA

Focus Energia

n. 46 – Marzo 2025

Sommario

Approfondimenti e Posizionamenti	3
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	3
2. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale e nuovo DM MASE	9
3. Bilancio Energia Elettrica	14
4. Audizione Confindustria al DL Bollette	17
5. Posizionamento Confindustria sul <i>Clean Industrial Deal</i>	19
6. Secondo Rapporto EC: focus energia ed evento di presentazione	22
7. Osservazioni Confindustria alla consultazione Terna MACSE	24
8. Il Piano d'azione industriale per il settore automobilistico europeo	24
9. Qualità del servizio elettrico: al via il roadshow sul territorio	27
Principali novità di settore	28
10. Acciaio e metalli: presentato nuovo Piano d'azione della CE per sostenere la transizione	28
11. Stato dell'arte sul recepimento nazionale dell'EMD Reform	29
12. Meccanismi di capacità: la Relazione e le Proposte UE	36
13. Il Rapporto ACER sui Mercati Energetici Ue	37
14. Gestione RAEE Fotovoltaici: il GSE aggiorna le istruzioni operative	39
15. Aste CO₂: nel 2024 proventi per 2,6 miliardi di euro	40
16. Stop al meccanismo dello Scambio sul Posto	40
17. Il MASE pubblica il Vademecum sull'Eolico offshore	40
18. Consultazione MASE su incentivi FER termiche	41
19. Consultazione CE sui mercati dei derivati sulle materie prime	41

Approfondimenti e Posizionamenti

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

di Barbara Marchetti

Dopo i forti movimenti nei primi due mesi, l'andamento dei mercati energetici al momento non mostra una chiara tendenza (al rialzo o al ribasso) riflettendo l'attuale periodo di incertezza e di attesa per l'evoluzione dello scenario geopolitico, in particolare i rapporti USA-Russia, il conflitto in Ucraina, le guerre doganali (dazi), e regolatorio. Putin ha recentemente dichiarato che, se Russia e USA raggiungeranno un accordo sulla cooperazione energetica, l'EU potrà nuovamente ricevere gas russo "a basso costo", ma il commissario europeo all'Energia, Dan Jorgensen, annuncia che la Commissione europea presenterà "molto presto" la tabella di marcia per rendere l'Ue completamente indipendente dall'energia russa, sottolineando l'urgenza di ridurre la dipendenza energetica da Mosca per evitare di finanziare indirettamente il regime di Putin.

In Italia il **PUN** Index del GME di **marzo si porta a 120,55 €/MWh** (- 20% rispetto al mese di febbraio, +36% rispetto a marzo 2024); il **gas IG-Index GME a 42,59 €/MWh** (-20 % rispetto al mese di febbraio, +47 % rispetto a marzo 2024).

Nel frattempo, è ormai imminente la fine della stagione invernale di erogazione gas da stoccaggi, con il **riempimento a livello europeo sceso al 34%**, molto inferiore alle medie storiche dell'ultimo quinquennio, con 27 miliardi mc in meno rispetto allo scorso anno (-43%), che quindi andranno ad aumentare la domanda gas nella stagione estiva che dovrà essere soddisfatta con incremento import GNL, per **riportare il livello di riempimento al 90% al prossimo 1° novembre**. Rimangono, infatti, disattese le richieste di un intervento, proposto da diversi Paesi come Germania e Francia, da parte della Commissione EU per allentare i vincoli intermedi e finali di riempimento stoccaggi in vista del prossimo inverno 25/26, che potrebbe contribuire a rilassare i prezzi gas estivi. La Commissione ha invece proposto recentemente di estendere per altri 2 anni (fino a fine 2027) la regolazione degli stoccaggi attualmente in vigore (con obiettivo vincolante di riempimento al 90% al 1° novembre per tutti gli Stati membri, con target intermedi diversificati per ognuno). Ricordiamo che l'attuale regolazione europea vincolante sulla gestione degli stoccaggi gas degli Stati membri è stata introdotta dal 2022, proprio in risposta alla caduta delle importazioni di gas russo ed alla crisi energetica, per evitare il rischio di restare 'a corto di gas' nei mesi invernali in caso di freddo.

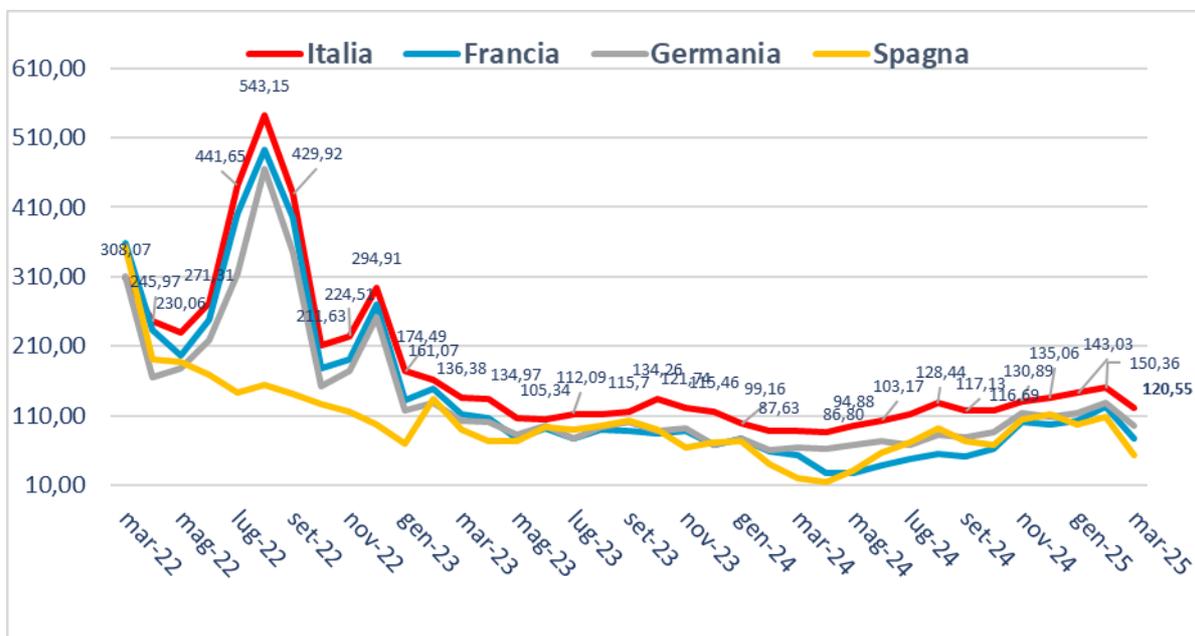
In Italia il riempimento attuale degli stoccaggi gas è al 43%, in linea con le medie storiche, con 2,5 miliardi mc in meno rispetto allo scorso anno (-23%).

Oltre alle dinamiche dei mercati gas, l'altro driver principale che guida l'evoluzione dei prezzi elettrici è l'andamento della produzione rinnovabile: In particolare, la bassa ventosità è un fenomeno che sta affliggendo il continente dall'inizio dell'inverno 24/25, e che ha contribuito a sostenere i prezzi (soprattutto in Germania, che deve compensare la minore produzione eolica con l'attivazione delle centrali a gas e a carbone meno efficienti).

Secondo i dati Eurostat, **nel 2024 l'elettricità netta generata nell'Unione Europea (UE) da fonti energetiche rinnovabili (FER) ha raggiunto il 47,4%**. Tra i paesi dell'Ue, la Danimarca ha avuto la quota più alta di energie rinnovabili nella sua generazione netta di elettricità con l'88,8%, proveniente principalmente dall'eolico, seguita dal Portogallo (87,4%, principalmente eolico e idroelettrico) e dalla Croazia (73,8%, principalmente idroelettrico). Le quote più basse di energie rinnovabili sono state registrate a Malta (15,1%), Repubblica Ceca (17,5%) e Cipro (24,1%). **L'Italia si colloca poco sopra la media europea al 49%**. L'energia eolica e idroelettrica ha rappresentato più di due terzi dell'elettricità totale generata da fonti rinnovabili (rispettivamente il 39,1% e il 29,9%). Il restante terzo dell'elettricità proveniva dall'energia solare (22,4%), dai combustibili (8,1%) e solo circa lo 0,5% dall'energia geotermica.

Nel mese di **marzo 2025 il prezzo italiano dell'energia elettrica (120,55 €/MWh) rimane più alto del 57% rispetto a quello francese che si attesta a 76,88 €/MWh; + del 27% rispetto a quello tedesco che si attesta a 94,73 €/MWh; + del 127% rispetto a quello spagnolo che si attesta a 53,03 €/MWh**. Per confronto, **la quota di rinnovabili nel mix di generazione spagnolo nel primo trimestre 2025 è circa del 65%, con media OMIE di 86 €/MWh; in Italia del 33%, con media PUN 139 €/MWh**.

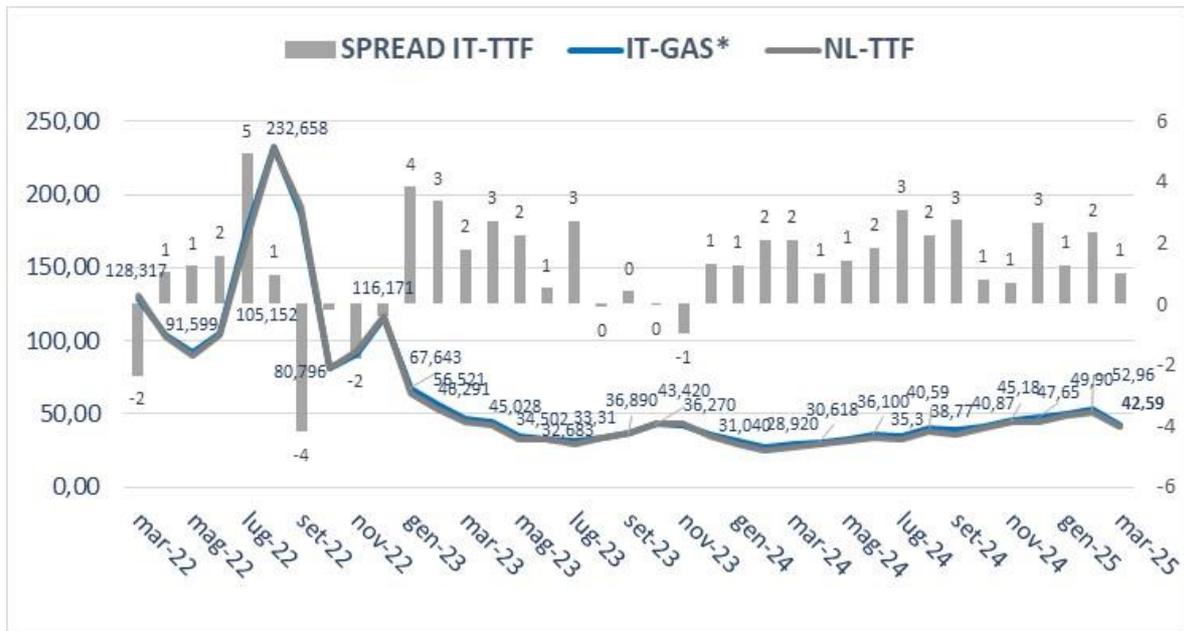
Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, NordPool, OMIE, Powernext

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, in Italia il prezzo medio di febbraio (GME IG-Index) sale a 53 €/MWh mentre il prezzo del gas al TTF olandese si attesta a 51 €/MWh (+4% rispetto al mese precedente).

Confronto andamento prezzi spot IT Gas – TTF, €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

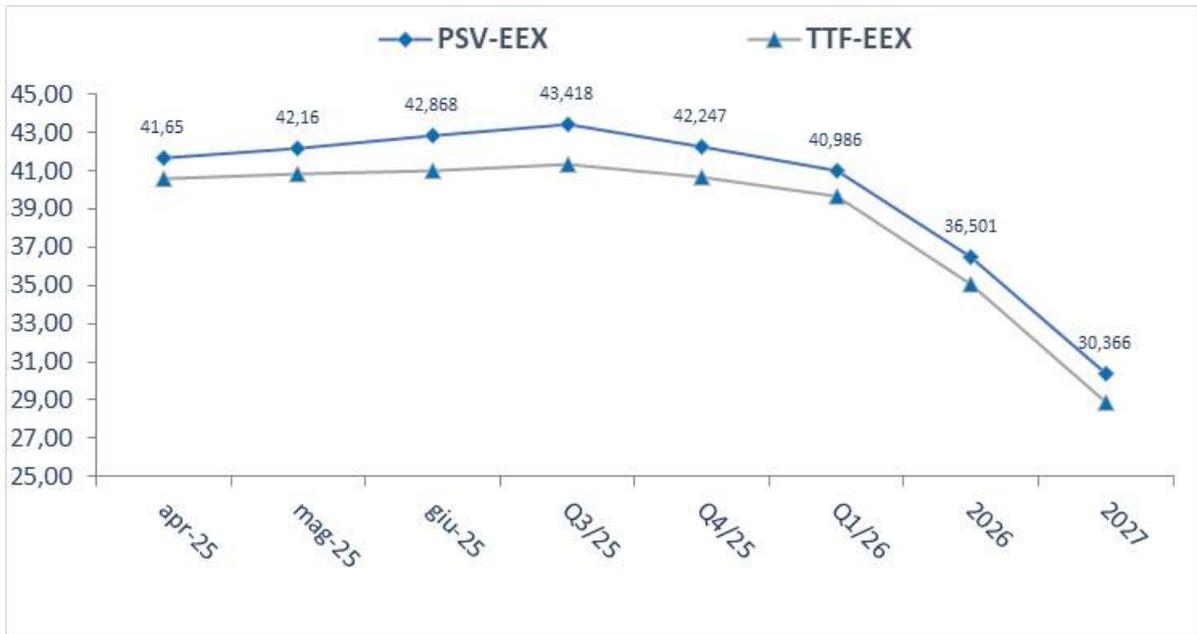
In linea con il mese precedente le quotazioni future power per l'anno 2026 **Cal26 = 103,02 €/MWh** (- 0,18 €/MWh vs marzo) ; **gas PSV Cal26 = 36,501 €/MWh** (-0,2 €/MWh), **TTF Cal26 = 35,05 €/MWh** (-0,3 €/MWh, -8%), in diminuzione le quotazioni power per l'anno 2027 **Cal27 = 88,3 €/MWh** (circa - 3 €/MWh; **gas PSV Cal27 = 30,366 €/MWh** (circa -1 €/MWh). ; **TTF Cal27 = 28,908 €/MWh** (circa -1 €/MWh).

