



CONFINDUSTRIA

Focus Energia

n. 49 – Giugno 2025

Sommario

Approfondimenti e Posizionamenti	3
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	3
2. Energy Release 2.0: aggiornamenti sulla misura dopo la comfort letter della CE	10
3. Audizione Confindustria sul Clean Industrial Deal	12
4. Consultazione Commissione Europea ETS – Risposta Confindustria	14
5. Osservazioni Confindustria alla regolazione dei servizi infrastrutturali regolati	16
6. Bilancio Energia Elettrica	17
7. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale	18
8. #NucleareFururo: convegno di presentazione del Rapporto Confindustria/Enea	26
Principali novità di settore	27
9. Proposta UE di riduzione delle emissioni del -90% al 2040	27
10. Aiuti di Stato: il nuovo schema CISAF e le implicazioni per l'industria	29
11. Risultanze dell'Indagine ARERA sul mercato elettrico italiano	31
12. Aggiornamento Programma Illustrativo Nucleare UE	32
13. DDL Delega su CCUS, Idrogeno e Riduzioni Emissioni di Metano	33
14. Il DM Modifica CACER è entrato in vigore	35
15. Conto Energia - RAEE fotovoltaici: aperta la seconda finestra temporale	36

Approfondimenti e Posizionamenti

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

di Barbara Marchetti

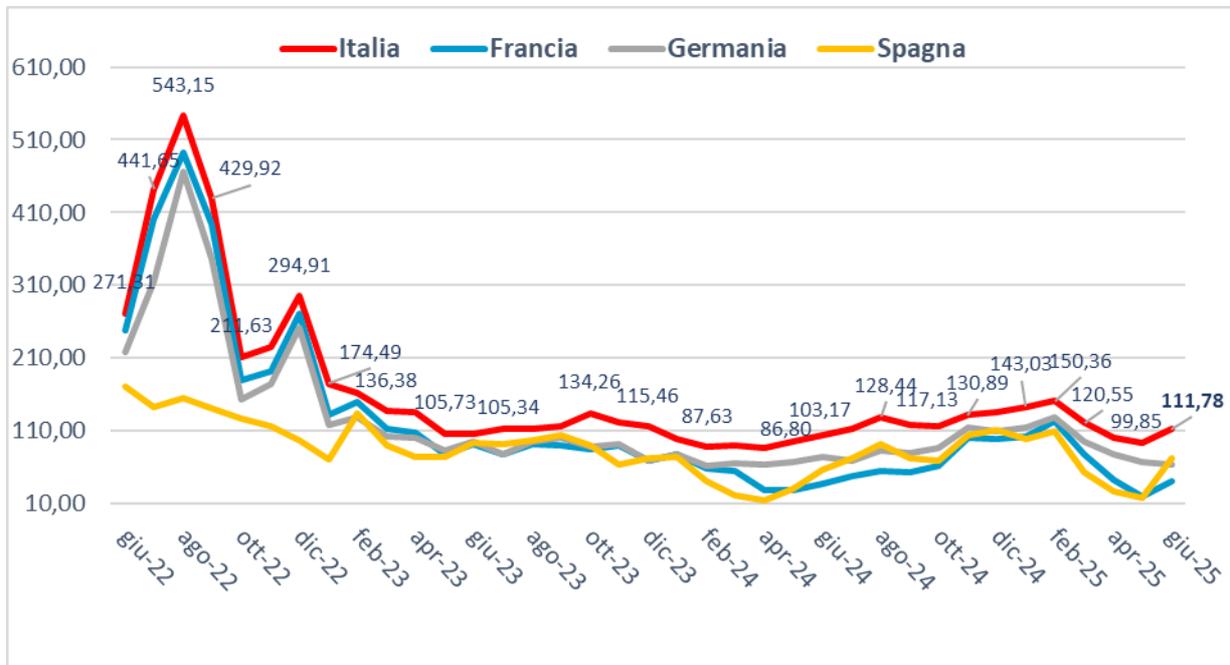
I mercati energetici europei continuano a essere profondamente condizionati dall'instabilità geopolitica internazionale. L'ultimo drammatico sviluppo, con l'intervento diretto degli Stati Uniti nel conflitto Israele-Iran e il bombardamento di alcuni siti nucleari nella Repubblica Islamica, ha determinato una fiammata dei prezzi su tutte le principali commodity energetiche nella settimana del 23 giugno, seguita però da una correzione altrettanto rapida grazie all'annuncio di una tregua temporanea e a una reazione limitata di Teheran. Il livello di rischio nell'area rimane comunque elevatissimo, mentre i mercati europei si muovono in un equilibrio sempre più fragile, influenzato anche dalla prosecuzione del conflitto in Ucraina, dalle tensioni in Asia e dal clima di incertezza globale.

In questo contesto, la **Commissione Europea ha confermato l'obiettivo di completare il phase-out del gas russo entro il 2027**, con la previsione di vietare nuovi contratti e interrompere le forniture spot già entro la fine del 2025, ma diversi Stati membri (tra cui Ungheria e Slovacchia) continuano a manifestare una forte dipendenza energetica da Mosca

Nella **seconda metà di giugno l'Europa è stata colpita da un'ondata di caldo** eccezionale, in particolare con temperature che in molte aree del continente hanno superato i 40 gradi. Dalla Spagna alla Francia, passando per la Germania e la Grecia, senza dimenticare l'Italia, i termometri hanno raggiunto valori record, causando un'impennata dei prezzi dell'energia. L'equilibrio tra domanda e offerta nei mercati elettrici si è fatto più fragile: la richiesta di energia per il raffrescamento è aumentata, mentre la produzione si è ridotta sia per i fermi dei reattori nucleari francesi, dovuti alle alte temperature dei corsi d'acqua, sia per la minor resa degli impianti eolici nel Nord Europa e per la scarsa efficienza dei pannelli solari sotto il sole cocente. Anche la produzione idroelettrica, già in calo rispetto all'anno precedente, ha inciso negativamente.

Il mese di giugno 2025 si chiude con un rincaro dei prezzi medi rispetto a maggio, soprattutto sul fronte dell'elettricità: il PUN nazionale, è arrivata a 112 €/MWh, segnando +19% su maggio e +8% su giugno 2024. In Germania il prezzo medio si è fermato a 64 €/MWh (-5% rispetto al mese precedente, -25% sull'anno), mentre in Francia è esploso, più che raddoppiato rispetto a maggio e segnando +19% anno su anno; la Spagna, infine, ha visto un'impennata del prezzo medio OMIE a 73 €/MWh, con una crescita superiore al 300% rispetto a maggio e del 29% in confronto a giugno 2024.

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



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

In Italia, nel mese di giugno, le **fonti rinnovabili hanno coperto il 48% del fabbisogno nazionale**, pur con una produzione in calo del 5% rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso (nel mese di giugno si è registrata una flessione dell'idroelettrico del 21%). In Spagna, invece, le rinnovabili, pur in diminuzione rispetto ai mesi precedenti, hanno garantito il 62% della generazione e questo ha avuto l'effetto di far schizzare il prezzo medio OMIE da 17 a oltre 70 €/MWh.

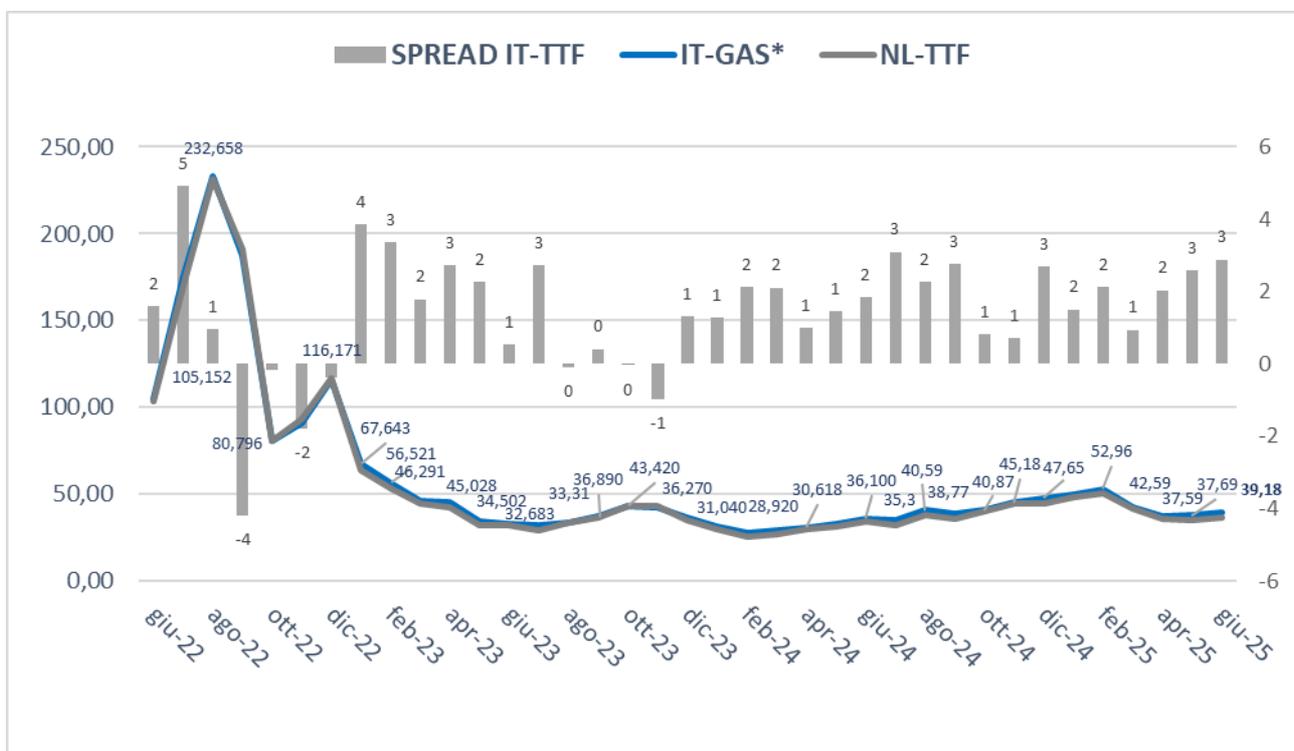
Il caldo torrido ha inciso anche sui consumi nazionali: rispetto all'anno passato, la domanda di elettricità è cresciuta dell'8%, quella di gas del 9%, mentre il settore industriale ha segnato un +2%, quello termoelettrico +9% e il comparto civile un -5%. Nel primo semestre 2025, il consumo elettrico registra un timido +0,3%, quello del gas un +8%, con le importazioni di GNL in aumento del 32% (+2,4 miliardi di mc).

La produzione elettrica italiana nel **primo semestre dell'anno** evidenzia una forte ripresa dell'idroelettrico (+6% rispetto a giugno 2024) e un incremento molto marcato dell'eolico (+37% su base annua per giugno), a fronte di una flessione della produzione fotovoltaica, penalizzata dal meteo meno favorevole. Complessivamente, la quota delle rinnovabili rispetto alla domanda elettrica nazionale si mantiene tra il 29% e il 39% nei mesi di maggio e giugno. La componente termoelettrica a gas resta comunque centrale per la sicurezza del sistema, anche alla luce delle continue tensioni sui mercati internazionali e della necessità di garantire la copertura dei picchi di domanda estivi.