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 28.03.2025 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

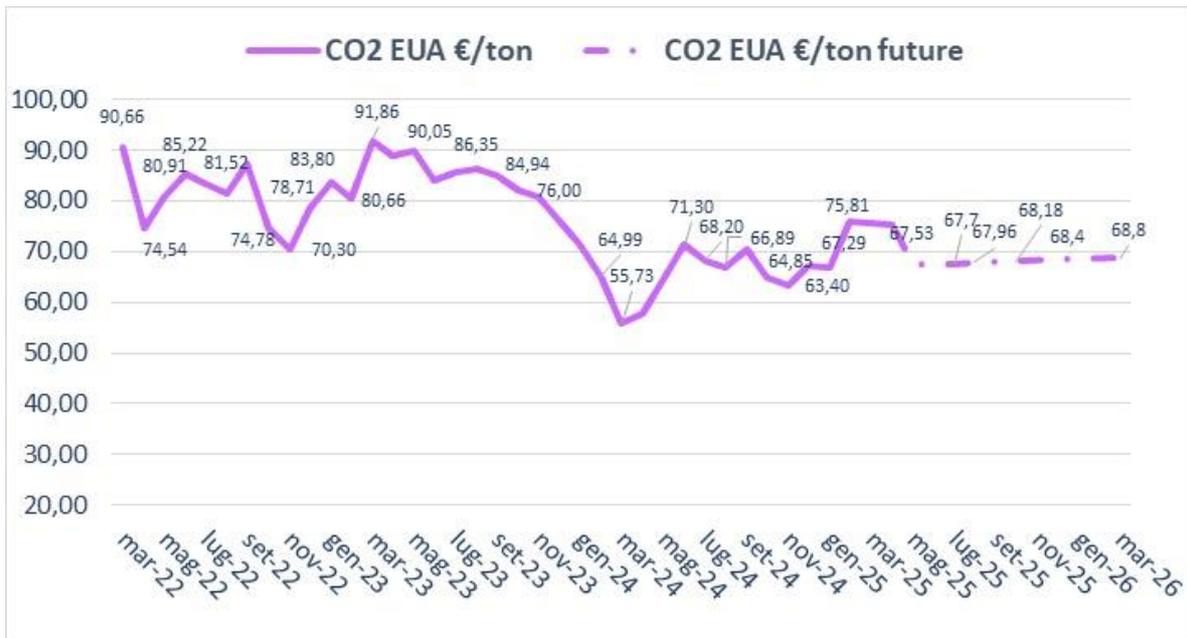
Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 28.03.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Continua la riduzione rispetto al mese precedente delle **quotazioni CO₂ EUAs**

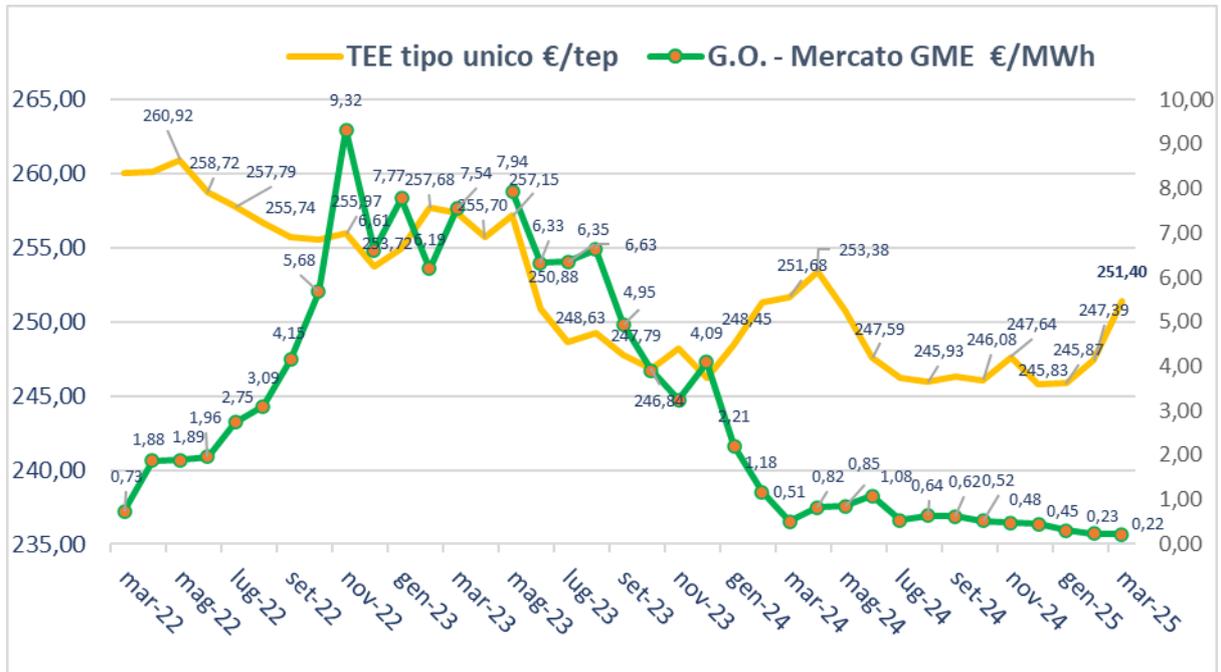
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 28.03.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

A gennaio sul **Mercato organizzato dei Titoli di Efficienza Energetica (M TEE)** il **valore medio** sale a **251,40 €/tep** (+2% rispetto al mese precedente) mentre il **prezzo medio** delle **Garanzie d'Origine (MGO)** scende ulteriormente a **0,22 €/MWh**.

Mercati ambientali: andamento TEE e GO

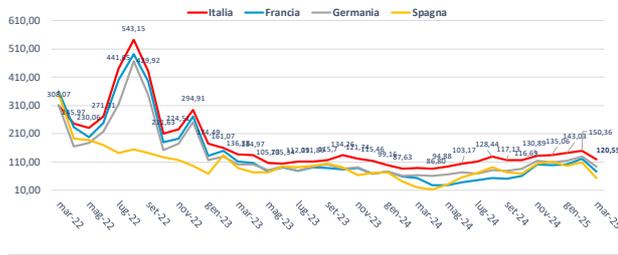


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

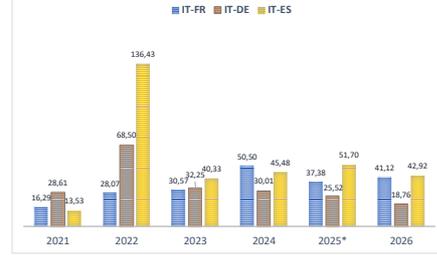
Mercato Elettrico - Spot

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



Media prezzi giornalieri fino al 28.03.2025

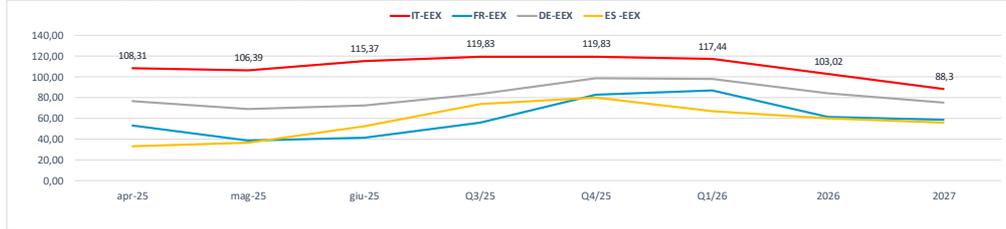
Spread Elettrico €/MWh



2025: quotazioni al consuntivo; 2026: quotazioni future del 28.03.2025

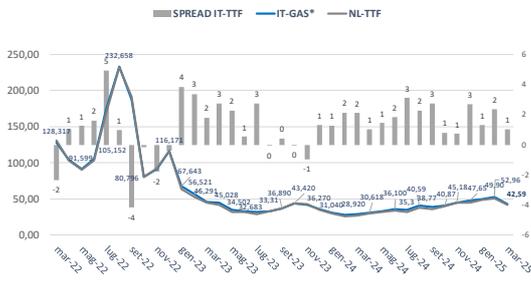
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 28.03.2025 - €/MWh



Mercato Gas

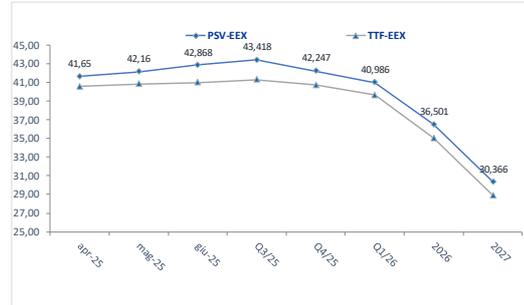
Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



*Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023

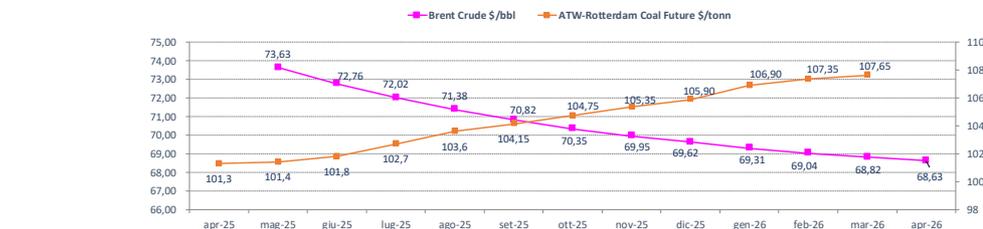
**Media prezzi giornalieri fino al 28.03.2025

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 28.03.2025 - €/MWh



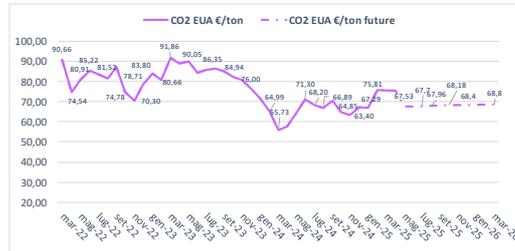
Mercato Commodities

Prezzi future al 28.03.2025

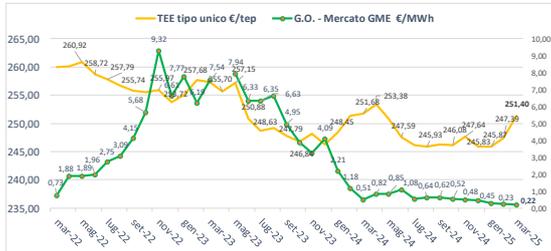


Mercati Ambientali

CO2 EUA valori mensili a consuntivo e future al 28.03.2025



TEE e G.O.



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

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

2. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale e nuovo DM MASE

di Alessandro Alessio

Continua il monitoraggio di Confindustria sulla sicurezza del sistema del gas naturale, con riferimento alla domanda/offerta di gas, all'approvvigionamento (flussi in entrata/uscita dal Paese) e al riempimento dei siti di stoccaggio di modulazione.

Di seguito si riportano il bilancio provvisorio dei primi due mesi del 2025 insieme all'aggiornamento sul sistema di stoccaggio, anche in previsione dell'inizio della campagna di iniezione 2025 e del DM del MASE che disciplina le modalità.

FLUSSI E BILANCIO PROVVISORIO 2025

Dall'analisi del bilancio gas naturale dei primi due mesi del 2025 si evincono chiaramente due punti importanti:

- grande ricorso al **GNL**, che arriva a rappresentare il **30% del totale del gas importato**;
- **variazione di quasi 3 Mld di Smc delle scorte di gas stoccato nel mese di gennaio**.

Con riferimento al primo punto, è ormai chiaro il trend in continuo rialzo dell'utilizzo di gas importato tramite nave (GNL), con conseguenti ripercussioni anche sui costi finali del gas. Come è possibile osservare dalle tabelle successive, nel mese di gennaio 2025 il GNL ha rappresentato quasi il 30% del totale del gas importato e nel mese di febbraio il 32% e il 29% del totale.

Nel mese di gennaio si denota anche una forte diminuzione dell'import di gas nel Paese, in quanto, nel mese di gennaio la percentuale di gas importato ha rappresentato "solo" il 61% del totale del gas consumato, contro il 90% normalmente registrato (come a febbraio).

Questo porta al secondo punto sopra citato, in quanto, il bilancio gas del mese di **gennaio** mostra chiaramente un **massiccio ricorso al working gas contenuto nei siti di stoccaggio, con un consumo totale di 2,1 Mld di Smc e una variazione delle scorte di quasi 3 Mld di Smc**.

Appare ovviamente normale un maggiore ricorso ai siti di stoccaggio nel mese di gennaio, ossia il periodo statisticamente più freddo dell'anno in cui risulta massima la domanda di gas del settore civile (30% del totale nel periodo), ma quello che potrebbe destare preoccupazioni è la **variazione così forte delle scorte, superiore di quasi 800 Mln di Smc rispetto al totale prelevato**. Per capire questo concetto, bisogna ricordare che – da disposizioni ministeriali – a seguito della crisi gas del 2022, i siti di stoccaggio possono essere riempiti in controflusso (quindi anche durante le fasi di estrazione dei mesi invernali), così da mantenere un livello di working gas molto alto anche all'inizio della campagna di iniezione (normalmente 1° aprile). Risulta, quindi, chiaro che l'iniezione in controflusso nel mese di gennaio non ha funzionato, portando ad una mancata riallocazione dei contingenti gas: come specificato più nella sezione "stoccaggio", questo è proprio quello che è avvenuto durante le aste anticipate di Stogit.

Con riferimento all'import in generale, si segnala che rimangono pressoché stabili sia le importazioni da Sud (Algeria, Arzerbaijan e Libia - con una quota del 48% sul totale dell'import) che quelle da Nord (Passo Gries, Tarvisio).

BILANCIO GAS NATURALE - Gen 2025	Mld Smc	%
Consumo interno lordo ⁽¹⁾	8,111	
Produzione	0,334	4,12%
Import	4,929	60,77%
<i>GNL</i>	1,498	18,47%
<i>Pipeline Nord</i> ⁽²⁾	0,737	9,09%
<i>Pipeline Sud</i> ⁽³⁾	2,694	33,21%
Variazione delle scorte stoccaggio	-2,94	
Export	0,092	

BILANCIO GAS NATURALE - Feb 2025	Mld Smc	%
Consumo interno lordo ⁽¹⁾	5,1	
Produzione	0,27	5,29%
Import	4,651	91,20%
<i>GNL</i>	1,491	29,24%
<i>Pipeline Nord</i> ⁽²⁾	0,685	13,43%
<i>Pipeline Sud</i> ⁽³⁾	2,474	48,51%
Variazione delle scorte stoccaggio	-0,551	
Export	0,262	

⁽¹⁾ Consumo Interno Lordo = Produzione + Import - (variazione scorte + export)

⁽²⁾ Passo Gries + Tarvisio + Gorizia

⁽³⁾ Mazara + Melendugno + Gela

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati MASE

STOCCAGGIO

Ad un giorno dall'inizio della campagna di iniezione, il **31 marzo 2025 i siti di stoccaggio gas risultano pieni al 22,6% con 2,715 Mld di Smc di working gas stoccato**, ossia la metà del livello registrato nel 2024, quando nella stessa data gli stoccaggi erano al 43,2% con 5,184 Mld di Smc.

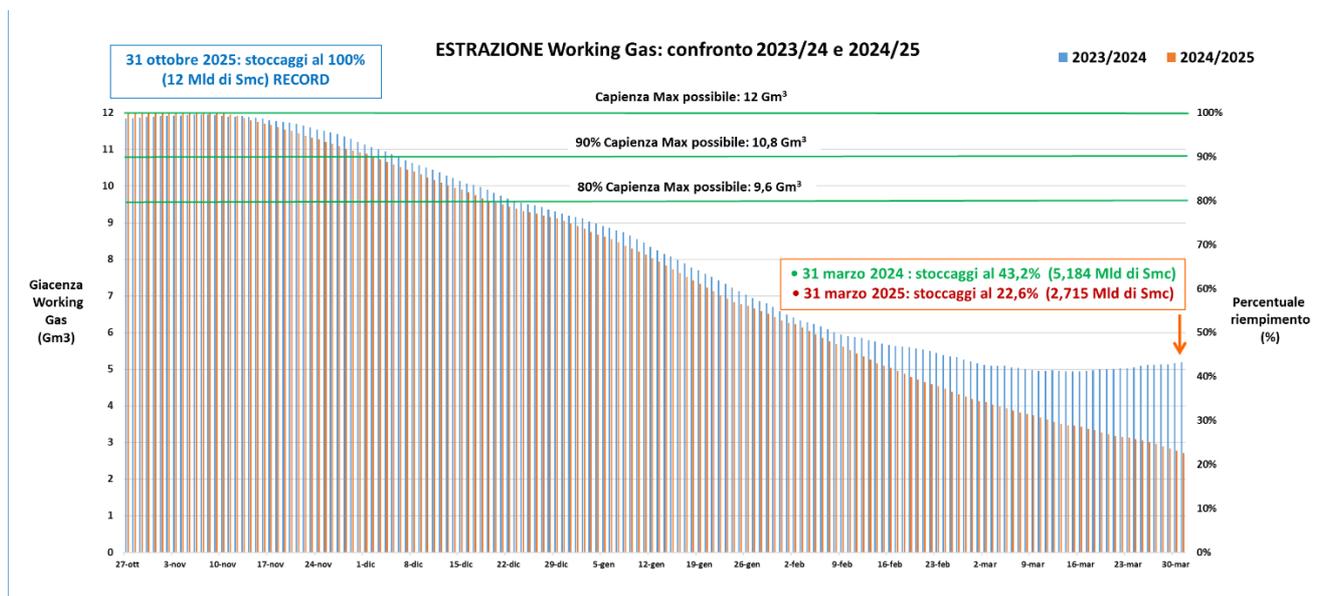
Ricordiamo che questo dato si riferisce al solo **stoccaggio di modulazione** (ossia quello "commerciale" finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi) e non tiene conto della quota di stoccaggio strategico che, essendo una riserva di gas di proprietà dell'operatore con un ruolo di sostegno del sistema nazionale del gas naturale, non è disponibile al mercato, ma può essere utilizzato solo su decisione del MASE in situazioni di emergenza.

In considerazione:

- delle temperature miti registrate anche questo inverno;
- del record registrato all'inizio della campagna di estrazione 2024/2025, con **stoccaggi pieni al 100% (12 Mld di Smc) il 31 ottobre 2024**;
- del buon andamento dei flussi e delle importazioni;

È chiaro che uno dei due motivi principali di un livello così basso (il primo – come sopra citato – è il forte ricorso agli stoccaggi nel mese di gennaio) è da ricercare nel fatto che **le aste anticipate di Stogit per l'assegnazione di capacità di stoccaggio del gas per l'inverno 2025-2026 sono andate deserte**.

Più nel dettaglio, la prima asta Stogit per gli stoccaggi di gas è andata deserta a causa della tensione sul mercato del gas, che ha portato i prezzi a livelli record (e conseguentemente record nei differenziali). Il 10 febbraio 2025 il prezzo del gas europeo ha raggiunto, infatti, un picco oltre i 58 €/MWh.



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati SNAM

In considerazione dell'inizio della campagna di iniezione, dell'esito delle aste e della necessità di supportare il riempimento dei depositi garantendo la sicurezza energetica nazionale, il 25 marzo 2025 il MASE ha pubblicato il [DM n. 78/2025](#) che disciplina tutte le modalità e le specifiche tecniche della campagna di iniezione 2025 (**anno contrattuale di stoccaggio 1° aprile 2025 - 31 marzo 2026**).

Il DM si inserisce nel quadro delle normative europee e nazionali in materia di sicurezza dell'approvvigionamento energetico, efficienza delle infrastrutture di stoccaggio, tutela dei clienti civili e tiene conto:

- della [Direttiva \(UE\) 2009/73/CE](#) e del [Regolamento \(UE\) 2017/1938](#) (e successive modifiche);
- della strategia nazionale di riempimento degli stoccaggi (art. 21 del [D.L. 1° marzo 2022, n. 17](#));
- delle esigenze post-crisi energetica russo-ucraina;

con l'obiettivo di garantire l'adeguato riempimento degli stoccaggi di gas naturale, ottimizzare le prestazioni in fase invernale e assicurare l'accesso equo e trasparente alle capacità disponibili.

Tra le novità principali del DM si segnala prima di tutto **l'aumento della capacità di stoccaggio massima del sistema, che sale a 12,64 Mld di Smc** (138 TWh), aumentando di quasi 650 Mln di Smc rispetto al passato grazie all'ammodernamento di alcuni impianti e alla gestione di alcuni di essi in sovrappressione. Tra le altre novità del DM anche: incentivi ARERA, riconferma iniezione in controflusso; interventi sulle pressioni dinamiche; navi spola tra Panigaglia e i terminali iberici.

Di seguito i principali dettagli tecnici del DM per articolo:

1) Art. 1 - Stoccaggio di modulazione:

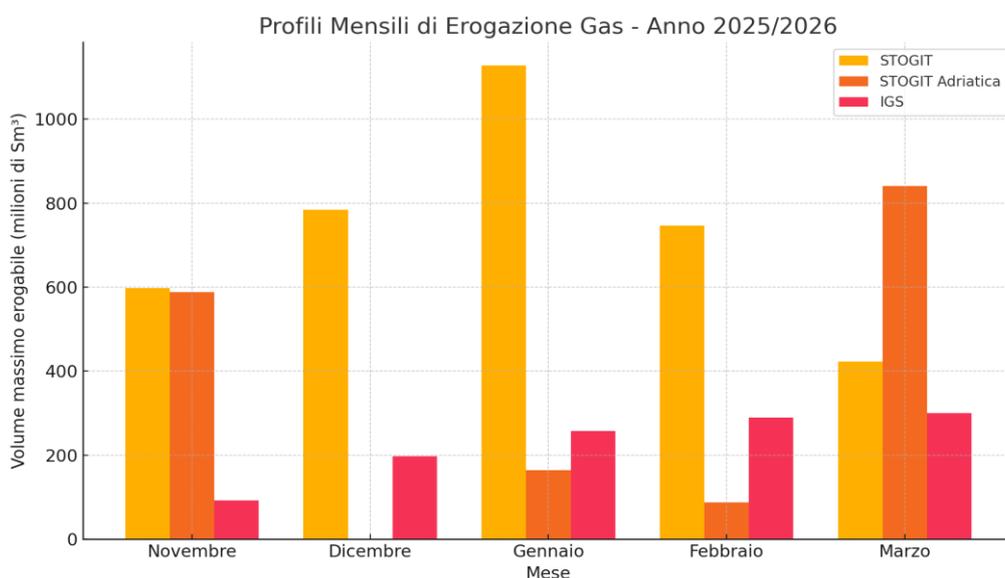
- stoccaggio per **modulazione di punta** riservato ai clienti civili e servizi pubblici (clienti prioritari): 86.815.060 MWh (**7,932 Mld di Sm³**);
- ulteriori capacità: 51.567.788 MWh (**4.674 Mld di Sm³**) insieme alla quota di gas minerario non richiesto verranno assegnate tramite **aste competitive** a tutti i richiedenti per prodotti di tipo uniforme e flessibili;
- quota riservata STOGIT Adriatica: 635.000 MWh (**60 milioni Sm³**)
- assegnazione tramite **aste competitive** (in lotti con profili di iniezione stagionali o mensili);
- le aste inizieranno il 1° aprile 2025 e saranno gestite da IGS e STOGIT Adriatica;
- il prezzo di riserva definito dall'ARERA in base al valore di mercato;
- obbligo di comunicazione al Ministero per monitoraggio riempimento.

2) Art. 2 - Servizi di stoccaggio pluriennali:

- un'ulteriore capacità: 11.039.210 MWh (**1 Mld di Sm³**) è offerta da STOGIT per servizi di stoccaggio **pluriennali (2 anni)**.
- durata del servizio: 2 anni;
- assegnazione tramite asta preliminare da STOGIT, con le stesse regole definite all'art. 1;
- le eventuali capacità residue non assegnate rientrano nelle aste ordinarie.

3) Art. 3 - Erogazione del gas naturale:

- la capacità erogativa massima sarò concentrata nei mesi di gennaio e febbraio 2026 (periodo di punta invernale);
- STOGIT garantisce una **punta massima di erogazione: 1.545.489 MWh (141 milioni Sm³) per 3 giorni a inizio febbraio**;
- le capacità non prioritarie saranno gestite con profilo **uniforme su 150 giorni** uniforme distribuita su 150 giorni;
- aggiornamento continuo dei volumi erogabili online (pubblicazione regolare dei profili effettivi di erogazione).



Mese	STOGIT (Mln Sm ³)	STOGIT Adriatica (Mln Sm ³)	IGS (Mln Sm ³)
Novembre	597,5	588,59	92
Dicembre	784,5	0	198
Gennaio	1127,5	164,8	258
Febbraio	747	87,45	289
Marzo	423,5	840,84	300

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati MASE

4) Art. 4 - Modalità d'asta:

- regole stabilite dall'ARERA, previa consultazione col MASE;
- criteri da garantire: trasparenza, concorrenza, non discriminazione;
- i partecipanti alle aste avranno l'obbligo di dichiarare assenza legami con soggetti vietati dal Regolamento UE 2023/427 (esclusione soggetti russi).

5) Art. 5 - Misure per la sicurezza del sistema nazionale:

- l'ARERA definirà i meccanismi incentivanti per il riempimento degli stoccaggi, coperti dal sistema energetico;
- saranno **previste iniezioni in controflusso** per ottimizzare l'uso del sistema;
- **consentito l'uso di pressioni dinamiche superiori** in pozzo per velocizzare i riempimenti;
- prevista la **possibilità di iniezioni eccedente rispetto allo spazio allocato**, con assegnazione implicita;
- previsto monitoraggio settimanale del riempimento da parte del MASE;
- obbligo per le imprese di aggiornare i codici di stoccaggio.

6) Art. 6 - Chiusura del ciclo 2024-2025:

- le giacenze al 31 marzo 2025 restano assegnate a SNAM e GSE;
- conferma per copertura della quota per il gas destinato al funzionamento del sistema.

7) Art. 7 - Promozione di volumi aggiuntivi:

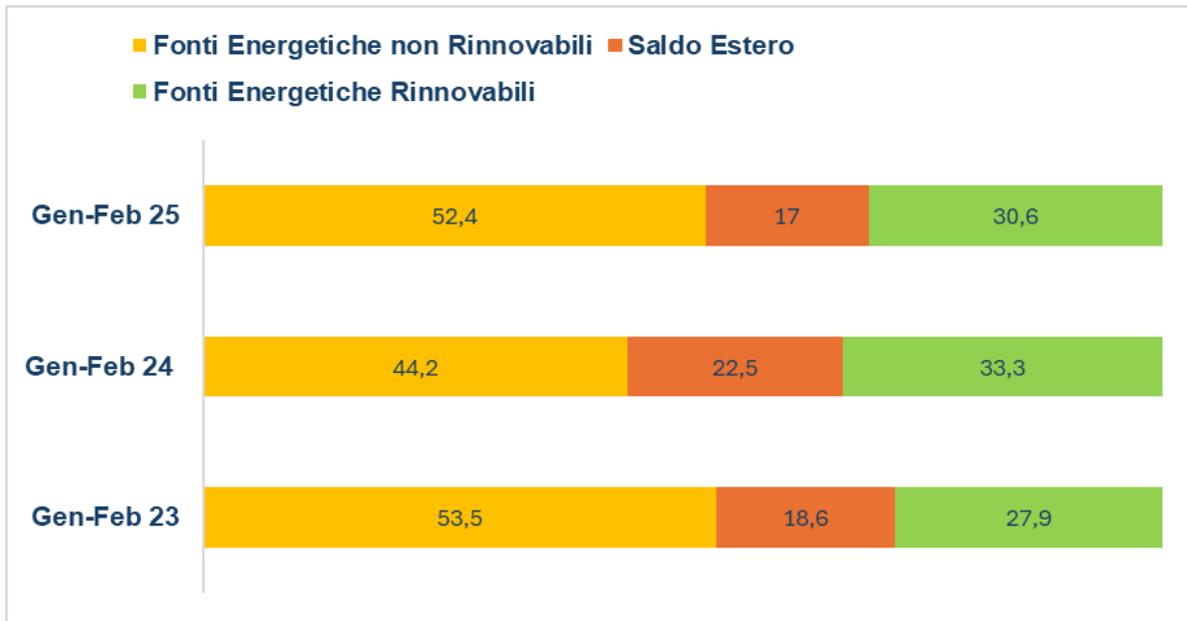
- previste **navi spola** per collegare Panigaglia a terminali di rigassificazione mediterranei (es. penisola iberica).
- I costi non coperti saranno a carico del sistema tramite prelievi di rete;
- l'ARERA definirà i corrispettivi per incentivare le importazioni di GNL durante tutta la fase di iniezione.

3. Bilancio Energia Elettrica

di Barbara Marchetti

Dal Rapporto Mensile di Terna emerge che **nei primi due mesi del 2025 la richiesta di energia elettrica è stata di 51,85 TWh**, in lieve riduzione rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (-0,5%) ed in aumento rispetto al 2023 (+2,1%) ed è stata **soddisfatta per il 52,4% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 30,6% da Fonti Energetiche Rinnovabili** e la restante quota dal **saldo estero**.