Nel frattempo, la Spagna ha pubblicato il rapporto ufficiale sul blackout del 28 aprile, individuando come causa principale la gestione inadeguata delle risorse di regolazione della tensione da parte del TSO e delle principali utility, a conferma dell'importanza di rafforzare la resilienza delle reti e integrare in modo efficace la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili

Per quanto riguarda il **gas naturale**, i prezzi spot restano su livelli elevati: il TTF si attesta intorno a 36,296 €/MWh (in aumento del 4% su base mensile e del 7% rispetto a dodici mesi prima) mentre il PSV si posiziona a 39,19 €/MWh (+4% su maggio, +9% sull'anno precedente) con uno spread che si mantiene stabile tra i due hub.

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

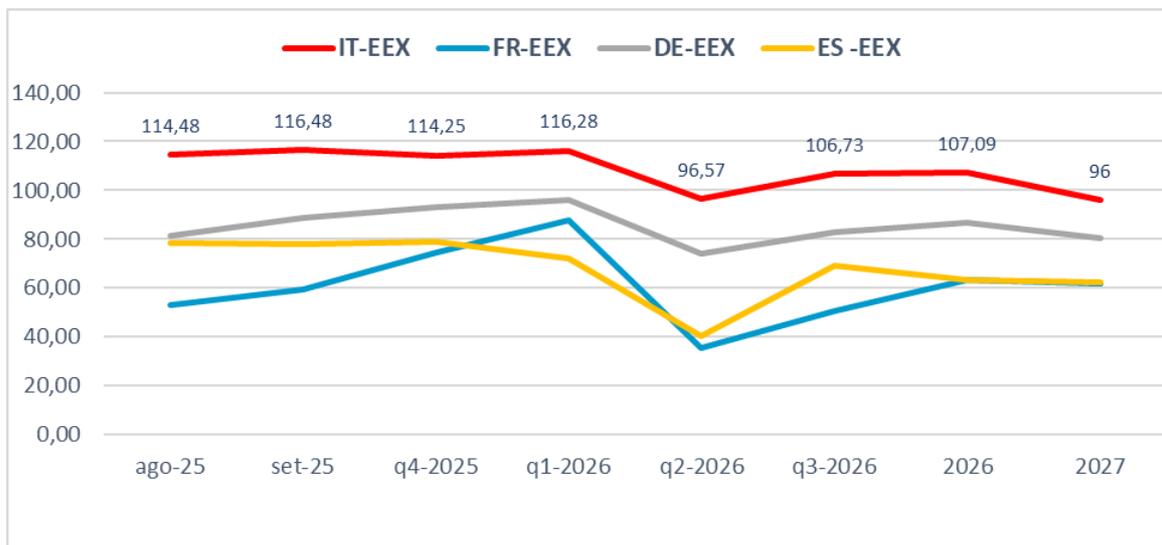


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

La domanda complessiva di gas in Italia nei primi sei mesi del 2025 risulta sostanzialmente stabile, con consumi in lieve crescita rispetto al 2024, trainati soprattutto dal settore termoelettrico e dagli usi industriali, mentre prosegue la graduale riduzione dei prelievi dalla rete da parte delle reti di distribuzione. Le importazioni attraverso il punto di Mazara del Vallo (Algeria) e i terminali GNL di Livorno, Piombino e Rovigo continuano a rappresentare le principali porte d'ingresso, mentre i flussi provenienti da Tarvisio e Gorizia (Russia) restano marginali.

Guardando ai prossimi mesi, i prezzi futures dei prodotti energetici per il resto del 2025 sono orientati al ribasso, complice la minore pressione geopolitica, il riempimento degli stoccaggi europei di gas che si avvicina al 60% (con previsioni di superare l'80% a fine settembre) e la domanda cinese di GNL più debole. Tuttavia, pesano ancora molte incognite, dai conflitti in Medio Oriente e Ucraina ai dazi commerciali tra USA ed Europa

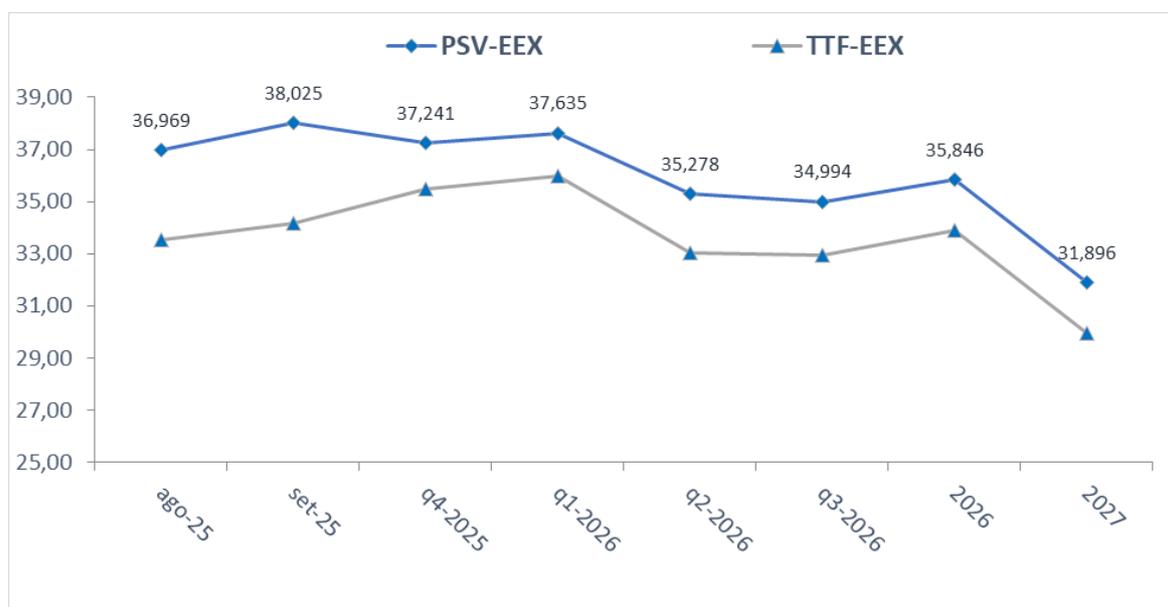
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 04.07.2025 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Per l'Italia, il prezzo dell'energia per il 2026 si attesta a 107,09 €/MWh, in diminuzione su base annua; anche il gas segna ribassi, con il PSV a 35,846 €/MWh. Per il 2027 la tendenza ribassista prosegue, con valori in ulteriore leggera flessione.

Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 04.07.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Nelle scorse settimane **Parlamento e Consiglio UE hanno raggiunto un accordo politico per una revisione del regolamento stoccaggi, introducendo maggiore flessibilità sugli obblighi di riempimento**: il target del 90% sarà richiesto solo dal primo dicembre e potranno essere previste soglie più basse (fino al 75%) in presenza di vincoli tecnici o condizioni di mercato sfavorevoli. Le importazioni italiane continuano a registrare una forte prevalenza di flussi dal Nord Africa (Algeria) e di GNL, mentre la componente russa, già drasticamente ridotta, rappresenta ormai una quota marginale del mix, sostituita soprattutto da importazioni via nave (GNL) che hanno raggiunto il 36% del totale. Nel solo mese di aprile, le importazioni di GNL nell'Unione Europea hanno toccato un nuovo record, con il 60% dei volumi provenienti dagli Stati Uniti e una quota sempre più rilevante di contratti indicizzati al TTF.

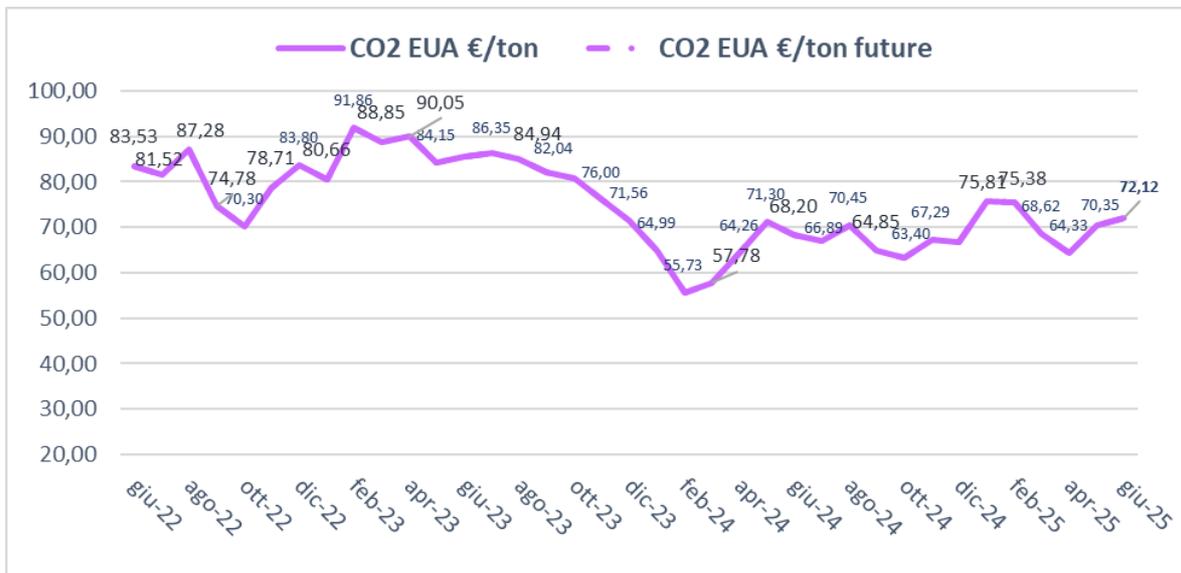
Il **mercato del petrolio Brent** si conferma debole, oscillando tra 65 e 70 dollari al barile, condizionato dalla domanda globale ancora moderata e dalle decisioni OPEC+ di incrementare progressivamente l'offerta.

Nel complesso, **le prospettive per la seconda parte dell'anno restano improntate a un'elevata volatilità e prezzi dell'energia elettrica che restano sensibilmente più alti rispetto ai principali mercati continentali**. Il riempimento degli stoccaggi, la capacità di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e la flessibilità del sistema elettrico saranno i principali fattori di tenuta per il sistema energetico italiano in vista dell'inverno 2025-2026.

Sul fronte ambientale, il mercato europeo dei permessi di emissione (EU ETS) ha visto una crescita delle quotazioni, con i prezzi della CO₂ che dopo aver superato quota 73 euro a metà giugno sono tornati attorno ai 70 euro per tonnellata, seguendo l'andamento incerto dello

scenario internazionale e le aspettative legate all'accordo di integrazione tra il sistema ETS UE e quello britannico.