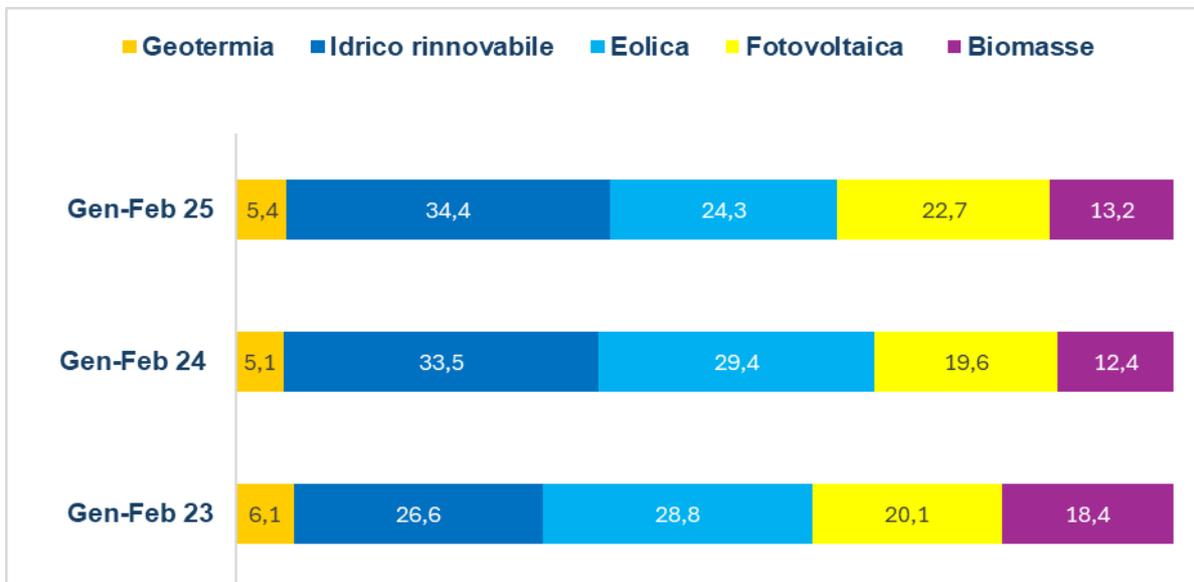
Copertura per fonte del Fabbisogno Elettrico nazionale (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nei primi due mesi del 2025 il peso della produzione fotovoltaica, delle biomasse dell'idrico rinnovabile e del geotermico è in aumento mentre il contributo dell'eolico è in diminuzione rispetto al 2024.

Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nei primi due mesi del 2025 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 820 MW. Tale valore è inferiore di 512 MW (-38% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) ed è così ripartita: +811 MW di nuova capacità FV in esercizio (-34% rispetto a febbraio 2024); + 4 MW di nuova capacità eolica in esercizio (-97 % rispetto a febbraio 2024).

Di seguito si riporta la tabella della variazione netta di capacità installata da gennaio 2021 a gennaio 2025 suddivisa per regione e il relativo target progressivo a gennaio 2025. Tale target è determinato facendo riferimento alla ripartizione regionale prevista nel DM Aree Idonee riproporzionando mensilmente la potenza aggiuntiva prevista per l'anno in corso.

Variatione della capacità installata gen. 2021 - feb. 2025 e scostamento dal target regionale

Regione	Var. installato ¹ gen 21 - feb 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - feb 25 [MW]	Delta Var. installato vs Target [MW]	Target Aree Idonee ² gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	385	485	-100	640
BASILICATA	426	577	-151	748
CALABRIA	404	600	-197	857
CAMPANIA	1.121	974	147	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.512	1.382	131	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	695	432	262	573
LAZIO	2.078	1.002	1076	1.346
LIGURIA	182	212	-30	281
LOMBARDIA	2.613	2.088	525	2.714
MARCHE	413	494	-81	679
MOLISE	116	191	-76	273
PIEMONTE	1.467	1.172	295	1.541
PUGLIA	1.391	1.794	-403	2.405
SARDEGNA	831	1.091	-259	1.553
SICILIA	1.828	1.996	-168	2.764
TOSCANA	611	726	-114	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	406	296	110	381
UMBRIA	252	304	-52	429
VALLE D'AOSTA	27	30	-3	47
VENETO	1.762	1.459	303	1.889
TOTALE ITALIA	18.520	17.305	1.216	23.287

Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nei primi due mesi del 2025 la potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 217 MW (-38 % rispetto a febbraio 2024). Al 28 febbraio 2025 si registrano in Italia 13.480 MWh di capacità di accumulo, che corrispondono a 5.811 MW di potenza nominale, per circa 761.000 sistemi di accumulo.

Per maggior dettagli si rimanda alla pubblicazione “Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico”, consultabile sul sito www.terna.it

4. Audizione Confindustria al DL Bollette

Confindustria lo scorso 11 marzo è stata audita, presso la **Commissione Attività produttive della Camera dei deputati**, sul DL n. 19/2025 contenente diverse misure a favore di famiglie e imprese per far fronte ai rincari dei costi dell'energia.

Il provvedimento, in particolare stanziava 3 miliardi di euro complessivi, di cui circa 1,6 miliardi di euro a favore delle famiglie e 1,4 miliardi di euro per le imprese. Interventi rilevanti anche se temporanei nella speranza di un cambio del quadro internazionale che permetta di ridurre le tensioni sui prezzi dell'energia.

Per quanto riguarda le imprese sono state previste due misure:

- la prima riguarda l'**operatività dello stanziamento di 600 Mln€ per la compensazione dei costi indiretti ETS** per il 2025, confermando quanto già previsto nell'ordinamento nazionale lo scorso anno con l'articolo 5 del D.Lgs 10 settembre 2024, n. 147.
- La seconda è volta all'**azzeramento degli oneri generali di sistema** per un semestre per le **utenze sopra i 16,5 KW di potenza allacciate in bassa tensione**.

Confindustria, oltre ad esprimere apprezzamento per lo sforzo del Governo di contenere il costo dell'energia, ha indicato alcune necessità di miglioramento per ampliare le misure contingenti presenti nel provvedimento e integrare interventi di carattere strutturale.

Per ciò che riguarda le due misure sopracitate Confindustria ha segnalato al legislatore che:

- **diversi settori manifatturieri energivori sono esclusi dalla compensazione dei costi ETS per via di una normativa europea stringente**. Si tratta in particolare della **ceramica, del cemento, del vetro, di alcuni settori energivori appartenenti alla chimica e gran parte delle fonderie**.
- il contenimento della componente Asos dovrebbe essere **allargato anche alle Piccole e Medie Imprese allacciate in media tensione**, che rappresentano il cuore pulsante del nostro tessuto produttivo.

Confindustria ha, inoltre, posto l'accento sulla necessità di coniugare all'interno del provvedimento **misure di carattere eccezionale** dovute al contesto in cui ci inseriamo con **misure strutturali e garantire anche agli operatori** del settore capacità di pianificazione nel medio-lungo termine, superando il carattere emergenziale e restituendo certezza del quadro normativo.

L'**auspicio è che le misure** perseguano le finalità del trilemma energetico, coniugando il fattore economico con **obiettivi di sicurezza e di aumento dell'autonomia energetica**,

puntando alla **produzione domestica di energia e gas, e con lo sviluppo di soluzioni e filiere tecnologiche nazionali decarbonizzate.**

Confindustria ha colto, inoltre, l'occasione per esprimere e un forte apprezzamento per l'operato dell'esecutivo italiano e delle Istituzioni coinvolte nella misura Energy Release, un meccanismo che ricordiamo è stato proposto e fortemente sostenuto da Confindustria, che consente di ridurre i costi dell'energia, contribuire alla decarbonizzazione dei consumi industriali e aumentare la sicurezza del Paese con l'incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile nazionale. Il successo della misura è testimoniato dai numeri: il volume di energia elettrica richiesta nell'ambito della procedura di anticipazione è pari a 70 TWh, circa il triplo della quantità messa a disposizione e il numero delle imprese energivore coinvolte è di 3.400.

Sul fronte gas, Confindustria, stante il ruolo centrale che questa fonte energetica continuerà a svolgere anche nei prossimi anni nel mix nazionale, ritiene necessario **lo sviluppo di contratti di acquisto di lungo termine, la previsione di un maggiore controllo sul mercato e l'incremento della produzione nazionale di metano e biometano.**

Confindustria ha evidenziato, inoltre, la necessità di introdurre una disposizione in fase di conversione in legge del decreto per **eliminare il differenziale fra PSV e TTF** che potrebbe portare un beneficio per tutti i consumatori pari a **circa 1,3 miliardi di euro l'anno.**

A questo devono essere poi essere associati interventi puntuali e mirati per la competitività delle imprese "gasivore", come le **release di gas e biometano**, che potrebbero avere un **valore di circa 600-700 milioni di euro.**

Per quanto riguarda la **release di gas prodotto dai giacimenti nazionali**, si dovrebbe procedere al più presto alla **concessione delle autorizzazioni per l'esplorazione e la coltivazione nelle aree più promettenti** dopo che il DL Ambiente ha recentemente risolto le incertezze scaturite dall'annullamento del PiTESAI. A questo proposito, Confindustria ha proposto di **ridefinire il perimetro delle aree dove è possibile operare l'attività di coltivazione di gas in presenza di contratti di lungo termine nell'ambito della gas release e prevedere l'eliminazione delle royalties, solo sulle produzioni addizionali in gas release e quindi senza sottrarre gettito allo Stato.**

La **release di biometano** può essere invece attuata attraverso **l'anticipazione alle imprese delle garanzie di origine o degli effetti fisici che deriveranno dalla produzione della commodity nel Paese.**

Sul fronte elettrico, Confindustria ha posto l'accento sulla partecipazione attiva del GSE nella stipula di contratti PPA con le imprese consumatrici finali, riproponendo così il meccanismo del MAVER, contenuto nelle Proposte Confindustria di Riforma del Mercato Elettrico italiano presentata alle Istituzioni nazionali ed europee nel 2022, che assumerebbe **carattere transitorio**, poiché dovrebbe limitarsi a dare l'avvio ad un mercato liquido e liberalizzato di contratti a lungo termine nel futuro.

A questa misura strutturale Confindustria vorrebbe poi che venisse associato un intervento immediato correlato alla contrattualizzazione a termine dell'energia elettrica rinnovabile

prodotta da impianti a fine ciclo-vita con programmi di revamping, cui potrebbe essere collegata la liberalizzazione delle autorizzazioni per il repowering di questi impianti.

Per quanto concerne i **biocarburanti liquidi** destinati alla produzione di energia elettrica Confindustria ha proposto che vengano assoggettati alle stesse misure di incentivazione previste per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Confindustria ha, inoltre, espresso il suo apprezzamento per **il lavoro del Governo nell'ambito del Disegno di Legge Delega sul nucleare per le opportunità che questa tecnologia può offrire al Paese nel medio-lungo termine.**

Guardando invece al breve termine Confindustria ritiene invece che si debba lavorare per **abilitare l'installazione degli impianti rinnovabili**, intervenendo su permitting, aree idonee e saturazione virtuale della rete. In tale ottica, sono anche stati proposti alcuni correttivi al DL Agricoltura e l'estensione delle Aree idonee ex lege per l'installazione di impianti FV con moduli collocati a terra per l'autoconsumo industriale.

5. Posizionamento Confindustria sul *Clean Industrial Deal*

di Andrea Andreuzzi e Alessandro Alessio

Il 26 febbraio 2025 la Commissione UE ha lanciato il [Clean Industrial Deal](#), ossia il “*patto per l'industria pulita*”, nato con l'intento di facilitare il percorso di decarbonizzazione per l'industria europea.

Nel documento è possibile trovare l'intero [posizionamento di Confindustria](#) sul tema insieme alle **azioni da intraprendere** con urgenza sui temi prioritari come ETS, CBAM e prezzi dell'energia.

Di seguito una sintesi del posizionamento:

- 1) **predisporre e attivare politiche europee che puntino sull'offerta tecnologica e non solo sulla domanda** (strada che ci ha portati ad essere dipendenti dalla Cina anche per i pannelli fotovoltaici, rischiando di correre i pericoli già vissuti col gas russo);
- 2) **investire in R&S** per ridurre i costi delle tecnologie low carbon (rinnovabili, idrogeno, CCS, biocarburanti, ecc....) e portarle allo stesso livello di prezzo delle alternative fossili in modo che il mercato, autonomamente, adotti prodotti e servizi sostenibili;
- 3) **incrementare le risorse per la transizione** in analogia a quanto fatto da Cina e Stati Uniti¹;

¹ con le misure del “Made in China 2025” e l’Inflation Reduction Act (IRA) hanno allocato rispettivamente \$500 e \$370 miliardi per competere sui mercati globali nelle tecnologie chiave della transizione.

- 4) **evitare vincoli troppo stringenti** nella definizione di misure di decarbonizzazione che utilizzano fondi europei, come accaduto per il rispetto del principio DNSH;
- 5) **intervenire sull'ETS il meccanismo di *carbon pricing* più caro al mondo** (fino a tre volte il costo degli altri sistemi)²:
 - rivedere il meccanismo per proteggere le imprese europee dalle distorsioni competitive a livello globale, evitando qualsiasi tipo di speculazione finanziaria;
 - prevedere una azione della *Market Stability Reserve*³ per iniettare liquidità nel mercato in condizioni di incremento della volatilità dei prezzi delle quote;
 - **allocare i proventi del sistema ETS per la decarbonizzazione dei settori interessati dal meccanismo**, sulla base di quanto corrisposto (appreziamo, infine, la previsione di una revisione della Direttiva ETS nel 2026 valuterà l'integrazione della CCS nei sistemi di compensazione);
- 6) **intervenire sul CBAM**, perché le misure di semplificazione introdotte non risolvono le criticità alla base del meccanismo, ossia:
 - applicazione del meccanismo alle sole materie prime importate e non ai prodotti finiti (tranne che per il caso dei fertilizzanti);
 - assenza di un meccanismo di compensazione per le esportazioni;
 - **rischio *carbon leakage***;
- 7) **arrivare ad un *level playing field* sui prezzi dell'energia**⁴:
 - **disaccoppiare il prezzo dell'energia elettrica** generata dalle fonti fossili da quello dell'energia generata dalle fonti rinnovabili;
 - **introdurre uno *European Grid Package*** per favorire l'integrazione del mercato europeo e allineare i prezzi dell'energia in UE;
 - attivare i **contratti tripartiti** fra produttori di energia, consumatori di energia e società civile;⁵

² Solo il 25% della CO₂ emessa a livello globale è soggetta ad un meccanismo di carbon pricing e il sistema ETS europeo (le emissioni dell'EU sono meno del 7% del totale globale)

³ (meccanismo che permette alle quote di adattarsi ai cambiamenti della domanda, in modo da mantenere efficacemente l'equilibrio nel mercato)

⁴ L'Italia è particolarmente penalizzata al momento, infatti, i prezzi dell'energia elettrica sul mercato spot italiano sono più alti rispetto alle altre borse europee e, con la diminuzione dell'effetto della crisi energetica, il divario competitivo si sta ampliando. Nel 2024 l'energia elettrica in Italia è costata il 38% in più rispetto alla Germania, l'87% in più di rispetto alla Francia e il 72% in più rispetto alla Spagna.

⁵ Attraverso sistemi di questo tipo si possono prevedere, ad esempio, acquisti centralizzati mediante aste al ribasso dell'energia elettrica rinnovabile necessaria a raggiungere i target EU da parte dei Governi, i quali possono poi a loro volta contrattualizzare questa energia con le imprese a prezzi competitivi.

- attuare il programma pilota della BEI da **€ 500 milioni per supportare i PPAs e CfD** e sostenere le imprese energy-intensive attraverso un nuovo strumento finanziario per accelerare l'adozione di tecnologie pulite;
 - arrivare ad un ***Industrial Decarbonization Accelerator Act*** per semplificare le autorizzazioni per progetti su rinnovabili, reti e stoccaggio⁶;
- 8) **operare un maggiore controllo del mercato gas europeo** tramite:
- approvvigionamento coordinato di gas per garantire maggiore flessibilità nella gestione delle scorte e un abbassamento dei prezzi;
 - **promuovere lo sviluppo di contratti di lungo termine** che possano garantire stabilità e sicurezza delle forniture non seguendo logiche di breve termine;
 - limitare fenomeno ***panckaking***;
- 9) in merito al tema **Automotive**:
- **promuovere l'utilizzo dei *low carbon fuels***, come i biocarburanti, non solo nel trasporto marittimo e aereo, ma anche stradale;
 - **rivedere la metodologia di riferimento per il calcolo delle emissioni** dei Regolamenti sui CO₂ Standard⁷ che è attualmente basata sulla rilevazione della CO₂ al tubo di scarico (c.d. *Tank-to-Wheel*) e non persegue un approccio basato sull'intera vita utile del carburante (c.d. *Well-to-Wheel*)⁸ o sulla vita del veicolo (c.d. *Life Cycle Assessment, LCA*).

⁶ Ci si scontra a livello nazionale e, soprattutto locale, con amministrazioni che limitano lo sviluppo delle infrastrutture e degli impianti di generazione di energia.

⁷ Il [Regolamento \(UE\) 2023/851](#) (che revisiona il [Regolamento \(UE\) 2019/631](#)) prevede una riduzione delle emissioni medie di CO₂ della flotta di auto e veicoli commerciali leggeri (M1 e N1) venduti nell'UE del 15% entro il 2025, del 55% (M1) e 50% (N1) entro il 2030 e del 100% al 2035, mentre il [Regolamento \(UE\) 2024/1610](#) è relativo agli standard CO₂ per i veicoli pesanti e prevede una riduzione delle emissioni medie di CO₂ dei camion venduti nell'UE del 45% entro il 2030, del 65% entro il 2035 e del 90% entro il 2040.

⁸ Come avviene ad esempio nel caso della Direttiva sulla promozione delle Energie Rinnovabili ([Direttiva \(UE\) 2023/2413](#))

6. Secondo Rapporto EC: focus energia ed evento di presentazione

di Alessandro Alessio

Il 18 marzo 2025 Confindustria ha pubblicato “[Economia Circolare: strategie e prospettive per l'industria](#)”, ossia il suo secondo Rapporto sull'Economia Circolare, composto da:

- il [Rapporto completo](#);
- l'[Allegato](#) con le **Best Practices** del Sistema Associativo con le implementazioni delle tecnologie circolari;
- l'*Executive Summary* ([italiano](#) e [inglese](#)) con il capitolo dedicato alle proposte di politiche industriali.

Il Rapporto evidenzia i progressi e le sfide dell'Italia nell'adozione di un modello economico circolare.

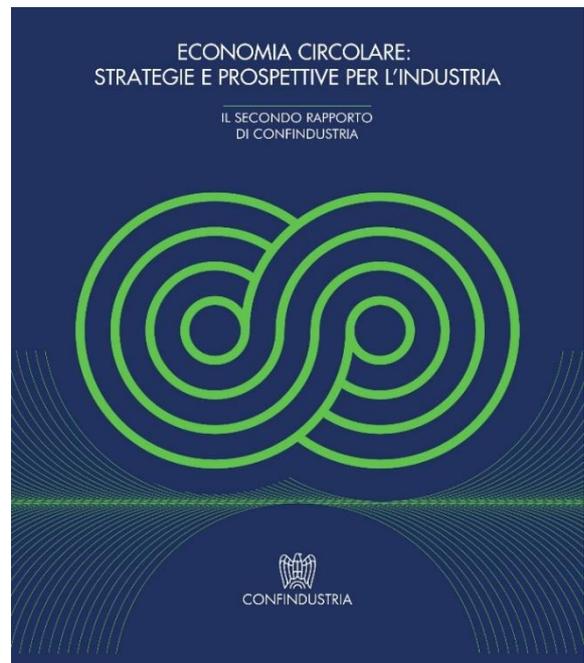
L'Italia mantiene una posizione di leadership in Europa per l'efficienza nell'uso delle risorse e il riciclo, ma affronta la necessità di migliorare l'innovazione e l'integrazione delle pratiche circolari in tutti i settori. Tra le priorità individuate ci sono la decarbonizzazione, l'adozione di modelli di produzione sostenibili e il rafforzamento delle politiche industriali verdi. Il documento sottolinea anche l'importanza di un coordinamento strategico a livello nazionale per supportare la transizione ecologica.

FOCUS ENERGIA

Il **Capitolo 4** del Rapporto approfondisce il **ruolo strategico dell'economia circolare nella transizione energetica**, con un focus su settori hard-to-abate e processi industriali ad alta intensità energetica.

Uno degli assi portanti è la riduzione dell'intensità energetica per unità di PIL e la decarbonizzazione dei cicli produttivi attraverso l'estensione della vita utile dei materiali, la progettazione modulare e la re-immissione in ciclo di sottoprodotti industriali. La simbiosi industriale, in particolare, è identificata come leva essenziale in quanto, consente il trasferimento di calore, energia e materiali tra stabilimenti, riducendo significativamente i fabbisogni netti di input primari.

Dal punto di vista tecnico, si analizza l'impatto dell'adozione di materiali secondari nei processi industriali: ad esempio, l'impiego di rottami metallici nel ciclo dell'acciaio comporta un risparmio energetico fino al 74% rispetto alla produzione da minerale. Nel settore chimico, il riciclo molecolare consente di trasformare plastiche eterogenee in monomeri riutilizzabili, riducendo il ricorso a idrocarburi vergini.



Le imprese stanno adottando **soluzioni innovative** come:

- recupero di calore residuo tramite sistemi ORC (Organic Rankine Cycle);
- impiego di tecnologie di CCS (Carbon Capture and Storage) integrate a impianti di cogenerazione;
- utilizzo di combustibili alternativi derivati da rifiuti (CSS, RDF) in cementifici;
- sviluppo di reti locali di energia condivisa in ambito industriale (energy communities).

A livello di **policy**, si evidenzia l'importanza dell'armonizzazione normativa in materia di End-of-Waste, della promozione di investimenti green tramite strumenti come i Contratti per la Transizione Energetica e dell'estensione dei meccanismi ETS (Emission Trading Scheme) a nuovi ambiti compatibili con la circolarità.

Il rapporto raccomanda, inoltre, l'adozione di indicatori compositi che integrino metriche ambientali, energetiche ed economiche per valutare l'efficacia delle strategie industriali circolari e favorire l'allocazione efficiente degli incentivi pubblici.

EVENTO PRESENTAZIONE



Il Rapporto è stato presentato a Bruxelles il 18 marzo 2025 durante l'evento [“Loop Forward: Building A Circular Economy For A Sustainable And Competitive Europe”](#) al quale hanno preso parte, oltre al Presidente di Confindustria, Emanuele Orsini e alla Vicepresidente per la Transizione Ambientale e gli Obiettivi ESG di Confindustria, Lara Ponti, anche il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Gilberto Pichetto Fratin, gli Onorevoli Massimiliano Salini e Antonio Decaro, nonché Aurel Ciobanu Dordea, Direttore per l'Economia Circolare presso la DG Ambiente della Commissione UE.

Tra i relatori erano inoltre presenti rappresentanti del settore industriale italiano, francese e tedesco, tra cui Antonio D'Amato (Amministratore Delegato di Seda), Marco Mantellassi (Amministratore Delegato di Manteco), Emmanuel Katrakis (membro del Consiglio di Amministrazione di Federrec), Adèle Naudy-Chambaud (Vicepresidente per gli Affari Governativi dell'UE di Schneider Electric), Pär Larshans (Direttore Responsabile di Ragn-Sells) e Alexander Kessler (Senior Manager per Ambiente, Tecnologia e Sostenibilità della Federazione delle Industrie Tedesche – BDI).

7. Osservazioni Confindustria alla consultazione Terna MACSE

di Barbara Marchetti

Confindustria ha trasmesso le proprie osservazioni alla consultazione di Terna sulla Disciplina e gli allegati del Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico – MACSE.

Con riferimento alle modalità e alle condizioni per la partecipazione degli impianti di pompaggio al meccanismo di approvvigionamento di nuova Capacità di Stoccaggio – MACSE, Confindustria ha accolto con favore la possibilità di adempiere anticipatamente all'obbligo di realizzazione del Sistema di Stoccaggio (SdS) che consentirà all'operatore di chiedere un anticipo della data di avvio del Periodo di consegna e anche di poter esercire il SdS sui mercati dell'energia e sul MBR nel caso in cui questo sia realizzato prima della fine del periodo di pianificazione.

Allo stesso tempo Confindustria ha però evidenziato la necessità di individuare delle soluzioni specifiche che consentano alla tecnologia dell'accumulo idroelettrico una partecipazione efficace al MACSE e non svantaggiata rispetto agli accumuli elettrochimici evidenziando alcuni aspetti critici:

- considerate le differenze tecnologiche tra SdS elettrochimici e idroelettrici è importante che si effettuino procedure concorsuali separate al fine di assicurare lo sviluppo di un mix equilibrato in linea con le esigenze del sistema elettrico, prevedendo un premio di riserva dedicato all'asta pompaggi o perlomeno di un fabbisogno dedicato per i pompaggi.
- Nella versione della Disciplina oggetto della presente consultazione si rimanda il dettaglio sul funzionamento dell'algoritmo di selezione delle Offerte a un documento separato pubblicato circa 20 giorni prima della procedura concorsuale. Si ritiene che anche questo documento sia sottoposto a consultazione pubblica e, data la sua importanza, auspichiamo che sia pubblicato con la stessa tempistica della metodologia per la determinazione del fabbisogno e alla relazione tecnica.
- L'aggiornamento della Disciplina secondo cui i contingenti nazionali/di area sono posti a 0 nel caso in cui la capacità qualificata è nella disponibilità di due partecipanti, è ancora inadeguata e restrittiva con riferimento ai pompaggi, considerato il probabile numero limitato di progetti che saranno autorizzati per l'asta in una determinata Area.
- Si ritiene che la possibilità di correggere, entro certi limiti prestabiliti, le prestazioni qualificate in fase di asta, con un'opportuna ri-proporzionamento del premio ottenuto dovrebbe essere valida per tutte le tecnologie ammesse al MACSE, e quindi non solo per i pompaggi.

8. Il Piano d'azione industriale per il settore automobilistico europeo

di Alessandro Alessio, Francesco Rossi, Antonia Recchia ed Eleonora Trento

Il 5 marzo 2025 la Commissione UE ha presentato il **Piano d'azione industriale per il settore automobilistico europeo**, a seguito di un confronto con gli stakeholder del settore. Articolato

in cinque pilastri strategici (innovazione tecnologica, mobilità sostenibile, competitività e resilienza della catena di approvvigionamento, sviluppo delle competenze e accesso al mercato), il Piano nasce dall'intento di sostenere il settore automobilistico nel percorso di decarbonizzazione.

In risposta a questa iniziativa, Confindustria, in collaborazione con le sue associate, ha predisposto un [documento di posizionamento](#), analizzando le misure proposte e avanzando raccomandazioni per rafforzare la competitività, la sostenibilità e la sicurezza economica del comparto.

Di seguito una sintesi dei contenuti del Piano e del posizionamento di Confindustria.

Il Piano è considerato da Confindustria un primo passo positivo in alcune aree (innovazione, semplificazioni e osservatorio sociale), ma nel complesso emerge un giudizio critico, soprattutto per l'**assenza di una visione realmente neutrale sul piano tecnologico**, la **manca di risorse adeguate** e la **scarsa attenzione alla filiera industriale europea in senso ampio**, che include anche componentisti e fornitori di materiali strategici oltre le sole batterie. Per Confindustria risulta essenziale adottare un approccio più equilibrato, flessibile e pragmatico per garantire una transizione che sia sostenibile non solo dal punto di vista ambientale, ma anche industriale e sociale.

INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE

La Commissione punta fortemente sullo sviluppo della mobilità *“software-enabled”*, connessa e autonoma. Vengono proposti banchi di prova transfrontalieri per la guida autonoma, la definizione di un quadro normativo armonizzato e la creazione di un'Alleanza europea per i veicoli connessi e autonomi. Sono, inoltre, previsti investimenti per la filiera delle batterie di nuova generazione e iniziative sul fronte della cybersicurezza e dell'accesso ai dati.

Confindustria accoglie con favore la creazione l'Alleanza, pur sottolineando che non si tratta di una vera novità e sottolinea la mancanza di progressi concreti nella creazione della piattaforma europea per i *software-defined vehicles*. È importante sottolineare la necessità di **di una normativa chiara sull'accesso ai dati dei veicoli**, ritenendo insufficiente il semplice riferimento al [Data Act](#). Si ribadisce inoltre l'importanza della neutralità tecnologica, anche per quanto riguarda l'idrogeno e le restrizioni sui materiali critici. Sul fronte della **cybersicurezza**, si segnala il rischio di un'eccessiva sovrapposizione normativa, chiedendo chiarezza sull'applicazione della NIS2 ai fornitori della filiera ([Direttiva NIS2](#)).

MOBILITÀ SOSTENIBILE

Il Piano mira a rendere più flessibile il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ per i veicoli leggeri, permettendo di compensare eventuali scostamenti nei target 2025 con quelli del 2026 e 2027. Vengono promosse misure per stimolare la domanda di veicoli a

zero emissioni, tra cui schemi di leasing sociale e incentivi per flotte aziendali. La Commissione annuncia poi l'esenzione dai pedaggi per i veicoli pesanti a zero emissioni e un piano per potenziare le infrastrutture di ricarica.