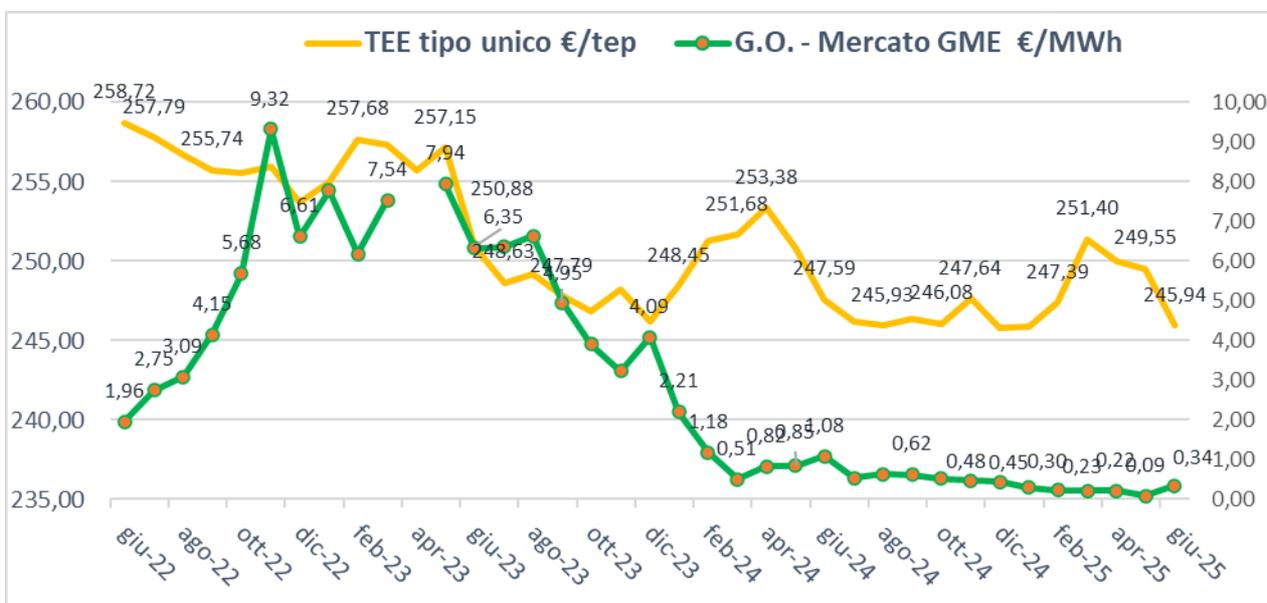
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 04.07.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Nel mese di maggio il valore medio dei **Titoli di Efficienza Energetica** è sceso a 245,94 euro per tonnellata equivalente di petrolio, mentre il prezzo delle **Garanzie d'Origine** è salito a 0,34 €/MWh.

Mercati ambientali: andamento TEE e GO

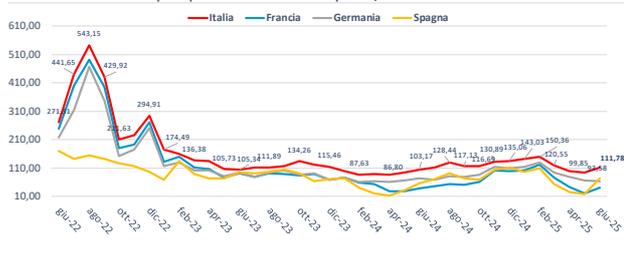


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

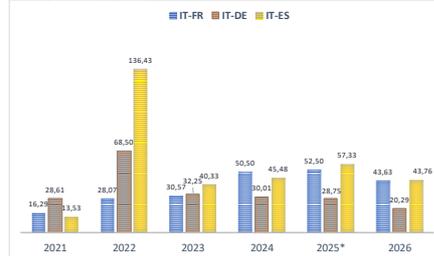
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

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



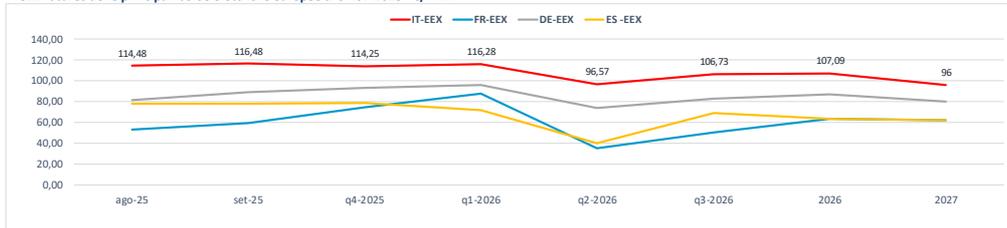
Spread Elettrico €/MWh



2025: quotazioni al consuntivo; 2026: quotazioni future del 04.07.2025

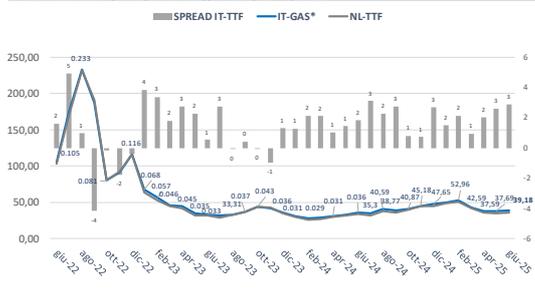
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 04.07.2025 - €/MWh

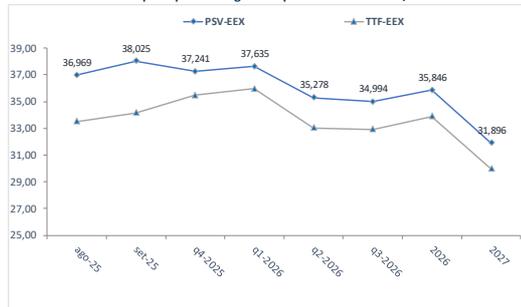


Mercato Gas

Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



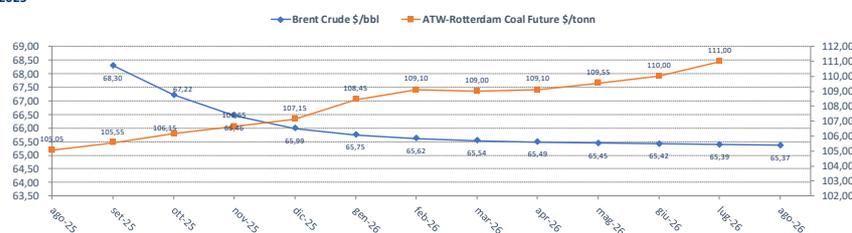
Prezzi futures delle principali borse gas europee al 04.07.2025 - €/MWh



*Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023
**Media prezzi giornalieri fino al 30.06.2025

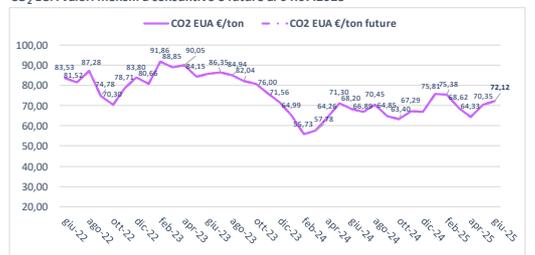
Mercato Commodities

Prezzi future al 04.07.2025

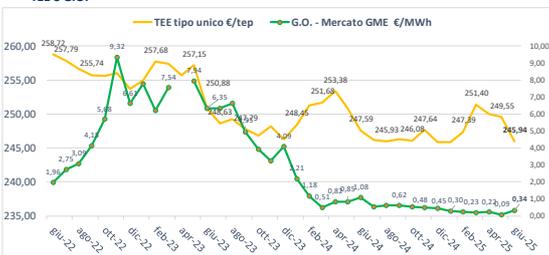


Mercati Ambientali

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 04.07.2025



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. Energy Release 2.0: aggiornamenti sulla misura dopo la comfort letter della CE

di Andrea Andreuzzi e Barbara Marchetti

La Commissione europea ha inviato una *comfort letter* al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sulla misura energy release che permetterà alle imprese energivore aderenti di ottenere per 3 anni una quota di energia elettrica pari a circa un terzo dei loro consumi ad un prezzo di 65 €/MWh.

Come fortemente voluto da Confindustria e dalle Istituzioni nazionali, è stata **mantenuta inalterata l'impalcatura di base del provvedimento**, con particolare riferimento alla **assegnazione dei 24 TWh di energia elettrica oggetto di anticipazione triennale a 65 €/MWh** su cui i soggetti elegibili hanno **già trasmesso la manifestazione di interesse**.

Le **modifiche** richieste dalla Commissione riguardano invece lo **sviluppo degli impianti da fonte rinnovabile** che verranno installati per adempiere agli **obblighi di restituzione** dell'energia anticipata nonché del **raddoppio della potenza** stessa attraverso:

- Lo sviluppo di **meccanismi competitivi, aperti e trasparenti per individuare i progetti rinnovabili da sviluppare** a cui possano partecipare energivori/aggregatori e soggetti terzi come gli operatori del settore energetico.
- Il possibile **allungamento del contratto di restituzione oltre i 20 anni previsti** in caso dalla misura si generino **benefici superiori ai costi di investimento relativi agli impianti rinnovabili che verranno installati (clausola di clawback)**.

I **prossimi passaggi per sbloccare la procedura** prevedono innanzitutto l'emanazione di un **nuovo DM MASE**, che recepirà le modifiche richieste dalla Commissione europea nella *Comfort letter*. Una volta pubblicato il Decreto, verranno **aggiornate dal GSE le Regole Operative dei contratti**. Subito dopo sarà possibile avviare la firma dei contratti di anticipazione. Successivamente, verranno attivate le procedure opzionali (e non obbligatorie) per individuare eventuali soggetti che potranno sostituire, nell'impegno alla restituzione e nella realizzazione della nuova capacità FER, gli energivori o aggregatori che hanno sottoscritto i contratti di anticipazione.

Secondo il MASE, per i primi di settembre dovremmo disporre sia del nuovo Decreto che dell'aggiornamento delle Regole Operative. Le procedure competitive, invece, partiranno non prima dell'autunno, poiché sarà necessario attendere i risultati preliminari del FerX transitorio per avere un quadro completo.

Di seguito si riportano i **principali elementi di modifica alla disciplina che saranno introdotti mediante un Decreto Ministeriale del MASE e la revisione delle Regole operative del GSE**.

ASTA COMPETITIVA

La procedura competitiva per l'individuazione dei soggetti che assumeranno l'obbligo a realizzare gli impianti rinnovabili prevede che i partecipanti possano presentare un'offerta per un premio iniziale (positivo o negativo) che dovrebbero ricevere/versare nei confronti dell'energivoro/aggregatore assegnatario dell'anticipazione per essere disposti a costruire la capacità FER richiesta ad assolvere al relativo obbligo. Il 50% dell'energia elettrica rinnovabile di nuova generazione sarà contrattualizzata con un CfD a 2 vie dal GSE a un prezzo di esercizio di 65 EUR/MWh per un periodo di 20 anni secondo uno schema contrattuale simile al FER X. I partecipanti possono offrire premi negativi.

Si possono pertanto verificare 3 scenari:

- a. Nel caso in cui un energivoro/aggregatore non partecipi alla gara, il GSE assocerà a questo soggetto un'offerta pari all'offerta minima ammessa nella procedura, in quanto le imprese che beneficiano dei prezzi ridotti dell'energia elettrica in fase di anticipazione sono obbligate a costruire e gestire (o esternalizzare la costruzione e la gestione) del doppio della capacità necessaria per restituire l'energia elettrica ricevuta. Pertanto, le EIU sono sempre trattate come se partecipassero alla gara con l'offerta più bassa accettata. Si applicherà quindi il punto c seguente.
- b. Se un energivoro/aggregatore partecipa alla gara ma la sua offerta non viene selezionata, deve pagare al GSE il premio marginale risultante dall'asta. Questo scenario potrebbe essere tradotto in una opportunità per l'energivoro/aggregatore. Successivamente il GSE assegnerà all'operatore che realizzerà e gestirà gli impianti rinnovabili tale premio anticipato. Per la metà dell'energia elettrica di nuova generazione, gli operatori FER stipuleranno un CfD a 2 vie con il GSE con strike price pari a 65 EUR/MWh.
- c. Se una industria energivora/aggregatore partecipa alla gara e la sua offerta risulta essere in posizione utile nella graduatoria, questa sarà responsabile della costruzione della nuova capacità FER per produrre il doppio dell'energia elettrica ricevuta nei primi tre anni (potrà comunque esternalizzare la costruzione e la gestione) e verrà stipulato un CfD a 2 vie con il GSE per 20 anni per restituire l'energia elettrica prevista a un prezzo di esercizio pari a 65 EUR/MWh (il CfD coprirà quindi solo la metà della capacità che deve essere costruita). In questo caso gli energivori non riceveranno il premio aggiuntivo ma non dovranno nemmeno pagarlo.

CLAUSOLA DI CLAWBACK

Al termine del periodo di 20 anni della durata del CfD a 2 vie, il GSE valuterà se il 100% del vantaggio ricevuto dall'energivoro/aggregatore nei primi tre anni è stato restituito nell'ambito del secondo CfD a due vie. In caso contrario, il CfD a 2 vie sarà esteso, con un prezzo di esercizio non superiore ai costi di esercizio e gestione ("O&M") degli impianti fotovoltaici all'inizio del periodo di recupero, per un periodo funzionale a restituire il 100% del vantaggio inizialmente ottenuto. L'obbligo di rimborsare il vantaggio in essere attraverso l'estensione del CfD a 2 vie ricade su coloro che firmerà il contratto di restituzione, pertanto, se l'asta viene ad

esempio vinta dagli sviluppatori di FER, questi sono responsabili dell'estensione potenziale del contratto CfD a 2 vie.

Il “beneficio” in fase di anticipazione è valutato considerando la differenza fra 65 €/MWh e il prezzo di mercato stimato nel triennio, attualizzato con un tasso del 4,25%. Il “maleficio” in fase di restituzione è valutato considerando la differenza fra il costo di generazione degli impianti (stimato in 73 €/MWh, aggiornabile sulla base degli esiti del meccanismo FER X) e i ricavi ottenuti dall'impianto, pari a 65 €/MWh per il 50% della capacità ed al prezzo zonale orario del mercato elettrico per il restante 50%. Tale maleficio viene attualizzato ad un tasso dell'8%. Se il beneficio attualizzato al 2028 è superiore al maleficio attualizzato al medesimo anno, il contratto di restituzione dovrà essere prolungato per un tempo sufficiente a restituire tale sovra compensazione ad un valore che copre comunque tutti i costi operativi al produttore.

3. Audizione Confindustria sul Clean Industrial Deal

di Andrea Andreuzzi, Alessandro Alessio e Stefano Terzaghi

Il 02 luglio 2025 Confindustria ha preso parte all'Audizione della Camera dei deputati sul [Clean Industrial Deal \(CID\)](#), durante la quale ha espresso i punti salienti del proprio posizionamento sul tema.

L'intero posizionamento è contenuto nel [testo dell'Audizione](#).

Riportiamo di seguito una sintesi sui punti principali.

SINTESI POSIZIONE CONFINDUSTRIA

Confindustria ha accolto con attenzione il Clean Industrial Deal, presentato dalla Commissione UE come una strategia industriale successiva al Green Deal, ma esprime al contempo forte preoccupazione per la lentezza nella sua attuazione e per la limitata capacità delle misure previste di rispondere con efficacia alle criticità che affliggono l'industria europea.

Uno dei temi centrali rimane il **costo dell'energia in Europa**, che **per l'uso industriale risulta essere fino a tre volte superiore rispetto ad altre grandi economie**, rappresentando quindi una grande distorsione strutturale che mina la tenuta del tessuto manifatturiero. L'*Action Plan for Affordable Energy*, inserito nel CID, viene giudicato insufficiente, in quanto, troppo concentrato sulla fiscalità nazionale e privo di strumenti autenticamente europei. Confindustria sottolinea l'urgenza di introdurre **misure strutturali per disaccoppiare il prezzo dell'energia elettrica rinnovabile da quello del gas naturale** e strumenti capaci di garantire condizioni di concorrenza paritarie, a prescindere dallo Stato membro in cui operano le imprese.

Confindustria chiede formalmente che venga **rafforzato il monitoraggio sul mercato europeo del gas**, in particolare sul funzionamento del TTF di Amsterdam¹, specie in considerazione degli avvenimenti degli ultimi anni. È essenziale che la task force annunciata dalla Commissione produca risultati concreti e trasparenti entro fine anno, come prerequisito per eventuali interventi correttivi.

Confindustria ha criticato il **Sistema ETS**, il quale si è dimostrato inefficace per il settore manifatturiero: la riduzione delle emissioni è stata significativa nel comparto termoelettrico, ma modesta e costosa in quello industriale². **I prezzi delle quote CO₂ europee sono le più care del mondo (4 volte più alti rispetto ad altri sistemi di carbon pricing globali)**, causando svantaggi competitivi e fenomeni di **carbon leakage**. Per questo **Confindustria chiede una revisione strutturale del sistema ETS**, con regole più trasparenti, una gestione più equilibrata della volatilità e **l'uso vincolato dei proventi per sostenere la transizione industriale**.

Analoga preoccupazione è stata espressa sul **CBAM**, che nella sua attuale formulazione si applica alle sole materie prime importate e non ai prodotti finiti (con l'eccezione dei fertilizzanti), **non prevede alcun meccanismo di compensazione per le esportazioni** e introduce nuovi oneri burocratici per le imprese.

Confindustria ha, inoltre, criticato **l'applicazione troppo rigida del principio DNSH**, che limita l'accesso ai fondi ai soli impianti migliori in termini di performance ambientale e che ha, di fatto, comportato l'esclusione di molte imprese dal sostegno pubblico, come dimostra il caso della Transizione 5.0. Confindustria propone, quindi, una **lettura più pragmatica del principio**, che valorizzi percorsi gradualmente e realistici.

Riguardo agli **Aiuti di Stato**, sebbene venga apprezzata la revisione delle linee guida CEEAG, permangono criticità significative. Il **nuovo schema CISAF**, seppur simile all'Energy Release italiano, **rischia di creare disparità tra gli Stati membri** e sarebbe opportuno accompagnarlo con un fondo europeo che garantisca condizioni eque per tutti.

Allo stesso tempo, Confindustria evidenzia **la debolezza della politica europea nel sostenere l'offerta tecnologica**. L'assenza di una strategia coerente ha portato l'Europa a dipendere da Paesi terzi, come nel caso dei pannelli fotovoltaici cinesi, replicando errori già compiuti in ambito energetico (es. dipendenza gas russo ed eventi 2022). È necessario investire in modo deciso nella ricerca, nello sviluppo e nella **produzione di tecnologie low carbon** come rinnovabili, idrogeno, CCS, biocarburanti e nucleare, **portandole a costi**

¹ Il TTF – cui sono indicizzati la maggior parte dei contratti – è un mercato molto concentrato, su cui agiscono anche fondi speculativi, contribuendo all'alta volatilità dei prezzi.

² Sebbene le emissioni ETS si siano ridotte del 44% tra il 2013 e il 2024, la riduzione è attribuibile in larga parte al settore elettrico (-55%), che ha beneficiato di € 170 miliardi di incentivi alle rinnovabili solo in Italia. **L'industria manifatturiera, invece, ha ridotto le proprie emissioni di appena il 23%, ma sopportando costi elevatissimi.**

comparabili con quelli delle fonti fossili per favorirne l'adozione spontanea sul mercato. Sebbene la Commissione UE abbia fissato obiettivi ambiziosi come i 50 GW/anno di capacità produttiva entro il 2030, le risorse mobilitate finora sono largamente inadeguate.

Infrastrutture energetiche moderne e mercati funzionanti sono considerati elementi essenziali per il successo della transizione e, per questo, la proposta di uno *European Grid Package* è vista positivamente.

Nel **settore trasporti**, Confindustria considera gli obiettivi europei al 2040 (riduzione del 70% delle emissioni) troppo ambiziosi e basati su presupposti metodologici errati. **Confindustria richiede una revisione della metodologia del calcolo delle emissioni e si oppone al bando di fatto dei motori a combustione interna**, in quanto, esclude soluzioni tecnologiche alternative come i biocarburanti, su cui l'Italia ha una forte capacità produttiva. Si chiede, infine, un piano decennale per il rinnovo del parco veicolare europeo e una revisione dell'ETS marittimo, che rischia di spiazzare i porti italiani.

Per quanto riguarda l'economia circolare, Confindustria sostiene la necessità di un quadro normativo europeo più armonizzato e semplificato, che consenta la libera circolazione dei materiali riciclati e l'adozione diffusa di tecnologie di riciclo avanzato. Confindustria auspica un rafforzamento del mercato dei prodotti circolari attraverso incentivi, certificati e una Green VAT.

4. Consultazione Commissione Europea ETS – Risposta Confindustria

di Elena Bruni

La Commissione europea ha effettuato una consultazione pubblica in vista della revisione del sistema europeo di scambio delle quote di emissione (EU ETS), prevista per il 2026 e della riserva stabilizzatrice del mercato. Come noto, l'attuale normativa EU ETS fissa un obiettivo di riduzione delle emissioni del 62 % per gli impianti fissi, il trasporto aereo e il trasporto marittimo (ETS1) entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005.

L'obiettivo di conseguire la neutralità climatica entro il 2050 vede un traguardo climatico intermedio a livello dell'UE per il 2040. Il riesame del 2023 nell'ambito del pacchetto "Fit for 55 %" ha introdotto diverse clausole di riesame relative all'ETS1, al fine di valutare i potenziali adeguamenti del sistema per quanto riguarda il trasporto aereo, il trasporto marittimo e gli impianti fissi entro luglio 2026. Inoltre, la decisione sulla riserva stabilizzatrice del mercato stabilisce l'obbligo giuridico di riesame di tale strumento.

Con la revisione della direttiva ETS del 2023 è stato creato anche un nuovo sistema per lo scambio di quote di emissioni che riguarda le emissioni di CO2 dovute alla combustione di combustibili negli edifici, nel trasporto su strada e nella piccola industria (ETS2) che, tuttavia, diventando pienamente operativo nel 2027, è escluso dall'ambito di applicazione della presente iniziativa. Per garantire che il sistema continui a contribuire nel modo più efficace

sotto il profilo dei costi ed economicamente efficiente, è necessario rivedere alcuni aspetti dell'EU ETS per mantenere l'obiettivo generale di conseguire la neutralità in termini di emissioni di carbonio in tutti i settori entro il 2050, tenendo conto del quadro più ampio di politiche e della necessità che tutti i settori contribuiscano agli sforzi dell'UE in materia di clima, facendo crescere nel contempo l'economia e preservando la competitività.