Confindustria considera insufficiente la flessibilità nei target CO₂ e si segnala l'assenza di un vero approccio tecnologicamente neutrale, ribadendo che **carburanti rinnovabili e motori a combustione interna sostenibili** possono dare un contributo immediato alla decarbonizzazione. Inoltre, ritiene che l'attuale **metodologia di calcolo delle emissioni** (*Tank-to-Wheel*) sia inadeguata, invocando invece approcci basati vita utile del carburante (*Well-to-Wheel*) o sul ciclo di vita (*Life Cycle Assessment*). Si evidenziano criticità legate all'estensione del Piano alle flotte aziendali, temendo effetti negativi su diversi settori e, al contempo, si sottolinea la carenza di fondi adeguati, soprattutto in Italia. Infine, si apprezza l'attenzione alla diffusione delle infrastrutture di ricarica, ma si evidenzia che anche i biocarburanti e i carburanti sintetici devono essere considerati parte della transizione, specie per i veicoli pesanti.

COMPETITIVITÀ E RESILIENZA DELLA CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO

Il Piano fissa come obiettivo il raggiungimento di un valore aggiunto europeo del 50% nella catena del valore delle **batterie** entro il 2030, attraverso un pacchetto di incentivi (*"Battery Booster"*), semplificazioni autorizzative e sostegno alla produzione. Viene, inoltre, annunciata una lista di progetti strategici per le materie prime e il lancio di un Centro per le materie prime critiche.

Confindustria accoglie positivamente le semplificazioni normative e la spinta verso un'economia circolare più efficiente, ritenuta essenziale per ridurre la dipendenza da fornitori extraeuropei. Si sottolinea, però, che l'attenzione e i finanziamenti non devono concentrarsi solo sulle batterie, ma anche su altre **materie critiche per il settore**, come la gomma naturale. Infine, si valuta come troppo generica la clausola di condizionalità legata al sostegno pubblico, e si auspica una normativa europea sul *local content*, simile a quella statunitense.

COMPETENZE E DIMENSIONE SOCIALE

Il Piano riconosce le criticità occupazionali del settore e propone la creazione di un Osservatorio europeo della transizione giusta, oltre a modifiche al Fondo Europeo per la Globalizzazione per supportare le imprese nei processi di ristrutturazione. Viene, inoltre, incentivata la riallocazione di fondi europei per sostenere la riqualificazione nel settore automobilistico.

Confindustria, pur non esprimendosi in modo diretto in questa sezione, ha in passato evidenziato come le ricadute sociali della transizione debbano essere affrontate con strumenti concreti e dotati di risorse sufficienti, sottolineando l'urgenza di percorsi di formazione professionale e riconversione industriale.

ACCESSO AL MERCATO, PARITÀ DI CONDIZIONI E SICUREZZA ECONOMICA

La Commissione intende proseguire la sua agenda commerciale e rafforzare gli strumenti di difesa contro pratiche sleali, con misure come l'introduzione di norme di origine specifiche e potenziali indagini *antidumping*, in particolare sui veicoli elettrici cinesi. Viene, infine, annunciato un pacchetto di **semplificazione normativa** e un impegno a garantire tempi adeguati all'adattamento del settore a nuovi requisiti.

Confindustria considera queste azioni troppo deboli e sottolinea l'assenza di riferimenti espliciti al **CBAM** (meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere), ritenuto fondamentale per garantire una reale parità di condizioni tra produttori europei e concorrenti stranieri.

9. Qualità del servizio elettrico: al via il roadshow sul territorio

di Elena Bruni

Si è tenuta l'11 marzo, la prima tappa del Road show "Qualità del servizio elettrico: il protocollo tra Confindustria ed E-Distribuzione", presso Confindustria Campania, con l'obiettivo di approfondire lo stato della qualità del servizio elettrico per le utenze industriali, illustrando, tra le altre cose, le principali motivazioni tecniche e relative soluzioni delle anomalie dell'alimentazione.

Con questa prima tappa del road show si dà seguito alla firma del protocollo dello scorso 11 dicembre 2024 portando sul territorio i principali elementi quali la creazione di un portale sul quale rappresentanti di consorzi e associazioni confindustriali comunicheranno a E-Distribuzione, le segnalazioni dei propri associati; la predisposizione di campagne informative per sensibilizzare le imprese ad usare al meglio apparecchiature di protezione e procedere all'adeguamento degli impianti; la creazione di una rete territoriale di interfaccia con i Referenti d'area su base macroregionale e regionale che E-distribuzione fornirà.

La prossima tappa si terrà in Unindustria Lazio il 7 aprile.

Principali novità di settore

10. Acciaio e metalli: presentato nuovo Piano d'azione della CE per sostenere la transizione

di Stefano Terzaghi

Il 19 marzo la Commissione Europea ha pubblicato il **Piano d'azione per l'acciaio e i metalli**, [un documento](#) atteso che mira a rafforzare la competitività e a sostenere la transizione del settore in un contesto segnato da alti costi energetici, concorrenza internazionale non uniforme e urgenze ambientali. Il piano si collega al Clean Industrial Deal e si sviluppa attorno a sei priorità, ma lascia irrisolte diverse questioni centrali per il futuro dell'industria siderurgica europea.

Tra gli obiettivi indicati figurano la garanzia di energia a prezzi accessibili, la prevenzione del rischio di rilocalizzazione delle emissioni (*carbon leakage*), il rafforzamento delle capacità industriali europee, la promozione della circolarità, la tutela dell'occupazione qualificata e la creazione di mercati guida per incentivare gli investimenti nella transizione. Tuttavia, molte delle misure annunciate rimangono su un piano preliminare o sono rinviate a fasi successive, generando incertezza sull'effettiva portata del piano.

Uno dei nodi principali riguarda il **tema energetico**. Il documento si limita a incoraggiare gli Stati membri a utilizzare le flessibilità previste dalla normativa europea in materia di fiscalità e aiuti di Stato, e annuncia una guida tecnica sulla progettazione delle tariffe di rete per il secondo trimestre del 2025. Viene ribadita l'importanza di strumenti come i **Power Purchase Agreements (PPAs)**, ma **mancano misure immediate per ridurre strutturalmente i costi dell'energia**, che continuano a rappresentare un forte svantaggio competitivo per le imprese del comparto.

Anche sul fronte **commerciale e della protezione dell'industria europea**, le risposte restano parziali. Il piano conferma l'intenzione della Commissione di presentare entro fine 2025 una proposta legislativa per estendere il **CBAM** ad alcuni prodotti siderurgici e in alluminio a valle, accompagnata da nuove misure anti-elusione. Inoltre, una comunicazione specifica sul rischio di *carbon leakage* per i beni esportati è attesa entro il secondo trimestre di quest'anno. Tuttavia, la **clausola melted and poured**, considerata da molti operatori essenziale per determinare l'origine reale dei prodotti metallici ed evitare triangolazioni, è stata semplicemente rinviata a una futura valutazione, senza alcuna tempistica definita.

Particolarmente delicato è il capitolo dedicato al **rottame ferroso**, elemento chiave per la decarbonizzazione della produzione siderurgica. Il piano riconosce l'importanza di garantire la disponibilità interna di questa risorsa, ma non introduce **nessuna misura operativa per limitarne l'export verso Paesi privi di standard ambientali equivalenti**. La Commissione si limita a indicare che valuterà possibili interventi in futuro, lasciando però scoperta una delle vulnerabilità più critiche della transizione.

Sul versante degli **investimenti**, il piano annuncia un bando pilota da **1 miliardo di euro nel 2025** per sostenere la decarbonizzazione dei processi industriali, insieme a fondi aggiuntivi

mobilitati attraverso il programma Horizon Europe e il Fondo per la Ricerca sul Carbone e l'Acciaio. L'obiettivo è quello di arrivare, nel medio periodo, a una mobilitazione complessiva di **100 miliardi di euro** tramite una futura Banca per la Decarbonizzazione Industriale. Anche in questo caso, però, **gli strumenti sono per ora di natura programmatica** e richiederanno un impegno operativo e finanziario significativo per diventare efficaci.

Infine, la Commissione inserisce nel piano riferimenti alla **qualità del lavoro e alla protezione dell'occupazione** nel settore, rimandando alle iniziative previste dal Clean Industrial Deal come l'Osservatorio europeo per la transizione giusta. Ma anche su questo fronte i contenuti rimangono generici, senza proposte specifiche per accompagnare la riconversione del comparto.

Nel complesso, il Piano d'azione offre un quadro di indirizzo che riconosce molte delle sfide affrontate dall'industria siderurgica e metallurgica europea. Tuttavia, **le risposte concrete restano limitate**, con molte delle misure chiave affidate a documenti futuri, a valutazioni in corso o a interventi degli Stati membri. In assenza di un'agenda chiara e vincolante, **permangono forti incertezze sulla reale capacità del piano di incidere sui costi, sulle distorsioni del commercio internazionale e sulla sicurezza delle materie prime**. In un momento in cui il settore è chiamato a compiere investimenti strutturali per la transizione, sarà essenziale un confronto più diretto tra istituzioni europee e industria per colmare le lacune attuali e costruire un quadro più solido ed efficace.

11. Stato dell'arte sul recepimento nazionale dell'EMD Reform

di Barbara Marchetti

La Commissione europea ha avviato una procedura di infrazione contro l'Italia e altre 25 Paesi Ue per non aver recepito integralmente nel diritto interno la **Direttiva di riforma del mercato elettrico UE sul mercato al dettaglio per l'energia elettrica** (Direttiva 2024/1711/UE). I Paesi avevano tempo fino al **17 gennaio 2025 per notificare il recepimento**, tranne per le disposizioni sulla libera scelta del fornitore e sulla condivisione dell'energia, per le quali avranno tempo fino al 17 luglio 2026.

Nel nostro Paese **le norme di recepimento della Direttiva sul market design elettrico sono state inserite nel Ddl di delegazione europea 2024**, che dopo l'approvazione del Senato a fine febbraio è **ora all'esame della Camera**.

L'Italia ora ha due mesi di tempo per rispondere, completare il recepimento e notificare le misure alla Commissione. In assenza di una risposta soddisfacente, Bruxelles potrà decidere di emettere un parere motivato e portare avanti l'iter di infrazione.

LA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO UE

La recente riforma del mercato elettrico dell'Unione europea, nota come **Electricity Market Design Reform**, adottata nel luglio 2024, rappresenta il quinto pacchetto energia dell'UE e mira a migliorare strutturalmente il funzionamento del mercato elettrico europeo.

Gli **obiettivi principali della riforma** sono: **migliorare la stabilità e prevedibilità dei costi energetici; garantire prezzi accessibili per tutti i consumatori; incentivare gli investimenti nelle energie rinnovabili.**

La riforma si compone di **tre atti principali**:

1. il **Regolamento 2024/1747/UE**, che modifica le norme sul mercato all'ingrosso e sull'ACER;
2. la **Direttiva 2024/1711/UE**, che aggiorna le regole sul mercato al dettaglio;
3. il **Regolamento 2024/1106/UE**, che rivede il regolamento REMIT sulla trasparenza dei mercati energetici.

1. REGOLAMENTO (UE) 2024/1747 CHE MODIFICA I REGOLAMENTI (UE) 2019/942 E (UE) 2019/943 PER QUANTO RIGUARDA IL MIGLIORAMENTO DELL'ASSETTO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA DELL'UNIONE

Il [Regolamento 2024/1747/UE](#) introduce diverse novità significative. Tra queste, la **riduzione dell'orario di chiusura dei mercati infragiornalieri a 30 minuti prima del tempo reale entro il 2026**, per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili variabili; **promuove l'uso di contratti a lungo termine come i Power Purchase Agreements (PPA) e i Contracts for Difference (CfD) a due vie per gli investimenti in nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili e nucleare; proseguire o iniziare a promuovere meccanismi di remunerazione di capacità**

- **RIDUZIONE DELL'ORARIO DI CHIUSURA DEI MERCATI INFRAGIORNALIERI A 30 MINUTI PRIMA DEL TEMPO REALE ENTRO IL 2026**

I mercati intraday sono importanti per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, in quanto offrono ai partecipanti al mercato la possibilità di negoziare energia più vicino al momento della consegna. Poiché i generatori di energia rinnovabili sono in grado di stimare con precisione la propria produzione solo in prossimità della consegna, è fondamentale per loro massimizzare le opportunità di negoziazione tramite l'accesso a un mercato liquido più vicino al tempo reale.

Questa **previsione è stata implementata attraverso il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE.**

Dal 1° gennaio 2025 i dati relativi al mercato elettrico sono aggiornati da Terna con **frequenza quattoraria anziché oraria**. Una maggior granularità pensata proprio per **migliorare la competitività del mercato elettrico italiano** in quanto gli operatori di energia dovranno bilanciare meglio domanda e offerta, migliorando l'efficienza complessiva.

Un contratto tra un gestore di un impianto di produzione di energia elettrica e differenza a una controparte, solitamente un soggetto pubblico, che fornisce sia una due vie (CfD) protezione della remunerazione minima sia un limite alla remunerazione in eccesso

- **UTILIZZO DEI CFD PER LO SVILUPPO DELLE FER**

Gli incentivi diretti di lungo termine alla generazione elettrica dovranno prendere la forma di **contratti per differenza** (CfD) o di “regimi equivalenti con gli stessi effetti”.

Potranno essere applicati agli investimenti in nuovi impianti eolici, solari, geotermici, idroelettrici ad acqua fluente e nucleari (Reg. 943, art. 19b). Le norme sui CfD si applicheranno però solo dopo **tre anni dall'entrata in vigore** del Regolamento.

Gli eventuali **introiti dei CfD** dovranno essere redistribuiti ai consumatori finali e agli energivori o usati per ridurre i costi dell'elettricità e finanziare reti, rinnovabili e infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.

Anche l'energia atomica potrà ricevere gli incentivi tramite CfD per la creazione di nuova capacità, repowering degli impianti esistenti o prolungamento della loro vita utile.

Questa previsione è stata **implementata attraverso il Decreto FER X Transitorio**.

Il Decreto FER X Transitorio, entrato in vigore il 28 febbraio 2025, prevede un sistema di incentivi per le fonti rinnovabili basato sul Contratto per Differenza (CfD).

- **PROMOZIONE ADOZIONE PPA**

I **PPA** sono normati dal Regolamento all'art. 19a: hanno il fine di garantire prezzi stabili ai consumatori e ricavi affidabili ai fornitori di energia rinnovabile.