Confindustria, nella sua risposta, ha messo in evidenza alcuni elementi necessari e imprescindibili per un buon funzionamento del meccanismo:

- necessità di effettuare un serio studio di impatto che parta dalle caratteristiche dei singoli settori industriali coinvolti ed esamini attentamente le conseguenze derivanti dal funzionamento di un sistema "cap and trade" destinato ad esaurire rapidamente il cap nei prossimi decenni;
- messa in atto di tutte le condizioni abilitanti affinché la riduzione delle emissioni sia raggiunta tramite una trasformazione sostenibile dei processi industriali e non invece attraverso una contrazione della produzione e deindustrializzazione;
- armonizzazione del meccanismo di compensazione dei costi indiretti di CO₂ a livello europeo per proteggere la competitività delle industrie ad alta intensità elettrica e riduzione della disparità di trattamento tra Stati membri, preservando la stabilità e la prevedibilità dei segnali di prezzo dell'energia nonché ampliare la platea dei beneficiari;
- sospensione della traiettoria di eliminazione graduale delle quote gratuite per i settori soggetti a CBAM in attesa di verificare l'effettiva efficacia del CBAM quale strumento di protezione carbon leakage;
- previsione dell'obbligatorietà del reinvestimento dei proventi derivanti dall'ETS e dal CBAM in misure di sostegno alla decarbonizzazione dei settori soggetti;
- riduzione della speculazione finanziaria, valutando una possibile limitazione dell'accesso al mercato ai soli soggetti ETS obbligati;
- istituzione di meccanismi volti a limitare la volatilità del prezzo delle quote mediante l'immissione di liquidità attraverso la Market Stability Reserve;
- promozione di azioni in grado di far emergere segnali di prezzo adeguati ad accelerare gli investimenti a bassa intensità di carbonio senza compromettere la competitività industriale nel breve termine;
- incremento degli sforzi per una maggiore prevedibilità dei segnali di mercato per limitare volatilità e incertezza dei prezzi della CO₂;
- non estensione del meccanismo agli impianti di termovalorizzazione per evitare distorsioni che determinino incentivi indiretti al conferimento dei rifiuti in discarica;
- sospensione dell'ETS marittimo e, in linea generale, garanzia della continuità territoriale;

- impedire la riduzione della soglia degli impianti stazionari al di sotto di 20 MWt ma anzi innalzamento della soglia prevista per l'accesso alle misure nazionali equivalenti (cd Opt-Out) da 25.000 tCO₂/anno a 50.000 tCO₂/a;
- avvio di un processo di revisione anche dell'ETS 2.

5. Osservazioni Confindustria alla regolazione dei servizi infrastrutturali regolati

di Barbara Marchetti ed Elena Bruni

Nel contesto della consultazione pubblica avviata da ARERA sugli orientamenti per l'adeguamento della regolazione ROSS-base e sull'introduzione di strumenti propedeutici al ROSS-integrale, **Confindustria interviene con una posizione articolata che pone l'accento su gradualità, trasparenza e chiarezza degli impatti tariffari**. Pur ringraziando il Regolatore per l'opportunità di confronto, **Confindustria ha sottolineato** la complessità delle tematiche trattate e **la necessità di assicurare ai diversi soggetti coinvolti** – dai gestori di rete agli utenti finali – **strumenti che facilitino la comprensione delle regole e dei costi che incidono sulle bollette energetiche**.

Proprio l'importanza crescente della spesa energetica, sia per le famiglie che per le imprese, **rende secondo Confindustria imprescindibile una comunicazione trasparente e tempestiva sulle prospettive di costo di tutte le componenti tariffarie, incluse le voci regolate**. Si ritiene quindi fondamentale che ogni nuovo provvedimento sia accompagnato da dati previsionali affidabili e da un quadro chiaro dei benefici attesi, degli impatti economici e delle modalità di ripartizione dei costi tra i diversi soggetti.

Sul piano dei contenuti regolatori, Confindustria ha accolto favorevolmente la proposta di affinare i criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione per il biennio 2026-2027, così come ritiene positiva l'evoluzione dello Z-factor. Tuttavia, la principale preoccupazione che è stata espressa riguarda l'introduzione sperimentale degli strumenti propedeutici al ROSS-integrale: una svolta che comporta impatti significativi sugli operatori regolati, comprese le società quotate, e che richiede tempo e pianificazione per essere efficacemente assimilata. In questa prospettiva, viene chiesto che la transizione verso il nuovo modello avvenga in modo graduale, con tempistiche certe e con un congruo preavviso per gli operatori, affinché possano adattare sistemi e processi interni senza rischi per la sostenibilità delle attività e la stabilità tariffaria.

Confindustria ha evidenziato, inoltre, come il contesto attuale, segnato da forti elementi di instabilità e incertezza geopolitica, renda ancora più necessario ridurre al minimo la volatilità dei corrispettivi tariffari regolati e garantire regole stabili. **Si è segnalata quindi l'esigenza che ogni innovazione sia oggetto di un percorso di ascolto, confronto e trasparenza, coinvolgendo attivamente operatori e consumatori, magari anche tramite momenti pubblici di approfondimento come workshop tematici**.

In conclusione, Confindustria ha ribadito la propria disponibilità al dialogo con ARERA sottolineando la necessità che ogni innovazione regolatoria sia introdotta con gradualità, trasparenza e condivisione, per garantire benefici effettivi e sostenibilità economica al sistema, sia per le imprese che per i consumatori.

6. Bilancio Energia Elettrica

di Barbara Marchetti

NUOVA CAPACITÀ FER E ACCUMULI

Dal Rapporto mensile di Terna di maggio emerge che nei primi cinque mesi del 2025, in Italia sono stati installati impianti rinnovabili per 2.650 MW, un valore inferiore di 367 MW (-12%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nello stesso periodo, la capacità fotovoltaica in esercizio è aumentata di 2.385 MW, mentre la capacità eolica in esercizio è aumentata di 253 MW.

Per quanto riguarda le rinnovabili, tra gennaio e maggio sono stati installati 2.385 MW di nuova capacità fotovoltaica e 253 MW di nuova capacità eolica. Gli incrementi maggiori di nuova potenza fotovoltaica si sono registrati nel Lazio (+384 MW), in Lombardia (+235 MW) e in Piemonte (+190 MW), mentre per l'eolico la regione con il maggiore incremento è la Puglia (+241 MW).

Per quanto riguarda gli accumuli, la potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 682 MW, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 745 MW, registrando pertanto una riduzione pari a 63 MW (-8,5%). La capacità utilizzabile massima degli accumuli in esercizio è aumentata di 1.677 MWh, mentre nello stesso periodo del 2024 l'incremento era stato di 1.636 MWh, registrando pertanto un aumento di 41 MWh (+2,5%). Si registrano circa 803.759 sistemi di accumulo in esercizio.

BURDEN SHARING REGIONALE

Di seguito si riporta la tabella Terna che mostra la variazione netta di capacità installata da gennaio 2021 a maggio 2025 per ciascuna regione, confrontata con i target progressivi stabiliti dal DM Aree Idonee. Il Lazio è in forte anticipo rispetto al target previsto per il 2025 (+1.189 MW). Altre Regioni in ritardo includono Sicilia (-281 MW), Sardegna (-297 MW), Puglia (-174 MW), Calabria (-251 MW) e Basilicata (-170 MW).

Variazione della capacità installata gen. 2021 - mag. 2025 e scostamento dal target regionale

Regione	Delta installato gen 21 - mag 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - mag 25 [MW]	Delta [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	418	532	-113	640
BASILICATA	459	628	-170	748
CALABRIA	426	677	-251	857
CAMPANIA	1.212	1.071	142	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.620	1.523	97	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	740	474	266	573
LAZIO	2.294	1.105	1189	1.346
LIGURIA	191	233	-41	281
LOMBARDIA	2.810	2.276	534	2.714
MARCHE	462	550	-87	679
MOLISE	120	216	-96	273
PIEMONTE	1.622	1.283	339	1.541
PUGLIA	1.803	1.977	-174	2.405
SARDEGNA	933	1.229	-297	1.553
SICILIA	1.945	2.226	-281	2.764
TOSCANA	669	814	-145	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	426	322	105	381
UMBRIA	270	342	-72	429
VALLE D'AOSTA	29	35	-7	47
VENETO	1.904	1.588	316	1.889
Totale Italia	20.352	19.099	1.252	23.287

Fonte: Rapporto mensile Terna

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

7. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale

di Alessandro Alessio

Continua il monitoraggio di Confindustria sul mercato nazionale ed internazionale 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.

Presentiamo di seguito il bilancio definitivo del 2024 e a seguire il bilancio provvisorio 2025 insieme alla situazione attuale dei siti di stoccaggio.

BILANCIO DEFINITIVO 2024

Nel 2024 nel mondo sono stati consumati 4.212 Mld di Smc di gas naturale (nuovo picco storico), valore in aumento del 2,8% rispetto a quello del 2023 (4.095 Mld di Smc).

Nell'UE-27 il consumo totale è stato di 332 Mld di Smc, valore in aumento dello 0,5% rispetto a quello del 2023, ma ben distante dai consumi del 2021 (412 Mld di Smc).

In Italia il consumo totale è stato di 61,9 Mld di Smc, valore in aumento dello 0,6% rispetto a quello del 2023 e quasi uguale a quello riportato nel bilancio provvisorio, ossia 61,7 Mld di Smc (ved. Focus gen. 2025).

Di seguito la composizione finale dei consumi italiani di gas 2024 per settore:

SETTORE	CONSUMO 2024 (Mld Smc)	% SUL TOTALE
Termoelettrico	22,17	35,8%
Industriale	15,37	24,8%
Civile	19,94	32,2%
Domestico	11,75	19,0%
Condomini uso domestico	1,89	3,1%
Commercio e servizi	6,31	10,2%
Altre attività di servizio pubblico	0,67	1,1%
Altro (*)	3,75	6,1%
TOTALE	61,9	

(*) **Settore trasporti + Autoconsumi di filiera e perdite** (gas bruciato nei compressori di trasporto, nelle centrali di rigassificazione, sfiati, dispersioni di rete, ecc.) + **Variazioni di stoccaggio** (gas immesso o prelevato dai siti sotterranei nell'anno) + **Altri usi energetici interni** al settore gas/energia non registrati come vendite ai Punti di Riconsegna.

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati ARERA

A livello mondiale si segnala che:

1. a trainare l'**aumento dei consumi** è stata principalmente l'Asia, che assorbito oltre il 45% della richiesta incrementale segnando una variazione annua del +5,5%, con in testa Cina (+8,4%) e India (+10%);
 - aumentano anche i consumi dell'area Eurasiatica (+4%) e quelli di Nord America (+1,8%) e Centro-Sud America (+1,4%);

- in crescita anche la domanda del Medio Oriente (+2,4%), che ha superato i 600 Mld di Smc;
2. **la produzione mondiale di gas è aumentata dell'1,4%**, dovuto ad una maggiore richiesta e a una **rinnovata attività di *upstream***:
- la produzione di gas non convenzionale è cresciuta del 2%, raggiungendo un'incidenza sul totale gas prodotto del 32%, sulla scia di miglioramenti tecnologici nella fratturazione idraulica e di crescenti investimenti (si tratta però di un tasso inferiore alla media decennale del 7,3%);
 - a livello regionale, la crescita maggiore si è verificata in Cina (+7%) conseguenza di maggiori investimenti (anche in risorse *unconventional*) e di un miglioramento nelle tecnologie di estrazione.