Gli Stati membri devono rimuovere le barriere normative e amministrative ingiustificate che ostacolano i PPA a lungo termine e promuoverne l'adozione. Nei loro piani energetici nazionali, devono descrivere le politiche che facilitano i PPA e garantire l'accessibilità degli strumenti per ridurre i rischi finanziari associati all'inadempimento dell'acquirente. Possono istituire regimi di garanzia a prezzi di mercato se le garanzie private non sono sufficienti, ma non devono supportare i PPA per l'acquisto di elettricità da combustibili fossili. Devono permettere ai produttori di energia rinnovabile di riservare parte della loro generazione per i PPA e prestare particolare attenzione ai PPA transfrontalieri, rimuovendo le barriere per consentire ai consumatori di accedere all'energia di altre regioni senza discriminazioni.

Questa previsione è stata implementata attraverso l'art. 8 della Legge Emergenze/PNRR). La misura, infatti, introduce degli elementi volti a predisporre un sistema di garanzie per mitigare il rischio finanziario dei contratti di compravendita a lungo termine di energia da fonti rinnovabili, i cosiddetti PPA – *Power Purchase Agreement*. Il provvedimento punta a mitigare il rischio finanziario dei contratti di compravendita di lungo termine di energia da fonti rinnovabili affidando al GSE il ruolo di garante di ultima istanza

per i PPA che verranno sviluppati tra produttori e consumatori in caso di fallimento di una delle parti in causa.

- **PROSEGUIRE O INIZIARE A PROMUOVERE MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DI CAPACITÀ**

I meccanismi di capacità possono svolgere un ruolo importante nel garantire l'adeguatezza delle risorse, in particolare durante la transizione verso un sistema privo di emissioni di CO₂. I meccanismi di capacità dovrebbero essere aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche richieste

Si rendono **strutturali i capacity market** e si permettono, per un periodo temporaneo, **deroghe** per la partecipazione agli impianti con emissioni superiori al limite di 550 gr CO₂/kWh, a certe condizioni che dovranno essere valutate dalla Commissione europea.

Con il Decreto 180/2024 del MASE è stata approvata la proposta di AGGIORNAMENTO DELLA DISCIPLINA DEL CAPACITY MARKET presentata da Terna per il quadriennio 2025-2028

In Italia, il *Capacity Market* funziona tramite aste competitive organizzate e gestite da Terna. Queste aste determinano un premio per gli operatori, basato sul *marginal-price*, calcolato dall'incrocio tra la domanda (fissata da Terna secondo i target di sistema) e l'offerta (data dalla partecipazione degli operatori stessi). Le aste prevedono periodi di consegna di un anno per gli impianti esistenti e fino a quindici anni per i nuovi impianti, garantendo così stabilità e programmabilità per gli investimenti nel settore energetico. Al Capacity Market **possono partecipare operatori di generazione (sia da fonti rinnovabili che convenzionali), di accumulo e di *Demand Response*. La capacità può essere di tipo preesistente o di nuova costruzione. Uno dei principali requisiti di ammissibilità è che l'Unità di Produzione deve avere un Indice di Emissione non superiore a 550 grCO₂/kWh.**

- **PROMOZIONE DEI MECCANISMI DI FLESSIBILITÀ DA FONTE NON FOSSILE**

Sulla base della relazione sulle esigenze di flessibilità nazionale, gli Stati membri dovrebbero definire un obiettivo nazionale indicativo per la flessibilità non fossile, compresi i rispettivi contributi specifici sia di *demand side response* che dello stoccaggio di energia a tale obiettivo

Per quanto riguarda la promozione di stoccaggio di energia da fonte non fossile è stata implementata attraverso il Decreto Legislativo 210/21 che ha istituito il MACSE - Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, un nuovo mercato a termine per lo stoccaggio centralizzato al quale possono partecipare tutte le tecnologie che rispettano i requisiti prestazionali stabiliti da Terna e approvati dall'ARERA. L'elenco sarà rivisto ogni due anni per riflettere gli sviluppi tecnologici ma attualmente include solo le **batterie a ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. L'approvvigionamento riguarda esclusivamente **sistemi di nuova realizzazione** e avverrà**

tramite la **stipula di contratti standard** con controparti selezionati grazie ad **aste periodiche** organizzate e gestite da Terna. Ai vincitori delle procedure competitive spetta un **premio annuale fisso** per la capacità di stoccaggio aggiudicata a fronte dell'obbligo di offrire la stessa sul **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** e **renderla disponibile a soggetti terzi** per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica (e dei servizi connessi).

Per quanto riguarda invece la flessibilità non fossile derivante dalla Demand side Response, a gennaio 2025 è entrato in vigore il **Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico - TIDE**, che rappresenta, in sostanza, una **profonda riforma organica della regolamentazione del dispacciamento elettrico** che apre la partecipazione al mercato dell'energia a diversi soggetti nuovi che avranno un ruolo attivo (da qui il termine **prosumer**) per contribuire alla **flessibilità** e quindi alla **stabilità** complessiva della Rete.

- **PUBBLICAZIONE DELLE INFORMAZIONI SULLA CAPACITÀ DISPONIBILE E SULLO STATO DELLE CONNESSIONI**

I TSO e i DSO dovrebbero pubblicare e aggiornare le informazioni sulla capacità disponibile per nuove connessioni. Inoltre, dovrebbero fornire informazioni chiare e trasparenti sullo stato delle richieste di connessione.

Da febbraio 2023 Terna, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ha realizzato la **piattaforma digitale Econnexion** che **centralizza le informazioni sulle richieste di connessione in alta tensione di impianti a fonte rinnovabile in Italia**. I dati della dashboard (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>), sono aggiornati con cadenza trimestrale, sono suddivisi per fonte ed espressi in termini di potenza.

2) DIRETTIVA (UE) 2024/1711 CHE MODIFICA LE DIRETTIVE (UE) 2018/2001 E (UE) 2019/944 PER QUANTO RIGUARDA IL MIGLIORAMENTO DELL'ASSETTO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA DELL'UNIONE

La [Direttiva 2024/1711/UE](#) **si concentra sulla tutela dei consumatori e sulla gestione del rischio dei fornitori**. I consumatori devono essere messi in condizioni di avere accesso ad una vasta gamma di offerte così da poter scegliere il contratto che corrisponde alle loro esigenze. Per questo motivo **la Direttiva, accanto al diritto a un contratto di fornitura di energia elettrica con prezzo dinamico, introduce il diritto a un contratto di fornitura a tempo determinato e a prezzo fisso, che i fornitori non possono modificare, né risolvere unilateralmente prima della scadenza**.

Il contratto di fornitura di energia elettrica tra un fornitore e un cliente finale deve garantire condizioni contrattuali invariate, per l'intera durata dello stesso, ma può includere, per un prezzo fisso, un elemento di flessibilità (es. variazioni di prezzo tra ore di punta e ore non di punta). Nel contratto, quindi, le variazioni nella bolletta possono essere riconducibili soltanto agli elementi che non sono determinati dai fornitori, come le imposte e i prelievi.

Gli Stati membri devono provvedere affinché i clienti finali dotati di un contatore intelligente possano concludere, su richiesta, un **contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica** e tutti i clienti finali possano concludere, su richiesta, un **contratto** di fornitura di energia elettrica **a tempo determinato e a prezzo fisso**, della durata di almeno un anno, con almeno un fornitore e con qualsiasi fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali.

Possono essere esentati dall'obbligo di offrire contratti di fornitura di energia a tempo determinato e a prezzo fisso i fornitori che offrono solo contratti a prezzo dinamico, a condizione che tale esenzione non abbia un impatto negativo sulla concorrenza e che sia conservata una scelta sufficiente di contratti di fornitura di energia a tempo determinato e a prezzo fisso.

La riforma affronta anche il tema della condivisione dell'energia, introducendo il diritto per i clienti civili e le PMI di partecipare a schemi di condivisione dell'energia rinnovabile.

Con riferimento alla promozione dell'energia condivisa l'Italia ha introdotto i concetti di comunità energetica rinnovabile e autoconsumo collettivo prima del recepimento effettivo della Direttiva RED II (recepita dal DLgs 199/2021). Il Decreto-legge 162/19 (Milleproroghe), convertito in Legge nel 2020, ha anticipato gli articoli 21 e 22 della Direttiva RED II, dando specifiche condizioni per le configurazioni di autoconsumo collettivo e CER. Successivamente è stato approvato il [Decreto](#) del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7 dicembre 2023, n. 414 (**Decreto CACER**), in vigore dal 24 gennaio 2024, che ha definito le **nuove modalità di concessione di incentivi, volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di comunità energetiche, gruppi di autoconsumatori e autoconsumatore a distanza**. Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), allegato alla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA, regola il meccanismo di funzionamento e i contributi di valorizzazione che spettano all'**energia autoconsumata** nell'ambito delle configurazioni ammesse.

Il [TIAD](#) definisce sette differenti tipi di configurazioni possibili per l'autoconsumo diffuso: i [gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile](#) che agiscono collettivamente; i [gruppi di clienti attivi](#) che agiscono collettivamente; le [comunità energetiche rinnovabili](#) (CER); le [comunità energetiche dei cittadini](#) (CEC); l'[autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione](#); il [cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione](#); l'[autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta](#)

Per il Decreto CACER, le tipologie di configurazione che accedono alla tariffa incentivante sono le seguenti: autoconsumatore a distanza; gruppo di autoconsumatori; CER

Per il Decreto CACER, le tipologie di configurazione ammesse ai benefici della **misura PNRR** sono le seguenti: gruppo di autoconsumatori; CER

3) IL REGOLAMENTO (UE) 2024/1106 MODIFICA IL REGOLAMENTO (UE) N. 1227/2011 CONCERNENTE L'INTEGRITÀ E LA TRASPARENZA DEL MERCATO DELL'ENERGIA ALL'INGROSSO, NOTO COME REMIT, AL FINE DI FORNIRE UNA MAGGIORE PROTEZIONE CONTRO LA MANIPOLAZIONE DEL

MERCATO RISPETTO AL MERCATO DELL'ENERGIA ALL'INGROSSO, GARANTENDO MAGGIORE TRASPARENZA E AUMENTANDO LE CAPACITÀ DI MONITORAGGIO.

Il Regolamento UE n. 1106/2024, tra l'altro, dispone un allineamento delle norme dell'UE sulla trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia con quelle applicabili nei mercati finanziari, estendendo il perimetro applicativo relativo ai divieti di insider trading (cfr. art. 3) e di manipolazione di mercato (cfr. art. 5) del precedente Regolamento UE n. 1227/2011 ai prodotti energetici all'ingrosso che sono anche strumenti finanziari.

Il REMIT stabilisce regole condivise a livello europeo per l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso al fine di prevenire pratiche abusive.

In particolare, REMIT introduce regole specifiche volte a:

- definire le **pratiche abusive**, relativamente a manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e *insider trading*;
- identificare e contrastare i casi di manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e di insider trading attraverso un sistema di **monitoraggio dei mercati energetici europei**;
- vietare le suddette pratiche abusive nei mercati dell'energia (elettricità e gas) all'ingrosso;
- imporre agli operatori di mercato di pubblicare le "informazioni privilegiate" in loro possesso;
- adottare le opportune iniziative di **verifica e controllo** prevedendo che le Autorità nazionali di regolazione (e ACER in alcuni casi) dispongano di specifici poteri di indagine, enforcement e sanzione.

Impone inoltre (Articolo 15) alle "*persone che predispongono o eseguono operazioni a titolo professionale*" di segnalare all'ACER e all'Autorità nazionale di regolazione (in Italia, l'Autorità per l'Energia, Reti e Ambiente - ARERA) le transazioni sospette che vengono identificate.

L'attuazione del REMIT è demandata all'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia - ACER e alle Autorità nazionali di regolazione in cooperazione tra loro e con le altre autorità nazionali ed europee competenti in materia di normativa finanziaria e disciplina della concorrenza.

Il Regolamento UE n. 1106/2024, in particolare, ha riconosciuto ad ACER poteri investigativi nei casi transfrontalieri (coinvolgenti 2 o più Stati membri). Inoltre, ACER è anche incaricata di adottare decisioni per approvare o ritirare le autorizzazioni dei cd *Registered Reporting Mechanisms* (cfr. Art. 2, comma 16) e delle *Inside Information Platforms* (cfr. Art. 2, comma 17).

Il REMIT si applica innanzitutto agli **operatori di mercato**, cioè ogni persona, fisica o giuridica, **inclusi i gestori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei sistemi di distribuzione, i gestori dei sistemi di stoccaggio e i gestori dei sistemi di GNL, che esegue operazioni, compresa la trasmissione di ordini di compravendita, in uno o più mercati dell'energia all'ingrosso.**

I prodotti energetici all'ingrosso rilevanti ai sensi del REMIT sono i contratti di fornitura, trasporto e stoccaggio di energia elettrica, idrogeno e gas, compreso il GNL, e i relativi contratti derivati, commercializzati o consegnati nel territorio dell'Unione europea. REMIT non si applica ai contratti di fornitura e di distribuzione destinati ai clienti finali, ad eccezione dei consumatori finali la cui capacità di consumo sia superiore a 600 GWh per anno.

Il REMIT attribuisce alle Autorità nazionali di regolazione il compito di vigilare sul rispetto del regolamento e a tal fine, di cooperare con l'ACER al monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso e, in alcuni casi specifici, alle azioni di enforcement svolte dalla stessa ACER.

La **Legge n. 161/2014** (Articolo 22) **ha conferito all'Autorità tutti i poteri di vigilanza e indagine previsti dal REMIT.** Inoltre, nel definire i principi generali della **disciplina sanzionatoria**, ha conferito all'Autorità anche il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie. La **legge prevede anche rapporti tra l'Autorità e altri soggetti istituzionali nazionali:**

- il Gestore dei mercati energetici (GME) e il Gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna), con riferimento ai mercati da essi gestiti, in collaborazione per lo svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione del REMIT;
- l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, per il coordinamento nello svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione dei divieti di manipolazione del mercato e di *insider trading* e/o per l'attuazione dell'obbligo di pubblicazione di informazioni privilegiate;
- la Commissione nazionale per le società e la borsa, per il coordinamento nello svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione del divieto di *insider trading*.

12. Meccanismi di capacità: la Relazione e le Proposte UE

di Barbara Marchetti

La Commissione europea ha pubblicato una nuova [relazione sull'attuale processo di approvazione dei meccanismi di capacità nell'UE](#).

Insieme al Rapporto la Commissione ha, inoltre, pubblicato alcune Proposte per semplificare il relativo processo di approvazione.

Sia la Relazione che le Proposte mirano a semplificare le procedure per i Paesi membri, ad esempio **stabilendo standard di affidabilità** sulla base di calcoli centralizzati dell'ACER - Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia. Dimostrano inoltre la **necessità di un *capacity market* basato sugli scenari di riferimento centrali dell'ERAA - "European Resource Adequacy Assessment"**, l'analisi approfondita condotta da ENTSO-E per valutare se il sistema elettrico europeo avrà abbastanza risorse per soddisfare la domanda nei prossimi anni.

La Commissione ha perciò intenzione di richiedere all'Agenzia di **aggiornare** e **semplificare** diversi aspetti della **metodologia ERAA**, per garantire la solidità del quadro e la relativa facilità di attuazione da parte di ENTSO-E a livello europeo e dei TSO a livello nazionale.

Si chiede di **cambiare gli aspetti temporali della metodologia ERAA**, che richiede la modellazione di ciascun anno su un **orizzonte decennale**.

Sul fronte della valutazione di **fattibilità economica** delle risorse si vorrebbe **intervenire sull'approccio dei costi di sistema utilizzato nel modello ERAA**, perché ha dato origine a incongruenze tra le decisioni di ingresso e uscita della capacità e i rischi di adeguatezza stimati. La fattibilità economica, secondo la Commissione, dovrebbe invece basarsi su un approccio di massimizzazione dei ricavi in grado di misurare la differenza tra ricavi e costi previsti per ciascuna risorsa di capacità.

La metodologia ERAA contiene inoltre requisiti su come modellare la risposta alla domanda e lo stoccaggio. Tuttavia, le tecnologie **flessibili non fossili** non sono ancora state messe al centro dell'implementazione.

La Commissione proporrà poi una revisione del quadro degli scenari per l'identificazione di **problemi di adeguatezza**, con l'introduzione di un ulteriore *"trends & projections scenario"* che prenda in considerazione i **progressi effettivi** dei PNIEC, permettendo una visione alternativa del futuro, ad esempio in cui lo sviluppo delle **energie rinnovabili, del nucleare o dello storage e l'elettrificazione avvengano a un ritmo diverso**.

13. Il Rapporto ACER sui Mercati Energetici Ue

di Barbara Marchetti

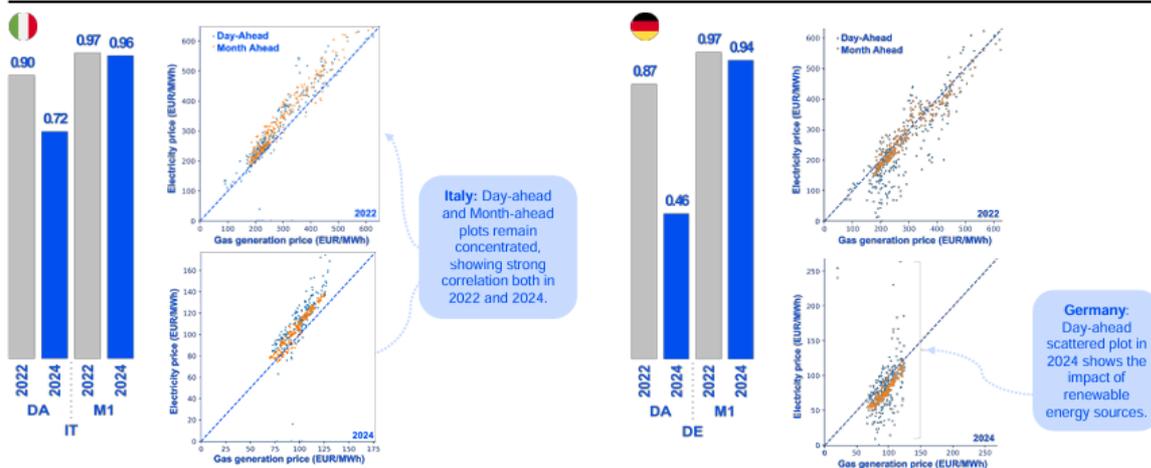
Il [Rapporto ACER sui mercati energetici UE](#), pubblicato lo scorso 17 marzo, **registra nel 2024 prezzi dell'energia più bassi rispetto al 2021**, ma con **notevoli differenze regionali e stagionali**.

I prezzi del gas sono stati in media di 34 €/MWh, quelli dell'elettricità di 81 €/MWh.



L'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori energetici evidenzia, inoltre, che i **mercati** sono stati **molto volatili** anche nel 2024, seppure in misura minore rispetto ai due anni precedenti, spinti dalle incertezze sull'approvvigionamento di gas e dalla variabilità delle energie rinnovabili. Le **variazioni giornaliere** dei prezzi elettrici hanno raggiunto (talvolta superato) 50 euro tra valori minimi e massimi.

Nel Rapporto viene anche **analizzato l'impatto del mix energetico sui prezzi elettrici dei vari Stati membri Ue** portando il caso di Italia e Germania: se nella Penisola il collegamento tra le quotazioni del gas e dell'elettricità è rimasto simile al 2022, nel mercato tedesco si è avuta una tendenza analoga nei prezzi Month-ahead, mentre l'influenza del gas su quelli Day-ahead si è ridotta grazie allo sviluppo delle rinnovabili. Viene anche riportato un episodio di "dunkelflaute" (ossia di generazione FER eccezionalmente bassa) in **Germania** a dicembre: un periodo con produzione quasi nulla da eolico e solare che ha fatto salire i prezzi dell'elettricità *day-ahead e intraday* a quasi 1.000 €/MWh, ben sopra alla media annuale di 81 €/MWh.



In 2024, the link between gas and electricity prices in Italy remained similar to 2022. In Germany, long-term electricity and gas prices remained closely linked, but renewable deployment has reduced gas influence on short-term electricity prices.

Source: ACER calculations based on ENTSO-E Transparency Platform.

In questo scenario, l'Agenzia formula una **serie di raccomandazioni** per risolvere le sfide persistenti della transizione energetica **su interconnessioni, stoccaggio elettrico e flessibilità** per il ruolo che ricopriranno nella stabilizzazione dei mercati.

- E' necessario **integrare il mercato** energetico europeo rafforzando le interconnessioni transfrontaliere per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e creare fiducia nei mercati energetici europei;
- **potenziare la capacità della rete elettrica** piuttosto che la costruzione di nuove linee, tenendo conto che i costi di rete rischiano di raddoppiare entro il 2025
- **migliorare le Tariffe di rete**; prevedere un supporto normativo per accelerare l'implementazione e la scalabilità dei sistemi di accumulo a batteria;
- incentivare 'efficiency first' per prevenire stranded asset,
- promuovere una maggiore flessibilità: ad esempio, utilizzare **veicoli elettrici e batterie** per bilanciare domanda e offerta, ridurre le oscillazioni dei prezzi e rafforzare la resilienza della rete, soprattutto nelle ore di punta.

14. Gestione RAEE Fotovoltaici: il GSE aggiorna le istruzioni operative

di Barbara Marchetti

Lo scorso 13 marzo il GSE ha pubblicato la **nuova versione delle Istruzioni operative per la gestione del fine vita dei moduli fotovoltaici incentivati in Conto Energia**.

Il nuovo documento, approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con Decreto Direttoriale n. 45 del 12 marzo 2025, recepisce le novità introdotte dalla Legge 2 febbraio 2024, n. 11 (cd. "DL Energia") e dalla Legge 8 agosto 2024, n. 115 (cd. "DL Materie Prime Critiche").

Più in dettaglio le novità riguardano:

- le **modalità per il calcolo della quota trattenuta dal GSE** (20 €/modulo), in attuazione del "DL Energia". Al fine di supportare gli operatori il GSE ha predisposto un simulatore per il calcolo del piano di rateizzazione delle quote a garanzia nell'intero periodo di trattenimento;
- le **tempistiche di presentazione delle istanze di adesione ai Sistemi Collettivi** per il versamento delle quote di garanzia in misura pari a 10 €/modulo, in applicazione del "DL Materie Prime Critiche", all'interno di due finestre temporali annuali di durata pari a 60 giorni;
- la **razionalizzazione delle casistiche di *revamping* totale e rilevante**, anche in relazione alla documentazione da presentare al fine di attestare la corretta gestione del fine vita degli impianti di tipologia professionale.
- La **prima finestra temporale** nell'ambito della quale comunicare l'avvenuta **adesione ai Sistemi Collettivi** sarà **operativa a partire dal 1° aprile 2025**, per un periodo complessivo di sessanta giorni, fino al 31 maggio 2025, mentre la seconda finestra temporale ricade nel periodo 1° luglio 2025 – 30 settembre 2025. Per gli anni successivi al 2025, le finestre temporali sono così definite: dal 1° febbraio al 31 marzo (prima finestra temporale) e dal 1° giugno al 31 luglio (seconda finestra temporale). Al riguardo, si precisa che le trattenute saranno effettuate dal GSE al termine delle finestre temporali.

Si ricorda, inoltre, che l'istanza di adesione a un Sistema Collettivo, deve essere trasmessa al GSE esclusivamente tramite l'applicativo SIAD, utilizzando il questionario "RAEE - Modello di adesione a un Sistema Collettivo".

Il GSE, in collaborazione con il Ministero, provvederà a organizzare nelle prossime settimane webinar ed eventi informativi nell'ottica di sensibilizzare e supportare gli operatori del settore e nell'interesse del Sistema Paese.

15. Aste CO₂: nel 2024 proventi per 2,6 miliardi di euro

di Barbara Marchetti

Nel 2024 l'Italia ha ricavato 2,6 miliardi di euro dal collocamento di circa 39,5 milioni di EUA (European Union Allowances), le quote di emissione che, nell'ambito del sistema EU ETS, compensano 1 tonnellata di CO₂ equivalenti ciascuna. A questo dato si aggiungono 52,8 milioni di euro dal collocamento di 822.500 EUA A (European Union Allowances Aviation).

Rispetto al 2023, i proventi da EUA sono diminuiti del 27,8 % per effetto della diminuzione del prezzo medio delle quote.

Questi numeri sono disponibili nel "[Rapporto GSE sulle Aste GSE di quote europee di emissione](#)".

16. Stop al meccanismo dello Scambio sul Posto

di Barbara Marchetti

Sarà possibile presentare una nuova richiesta di accesso al meccanismo di Scambio sul Posto (SSP) fino al prossimo 26 settembre solo per gli impianti entrati in esercizio entro il 29 maggio 2025.

Si ricorda che **le convenzioni non potranno essere più rinnovate** al raggiungimento di quindici anni dalla data di prima sottoscrizione ai sensi del Decreto-legge 181/23 e della Deliberazione ARERA 457/2024/R/efr.

In alternativa allo SSP, per la remunerazione dell'energia immessa è possibile presentare **una richiesta di accesso di Ritiro Dedicato (RID)**

Si ricorda che il completamento della disciplina in materia di graduale superamento dello SSP e di semplificazione del RID sarà regolato da un successivo provvedimento dell'ARERA.

17. Il MASE pubblica il Vademecum sull'Eolico offshore

di Barbara Marchetti

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – MASE ha pubblicato il "[Vademecum per presentazione istanze autorizzazione unica degli impianti eolici offshore alimentati da fonti rinnovabili](#)", previsto dall'articolo 23 comma 6 del D.Lgs n. 199/2021, il documento contiene gli adempimenti e le informazioni minime necessari per l'avvio del procedimento autorizzativo per l'eolico galleggiante, come previsto dall'articolo 9 del D.Lgs 190/2024, meglio noto come Testo Unico FER.

18. Consultazione MASE su incentivi FER termiche

di Elena Bruni

Il ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica ha avviato una [consultazione pubblica](#) sullo schema di decreto, previsto dall'articolo 10, comma 1, lettera a), del D.Lgs n. 199/2021, che prevede incentivi specifici per interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, selezionati attraverso procedure di accesso competitive. Si tratta di uno strumento complementare al Conto termico per dimensione degli interventi, che il MASE intende sviluppare come decreto ad hoc, che viene nominato "Fer-T". Potranno accedere agli incentivi soggetti sia pubblici che privati, proprietari o titolari di altro diritto reale degli impianti realizzati.

Nel novero sono incluse le ESCO (purché in possesso della certificazione, in corso di validità, secondo la norma UNI CEI 11352) e le CER, purché si avvalgano, per la predisposizione dell'intervento, di una Esco certificata o di un Ege certificato.

Per quanto concerne gli interventi realizzati presso strutture pubbliche, l'accesso agli incentivi è ammesso anche per le imprese che abbiano sottoscritto forme di partenariato pubblico-privato per lo sviluppo dei progetti. Gli impianti incentivabili sono quelli di produzione di energia termica alimentati da solare, energia geotermica, bioenergia (biomassa solida, biogas, bioliquidi) ed energia dell'ambiente di grandi dimensioni, anche in assetto cogenerativo e tra loro integrati e/o in sostituzione di impianti esistenti.

L'incentivo previsto consiste nel riconoscimento di una tariffa premio applicata alla produzione di energia termica rinnovabile degli impianti selezionati dalla procedura. Selezione che avviene tramite procedure competitive pubbliche tecnologicamente neutre al ribasso, caratterizzate dal criterio "pay as bid", sulla base del contributo richiesto per unità di produzione, tenendo conto della tariffa specifica posta a base d'asta, distinta per ciascuna famiglia tecnologica.

Il contingente di potenza a disposizione sarà determinato sulla base della potenza complessiva prequalificata e l'incentivo assumerà la forma del contributo in conto esercizio riconosciuto in relazione ai dati rilevati di produzione di energia termica per la durata di dieci anni. La consultazione, rivolta a tutti i soggetti pubblici e privati interessati, resterà aperta fino al 21 aprile 2025.

19. Consultazione CE sui mercati dei derivati sulle materie prime

di Elena Bruni

La Commissione europea ha avviato una [consultazione](#) sui mercati dei derivati su merci, i mercati delle quote di emissione e alcuni aspetti dei mercati spot dell'energia. L'obiettivo è valutare l'efficacia dell'attuale quadro normativo per garantire il corretto funzionamento di questi mercati nell'economia europea.

La consultazione rimarrà aperta fino al 23 aprile e i contributi raccolti confluiranno in una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio. L'iniziativa si inserisce nel contesto della recente crisi energetica, che ha messo in evidenza la necessità di una valutazione approfondita dell'attuale regolamentazione, anche alla luce delle raccomandazioni contenute nel rapporto Draghi.

La Commissione punta a raccogliere input per migliorare l'efficienza e la resilienza di questi mercati, con particolare attenzione alla riduzione degli oneri normativi per le imprese. In particolare, per i derivati su merci, la consultazione copre tutti i tipi di materie prime (energia, materie prime agricole, metalli, ecc.), con l'obiettivo di garantire che questi strumenti continuino a sostenere l'industria e a mitigare i rischi.