A livello europeo (UE-27) si segnala:

1. **aumento dei consumi di gas nel 2024** dopo la flessione del 7% nel 2023:
- l'aumento è stato registrato negli ultimi mesi del 2024 principalmente a causa delle temperature inferiori a quelle dei precedenti due anni e a causa della **minore produzione elettrica da FER** imputabile ad una ventosità molto bassa, soprattutto a novembre e nella prima decade di dicembre;
 - aumento dei consumi in Germania (+1,6%), Italia (+0,6%) e Paesi Bassi (+1,3%);
 - riduzione dei consumi in Francia (-6,2%) e Spagna (-4,2%), aventi un maggiore peso di fonti alternative sul mix elettrico, rispettivamente nucleare (+12%) e FER (+11%);
2. **la produzione di gas è stata pari a 30 Mld Smc**, ossia il **10% del consumo totale**:
- **i Paesi Bassi si confermano il primo produttore dell'Unione (9,7 Mld di Smc)**, seguiti da Romania (9,4 Mld di Smc) e Germania (3,9 Mld di Smc);
 - **continua il trend di decrescita** ininterrotta iniziato nel 2013: rispetto al 2023 la variazione percentuale è del **-15%** circa, la più alta mai registrata;
3. **le importazioni totali sono state pari a circa 275 Mld Smc**, in calo del 6% sul 2023 e del 18% sul 2022:
- il 63% è provenuto via gasdotto e il 37% via GNL;
 - **il principale fornitore è stata la Norvegia con il 33% del totale**, seguita dalla Russia (19%), Stati Uniti (17%) e Nord Africa (14%):
 - le importazioni via gasdotto (-2% rispetto al 2023) sono arrivate da Norvegia (50%), seguita da Russia (18%), Nord Africa (18%), Azerbaijan (7%) e UK (7%);

- il **GNL (-16%rispetto al 2023)** è provenuto da Stati Uniti (45%, -1% rispetto al 2023), Russia (20%, -5% rispetto al 2023), Qatar (12%), Algeria (8%), Nigeria (5%) e Norvegia (5%);
4. gli **stoccaggi** hanno chiuso la stagione invernale 2024/2025 con riserve inferiori di circa 27 Mld di Smc rispetto alla precedente, per un livello di riempimento del 34% vs. il 59%;
 5. con riferimento ai **prezzi del gas**:
 - **la media annua dei prezzi spot al TTF olandese è stata di 34,4 €/MWh**, per un calo del 15% in confronto al 2023 e del 72% rispetto al 2022;
 - **la media annua dei prezzi spot sul PSV italiano ha segnato 36,7 €/MWh**, con diminuzioni percentuali anno su anno analoghe all'hub olandese;
 - **lo spread medio annuo tra PSV e TTF è stato di 2,3 €/MWh, salito nei mesi estivi a circa 3 €/MWh**:
 - complessivamente nella prima metà dell'anno le quotazioni sono rimaste quasi costantemente superiori a quelle del TTF ma il rapporto si è invertito nella seconda parte del 2024 e in particolare negli ultimi mesi, quando sono stati i prezzi europei a superare i prezzi asiatici e a favorire carichi di GNL verso l'Europa;
 - la volatilità dei prezzi spot nel 2024 in Europa, per quanto più contenuta rispetto al 2022 e 2023, è rimasta comunque elevata intorno al 50%, mentre si è attestata sul 40% in Asia;
 - sul mercato asiatico, i prezzi del GNL hanno segnato, in media annua, una contrazione del 12% rispetto ai valori del 2023 e del 34% sul 2022;
 - **il prezzo spot del gas dell'Henry Hub (HH, USA) è stato in media di 2,2 \$/Mbtu**, il minimo dal 2020, per una variazione negativa del 14% sul 2023 (-66% sul 2022).

A livello italiano si segnala:

1. un **aumento dei consumi di 300 Mln di Smc (+0,6%)** rispetto al 2023, causato soprattutto dalle temperature più rigide negli ultimi mesi dell'anno che hanno sostenuto i prelievi delle reti di distribuzione (+2,1% sul 2023) e da una ripresa marginale dell'industria (+1,6%, ma con quattro giorni lavorativi in più);
2. una **moderata flessione dei consumi di gas destinati alla generazione elettrica (-1,4%)**, nonostante l'aumento sensibile nell'ultima parte dell'anno e il rimbalzo di agosto (+21,4%) a seguito di un significativo incremento della domanda elettrica per le elevate temperature;

3. **un calo della produzione nazionale di gas naturale (-4,1%)** attestatasi poco sotto i 2,600 Mld di Smc rispetto ai 2.705 dell'anno precedente;
4. **un calo delle importazioni nette (-0,7%) nonostante la lieve ripresa dei consumi**, scese da 59,2 a 58,8 Mld di Smc (-0,7% rispetto al 2023) a causa della discesa delle importazioni lorde diminuite di 2,4 Mld di Smc (-3,9% rispetto al 2023) solo parzialmente attutita dal **quasi azzeramento delle esportazioni** (-2 Mld di Smc);
 - a. **diminuzione dell'importazione di GNL (-11%)**, sceso da 16,5 a 14,7 Mld di Sm; come nel 2023, il 95% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti;
5. **diminuzione del tasso di dipendenza dall'estero sceso dal 96,3% al 95,2%.**

Per tutti gli altri dettagli sul bilancio provvisorio e sui consumi, controllare il numero del *Focus di gennaio 2025*.

FLUSSI E BILANCIO PROVVISORIO 2025

Nei primi 6 mesi del 2025 in Italia sono transitati quasi 33,6 Mld di Smc, di cui 32,6 Mld di Smc riconsegnati nella rete di trasporto e, quindi, utilizzati per i consumi civili, industriali e termoelettrici.

Il riconsegnato totale per la rete di trasporto dedicata all'industria è stato di 6 Mld di Smc, mentre il totale riconsegnato per quella dedicata al termoelettrico è stato di 10,4 Mld di Smc.

Il riconsegnato totale per la rete di distribuzione (civile e parte del sistema industriale – principalmente PMI) è stato di 15,5 Mld di Smc.

Dall'analisi del bilancio gas (provvisorio) dei primi 6 mesi del 2025 si evincono come sempre tre aspetti fondamentali:

1. **export** ormai quasi azzerato (**1 Mld di Smc**) e rappresentante meno del 3% del totale immesso nella rete;
2. **produzione nazionale** in linea con gli ultimi anni (**1,7 Mld di Smc**), ossia limitata e capace di soddisfare **meno del 5% dei consumi nazionali totali**;
3. un **massiccio ricordo all'import di gas (30,7 Mld di Smc)** che continua a rappresentare l'91,5% del totale immesso nella rete (+7 punti percentuali rispetto a maggio) e il **94,2%** (+11,8 punti percentuali rispetto a maggio) del totale riconsegnato nella rete di trasporto, ossia il totale **dei consumi**.

Mese	Import	Produzione Nazionale	Export	Totale Imnesso	Riconsegne Reti di Trasporto
Gennaio	4,812	0,312	0,072	8,141	7,976
Febbraio	4,651	0,271	0,109	7,387	7,351
Marzo	4,797	0,308	0,323	6,493	6,239
Aprile	5,214	0,281	0,224	4,386	4,207
Maggio	5,584	0,276	0,162	3,458	3,406
Giugno	5,677	0,264	0,164	3,729	3,462
TOTALE	30,736	1,712	1,054	33,594	32,642
% tot riconsegnato	94,2%	5,2%	3,2%		
% tot immesso	91,5%	5,1%	3,1%		

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

(valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm³ - kWh at 25°C combustion)

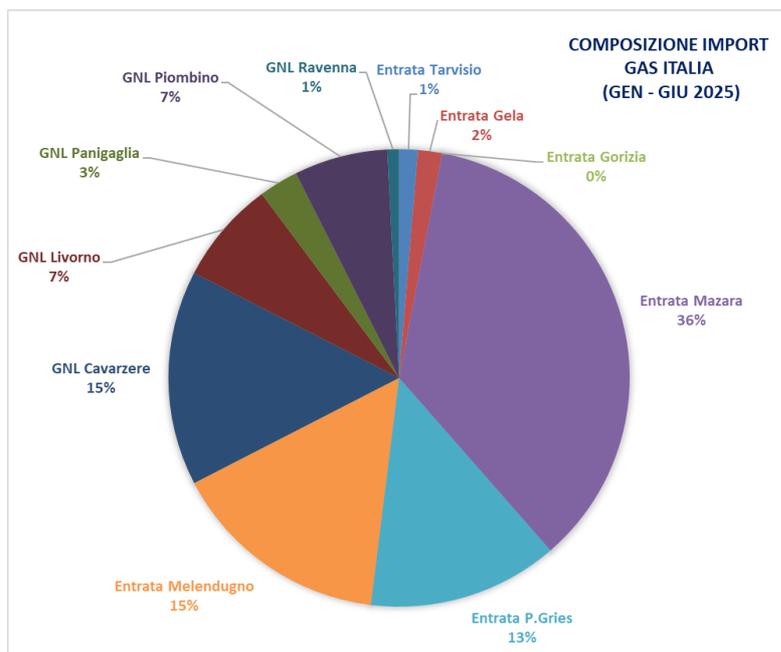
Come si può osservare dalla tabella successiva, **le importazioni da Sud (43,8% del totale) superano di 4 volte quelle da Nord (11,5% del totale)**, con **il gas algerino che oramai rappresenta stabilmente il 36% del totale del gas importato**, occupando la posizione che un tempo era occupata dal gas russo (ora 2% del totale).

Stabile la percentuale di gas che arriva sottoforma di **GNL (26,2% del totale)**.

Mese	Entrate Nord	Entrate Sud	GNL
Gennaio	0,722	2,683	1,407
Febbraio	0,685	2,475	1,491
Marzo	0,363	2,801	1,632
Aprile	0,908	2,747	1,559
Maggio	0,869	2,759	1,957
Giugno	0,960	2,742	1,974
Totale	4,508	16,207	10,020
% tot import	14,7%	52,7%	32,6%
% tot riconsegnato	13,81%	49,65%	30,70%

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

(valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm³ - kWh at 25°C combustion)



Composizione Import	
Entrata Tarvisio	0,40
Entrata Gela	0,52
Entrata Gorizia	0,00
Entrata Mazara	10,94
Entrata P.Gries	4,10
Entrata Melendugno	4,75
GNL Cavarzere	4,67
GNL Livorno	2,23
GNL Panigaglia	0,85
GNL Piombino	2,02
GNL Ravenna	0,25
Totale	30,74

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

(valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm³ - kWh at 25°C combustion)

STOCCAGGIO

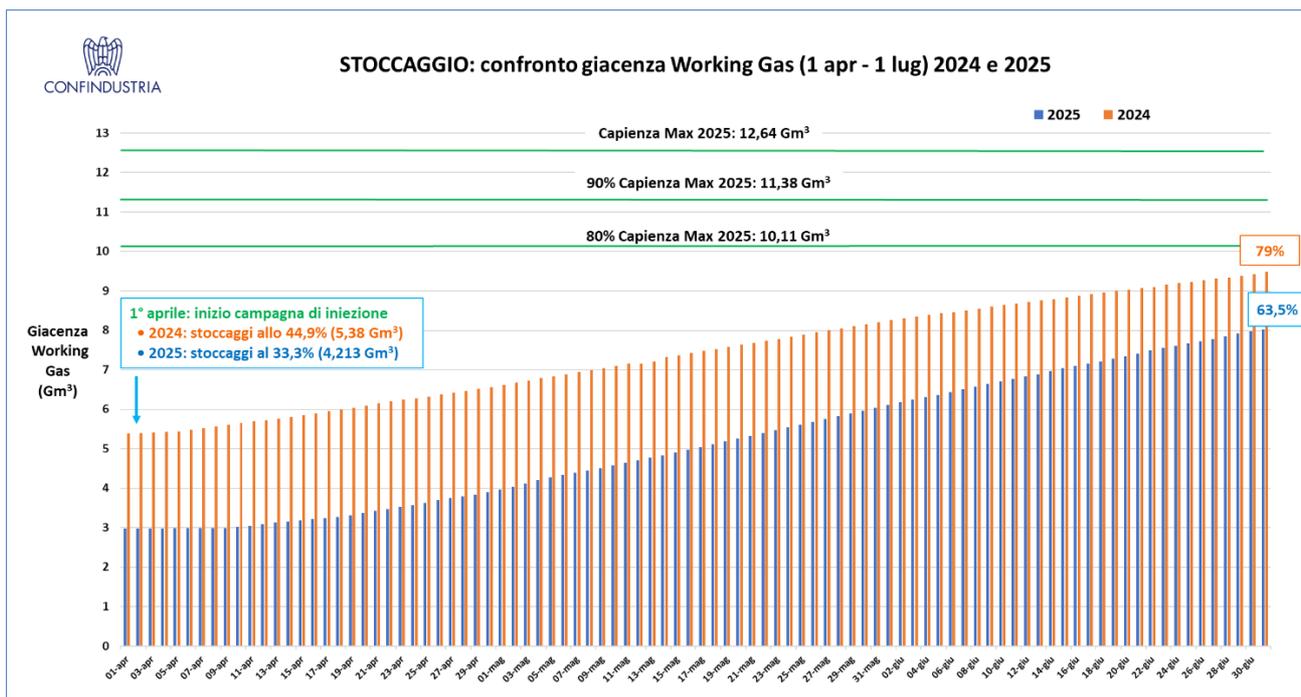
Il 1° luglio 2025 i siti di stoccaggio di modulazione³ risultano pieni al **63,5%**, con un totale di **8 Mld di Smc (87,6 TWh)**. Nella stessa data dell'anno scorso risultavano pieni al 79% con 9,5 Mld di Smc (104 TWh).

In considerazione della quota di stoccaggio strategico⁴, il livello totale di stoccaggio sale a **12,5 Mld di Smc (138,8 TWh)**, ossia il 72,9% del totale⁵.

³ Stoccaggio gas "commerciale" con **capienza totale massima di 12,64 Mld di Smc (138 TWh)** finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

⁴ riserva di gas pari a **4,5 Mld di Smc (49,2 TWh)** 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.

⁵ **17,14 Mld di Smc (190,4 TWh)**.



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati SNAM

Come è possibile osservare dal grafico precedente, il gap di working gas tra 2024 e 2025 continua ad assottigliarsi, essendo passato dal 20% del 1° aprile all'attuale 15,5%.

Se consideriamo che nel 2024 e nel 2023 già ad ottobre era stato raggiunto un livello quasi pari al 100%, è plausibile pensare che anche quest'anno sarà raggiunto un simile livello presumibilmente nel mese di novembre (a patto che l'iniezione continui con il ritmo che ha avuto nell'ultimo mese).

8. #NucleareFururo: convegno di presentazione del Rapporto Confindustria/Enea

di A. Alessio, A. Andreuzzi, E. Bruni e B. Marchetti



Mercoledì **16 luglio 2025 alle ore 9:30**, presso l’Aula Nuova dei Gruppi Parlamentari della Camera dei deputati (Roma, Via di Campo Marzio 78) si terrà il convegno [#NucleareFuturo](#) per la presentazione dello studio **“Lo sviluppo dell’energia nucleare nel mix energetico nazionale: le potenzialità per l’industria italiana degli SMR e degli AMR”**, realizzato da Confindustria con ENEA quale knowledge partner.

Per partecipare è necessario [isciversi](#).

Tutte le informazioni sono disponibili alla [pagina web dell’evento](#), dove è possibile trovare anche il [programma](#).

*Ricordiamo che l’evento si svolgerà all’interno della Camera dei deputati: per accedere sarà necessario esibire un **documento di identità**; si raccomanda un **abbigliamento formale**, con **giacca obbligatoria per gli uomini**.*

Principali novità di settore

9. Proposta UE di riduzione delle emissioni del -90% al 2040

di Alessandro Alessio

SINTESI DELLA PROPOSTA

Il 02 luglio 2025 la [Commissione UE ha pubblicato](#) la [Proposta di Regolamento COM \(2025\) 524 final](#), che **aggiorna la Legge europea sul clima fissando un obiettivo vincolante di riduzione del 90% delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990.**

Il nuovo traguardo, definito dopo la prima “*global stock-take*” dell’Accordo di Parigi e in linea con la raccomandazione della Commissione del febbraio 2024, dà continuità all’obiettivo intermedio del -55% di emissioni al 2030 fissato dal FF55 e mette l’Unione su una traiettoria ancora più stringente per raggiungere la neutralità climatica al 2050.

L’impatto tecnico-scientifico del target scaturisce da un modello di bilancio carbonico che limita il cumulo emissivo fra il 2030 e il 2050 a 16 Gt CO_{2eq}. Alla luce dell’attuazione del pacchetto FF55, la valutazione dei Piani nazionali energia-clima rivisti mostra che l’UE è già proiettata a un -54% di riduzioni entro il 2030, avendo tagliato le emissioni del 37% nel 2023 a parità di crescita del PIL del 68%. **Il nuovo obiettivo fornisce pertanto un segnale di prevedibilità agli investitori** e consolida la leadership tecnologica europea nel mercato globale delle tecnologie net-zero, stimato in circa 600 miliardi di euro l’anno al 2030.

Sul versante energetico il testo riconosce che tutte le soluzioni a zero o basso tenore di carbonio – rinnovabili, nucleare, efficienza, stoccaggio, CCUS (anche DACCS, ossia cattura diretta dell’aria) geotermia e idroelettrico – dovranno concorrere a decarbonizzare un sistema che nel 2023 dipendeva ancora per oltre il 67% da fonti fossili.

Secondo la Commissione UE, l’Affordable Energy Action Plan, insieme alla Task-force per l’Unione dell’energia, dovrebbe ridurre la volatilità dei prezzi e a potenziare l’infrastruttura di rete: la Banca europea per gli investimenti offrirà contro-garanzie per ampliare la manifattura di componenti di rete e facilitare i Power Purchase Agreements, mentre una proposta di “*Industrial Decarbonisation Accelerator Act*” nel 2025 accelererà l’offerta di energia a basse emissioni per i settori hard-to-abate.

Le leve finanziarie già disponibili sono rilevanti: **il dispositivo per la ripresa e la resilienza mobilita € 648 miliardi, dei quali in media il 42% destinato a misure verdi; dal 2013 l’EU ETS ha generato oltre € 230 miliardi da reinvestire e, a partire dal 2026, il nuovo Fondo sociale per il clima metterà a disposizione € 86,7 miliardi per sostenere famiglie vulnerabili nella transizione energetica e nei trasporti.**

Per l'industria la Commissione UE integra l'obiettivo 2040 con il Clean Industrial Deal, che combina un **quadro di Aiuti di Stato semplificato (in vigore dal 25 giugno 2025)** con un pilota della futura Banca per la decarbonizzazione industriale: un'asta da € 1 miliardo, la prima tranche di un veicolo destinato a mobilitare fino a 100 miliardi per il calore di processo a basse emissioni. Si affiancano il piano d'azione per l'acciaio e i metalli – che assicura energia competitiva, previene la rilocalizzazione del carbonio e promuove la circolarità – e i dialoghi strategici settoriali, fra cui quello sull'Automotive che ha portato a una modifica mirata degli standard di CO₂ per auto e furgoni a decorrere dal 2025.

Sul fronte del commercio internazionale, la semplificazione del CBAM introduce una soglia “de minimis” che esenta il 90% degli importatori riducendo gli oneri amministrativi, senza pregiudicare la copertura del 99% delle emissioni insite nei beni interessati. La proposta affronta, inoltre, il rischio di “carbon leakage” all'export, prefigurando rimborsi finanziati con i proventi del CBAM.

Quanto alla fiscalità, una Raccomandazione sugli incentivi fiscali invita gli Stati membri a introdurre ammortamenti accelerati e crediti d'imposta per gli investimenti in tecnologie pulite, mentre linee guida dedicate agevolano l'applicazione integrale delle nuove direttive sulle rinnovabili per abbattere il costo dell'energia.

Il settore dei trasporti, che nel 2022 generava circa un quarto delle emissioni europee, viene guidato da un pacchetto coerente di norme e investimenti. La revisione degli standard di CO₂ per i veicoli leggeri preserva la capacità di investimento dei costruttori lungo la rotta verso la mobilità a zero emissioni; la regolamentazione sui veicoli pesanti fissa tappe intermedie al 2030, 2035 e 2040; un futuro regolamento sui parchi aziendali “*clean corporate fleets*” sarà proposto entro fine 2025. Parallelamente, il *Sustainable Transport Investment Plan* – in via di adozione – intende de-rischiare la produzione e l'impiego di combustibili alternativi sostenibili nei settori aerei e marittimi, colmando le lacune infrastrutturali e favorendo economie di scala.

La politica climatica post-2030 recepirà nuove flessibilità: a partire dal 2036 sarà possibile conteggiare crediti internazionali di alta qualità fino al 3 % delle emissioni nette del 1990 (circa 140 Mt CO₂-eq) e integrare rimozioni permanenti di carbonio – bio-CCS e DACCS – nel sistema ETS per compensare i residui incomprimibili dei settori più difficili.

Tutte queste misure sono incardinate in un quadro di governance che mantiene il principio di solidarietà tra Stati membri e mette al centro l'analisi costi-benefici, la neutralità tecnologica e la protezione della competitività delle PMI europee. Per la prima volta, il pacchetto 2040 collega in modo esplicito decarbonizzazione, sicurezza energetica e autonomia strategica, ribadendo che la riduzione delle importazioni di combustibili fossili resta la chiave per stabilizzare i costi energetici e rafforzare la resilienza industriale dell'Unione.

In sintesi, l'obiettivo di un taglio netto del 90 % entro il 2040 agisce come faro industriale, energetico e tecnologico. Sul piano energetico esso accelera l'elettrificazione rinnovabile, la diffusione degli stoccaggi e la modernizzazione delle reti; sul piano industriale mobilita ingenti

capitali pubblici e privati verso processi “deep-tech” a basse emissioni, mentre sul versante dei trasporti catalizza un cambio di paradigma che va dai power-trains elettrici e a idrogeno ai carburanti sintetici per aviazione e navigazione. Con finanziamenti dedicati, nuovi strumenti di mercato e una governance che valorizza flessibilità e integrità ambientale, la proposta europea rafforza la credibilità dell’UE in vista del contributo determinato a livello nazionale da notificare prima della COP 30 di Belém e offre un modello replicabile di transizione giusta, competitiva e orientata all’innovazione.

CONSIDERAZIONI CONFINDUSTRIA

Confindustria ha avviato una discussione interna per delineare le azioni da intraprendere al riguardo, partendo dal giungere a considerazioni condivise sulla Proposta.

Molti dei temi della Proposta (costi energia, ETS, CBAM CISA, ecc.) sono stati contenuti nel precedente pezzo sull’Audizione CID del 02 luglio 2025 alla Camera dei deputati (essendo uscita lo stesso giorno, già durante l’Audizione è stata espressa preoccupazione per la Proposta).

Confindustria aveva espresso preoccupazione sull’aumento dei target al 2040 già l’anno scorso e, ora che questo obiettivo diventa sempre più realistico, si rende necessario intraprendere azioni adeguate a scongiurare l’eventualità che un target del -90% possa diventare distruttivo per l’industria.

Confindustria, infatti, ribadisce che un taglio di tale ampiezza, formulato senza un’adeguata analisi d’impatto, provocherebbe costi economici e sociali tali da mettere in tensione il modello di welfare europeo e la competitività delle imprese.

Gli obiettivi devono formulati in modo graduale, con **strumenti coerenti con la realtà produttiva europea** e, soprattutto, la salvaguardia della competitività attraverso un quadro regolatorio che premi l’innovazione senza predeterminare le tecnologie.

10. Aiuti di Stato: il nuovo schema CISA e le implicazioni per l’industria

di Stefano Terzaghi

Con l’adozione del nuovo [Clean Industrial Deal State Aid Framework \(CISA\)](#), la Commissione europea inaugura un impianto permanente per il sostegno pubblico agli investimenti industriali con finalità di decarbonizzazione. Il nuovo schema, in vigore fino al 2030, sostituisce il *Temporary Crisis and Transition Framework* e introduce strumenti più strutturati, con l’obiettivo di garantire certezza giuridica e stabilità agli operatori in settori strategici.

La misura risponde a una richiesta esplicita avanzata anche da Confindustria, che nelle scorse settimane aveva scritto alla Commissione – sia in forma autonoma sia con altre associazioni industriali– per chiedere un intervento europeo sui costi dell’energia per le imprese industriali.

Energia e imprese energivore: cosa cambia

Tra le innovazioni principali figura la possibilità, per gli Stati membri, di ridurre temporaneamente il prezzo dell’elettricità per le imprese energivore fino a 50 €/MWh, per il 50% dei consumi. Il beneficio è subordinato a investimenti in tecnologie pulite, incluse rinnovabili, sistemi di accumulo, efficienza energetica ed elettrificazione.

Il meccanismo richiama il modello italiano dell’*energy release*, ma con un perimetro più ampio: in Italia il prezzo è fissato a 65 €/MWh per il 33% dei consumi, e l’accesso è limitato agli investimenti in impianti da fonti rinnovabili. Inoltre, mentre il modello italiano richiede la realizzazione di capacità pari al doppio dell’energia anticipata, lo schema CISAF prevede un vincolo meno stringente: solo il 50% del beneficio ricevuto deve essere reinvestito in tecnologie sostenibili.

L’intento di stabilizzare i costi dell’energia per le imprese più esposte è condivisibile, ma Confindustria rileva che la misura rischia di **creare disparità tra Stati membri**, premiando quelli con maggiore capacità fiscale e margini di bilancio per sostenere riduzioni più ampie del prezzo dell’elettricità.

Capacità e flessibilità: un quadro armonizzato

Il CISAF introduce regole comuni per i **meccanismi di capacità** e apre a strumenti di flessibilità lato domanda. Vengono riconosciute come eleggibili anche soluzioni non fossili per l’accumulo e la risposta della domanda. La struttura del framework richiama l’esperienza del capacity market italiano, con l’aggiunta di nuovi requisiti minimi e tempistiche accelerate per l’approvazione dei regimi nazionali. L’approccio è in linea con la posizione di Confindustria, che promuove da tempo un’integrazione sistemica delle soluzioni di flessibilità per rafforzare la sicurezza energetica.

Decarbonizzazione: incentivi e neutralità tecnologica

Più in generale, il quadro sostiene l’intera catena della transizione industriale: dalla realizzazione di impianti a basse emissioni alla produzione di tecnologie strategiche per il Net-Zero Industry Act. È prevista la possibilità di concedere incentivi fiscali (es. super-ammortamenti) e strumenti di condivisione del rischio pubblico-privato, con condizioni più favorevoli per le regioni meno sviluppate.

Un aspetto rilevante è l’apertura a un **approccio tecnologicamente neutro**: oltre all’idrogeno verde, rientrano tra le tecnologie ammissibili anche l’idrogeno blu, i carburanti riciclati, i biocarburanti e gli impianti CCS. Si tratta di una **svolta rilevante rispetto alla precedente**

legislatura, che accoglie le richieste di Confindustria per un quadro più realistico e aperto alla pluralità delle soluzioni tecnologiche.

Il framework include inoltre un **allegato dedicato alle filiere produttive strategiche**, che definisce le tecnologie prioritarie oggetto di sostegno pubblico: una mappatura utile per orientare gli investimenti e rafforzare le catene del valore europee.

Le criticità ancora aperte

Permane il riferimento al principio **DNSH – Do No Significant Harm**, applicato in più sezioni del testo. L'esperienza italiana con Transizione 5.0 – dove sono stati spesi solo 1,2 miliardi su 6,3 disponibili – dimostra che un'applicazione troppo stringente del principio può limitare fortemente l'efficacia degli incentivi. Confindustria sottolinea l'esigenza di **semplificare i criteri DNSH per evitare nuovi colli di bottiglia nell'attuazione**.

Alcuni elementi risultano inoltre **in contrasto con la normativa UE vigente**. È il caso degli incentivi a impianti alimentati a gas naturale, ammessi dal CISAF se associati a miglioramenti di efficienza. Ma la Direttiva Efficienza Energetica (EED) escludeva esplicitamente tali tecnologie dal computo dei risparmi, così come la Direttiva EPBD vietava gli incentivi alle caldaie a gas. Serve quindi **una maggiore coerenza normativa**.

Altro punto critico è il vincolo territoriale per il biometano, che limita il sostegno ai soli casi in cui produzione e consumo avvengano nello stesso sito o parco industriale. Una scelta che **contrasta con i modelli di autoconsumo a distanza oggi in fase di sviluppo in Italia**, anche grazie alle garanzie di origine.

Conclusioni

Il CISAF rappresenta un passo avanti importante verso un approccio europeo più solido e prevedibile alla transizione industriale. Ma **per essere davvero efficace, il nuovo quadro dovrà essere reso attuabile**, evitando sovrapposizioni normative, semplificando i vincoli ambientali e garantendo pari condizioni tra imprese e tra Stati membri. L'attenzione ora si sposta sull'attuazione concreta e sull'utilizzo effettivo di questo nuovo strumento da parte dei governi nazionali e delle imprese.

11. Risultanze dell'Indagine ARERA sul mercato elettrico italiano

di Barbara Marchetti

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha pubblicato, lo scorso 1°luglio, il [Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024](#) che illustra le analisi svolte e i risultati conseguiti nella valutazione degli esiti del mercato del giorno

prima ai sensi della deliberazione 401/2024/R/eel dell'8 ottobre 2024, con cui l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva per valutare gli esiti dei mercati elettrici nazionali ad asta con consegna a breve termine, nel periodo 2023-2024.

12. Aggiornamento Programma Illustrativo Nucleare UE

di Alessandro Alessio

Il 13 giugno 2025 la commissione UE ha pubblicato la [Comunicazione COM \(2025\) 315](#), ossia l'ottavo [Programma Illustrativo Nucleare \(PINC\)](#)⁶, redatto ai sensi dell'articolo 40 del [Trattato Euratom](#).

Il documento analizza il ruolo del nucleare nei piani energetici fino al 2050. L'energia nucleare, compresi i reattori convenzionali, gli Small Modular Reactors (SMR) e gli Advanced Modular Reactors (AMR), è trattata in termini di capacità installata, esigenze di investimento, impatti sul sistema elettrico e applicazioni oltre la generazione di elettricità, incluso il riscaldamento e la medicina.

Di seguito una sintesi dei principali contenuti.

CAPACITÀ INSTALLATA E SCENARI FINO AL 2050

Il nucleare fornisce oggi circa 98 GWe in 12 Stati membri. Senza estensioni di vita utile, la capacità scenderebbe a 50 GWe entro il 2050. Con nuovi progetti e LTO (Long-Term Operation), si stima un aumento fino a 109 GWe. Sensibilità mostrano che con LTO estese a 80 anni si potrebbero raggiungere 144 GWe, mentre ritardi nei progetti ridurrebbero la capacità a 85 GWe.

INVESTIMENTI RICHIESTI

Servono € 241 miliardi (valore attuale), di cui € 205 miliardi per nuovi impianti e € 36 per LTO. Il costo unitario overnight di un nuovo reattore è di 8.000 €/kWe (PV equivalente 10.871 €/kWe). Per LTO, 790 €/kWe (PV 820 €/kWe). I costi variano sensibilmente in base a tasso di sconto, ritardi e aumenti di costi dei materiali.

SMR E AMR – ASPETTI TECNOLOGICI E PROSPETTIVE

I SMR e AMR sono visti come tecnologie promettenti per l'integrazione nelle reti e per la produzione di calore industriale e idrogeno. I SMR, per le loro dimensioni ridotte, si prestano a installazioni decentralizzate. I progetti europei includono TANDEM, EASI-SMR, e SANE,

⁶ Il PINC è un documento della Commissione UE che valuta il fabbisogno di investimenti nel settore nucleare nell'Unione Europea, con particolare attenzione allo sviluppo di reattori nucleari, inclusi piccoli reattori modulari, reattori modulari avanzati e microreattori, e alla prospettiva della fusione nucleare. Il PNIEC fornisce, quindi, una panoramica dettagliata delle prospettive dell'energia nucleare nell'UE fino al 2050, con particolare attenzione allo sviluppo di tecnologie avanzate come i piccoli reattori modulari (SMR) e i reattori modulari avanzati (AMR).

volti a testare sicurezza, licenze e capacità industriale. I primi impieghi potrebbero avvenire entro il 2035.

FLESSIBILITÀ DEL NUCLEARE E INTEGRAZIONE NEL SISTEMA ELETTRICO

I reattori nucleari, sebbene ottimizzati per la produzione di base, sono già in grado di seguire il carico. In Francia, si osserva una capacità di modulazione fino a $\pm 5\%$ Pr/min. Il contributo nucleare alla flessibilità potrebbe coprire bisogni settimanali e stagionali, difficilmente affrontabili con batterie. Studi RTE mostrano che uno scenario con almeno 40 GW nucleari è più economico di scenari 100% rinnovabili.

BENEFICI PER L'INDUSTRIA E USI OLTRE L'ELETTRICITÀ

Il nucleare può decarbonizzare il calore industriale, oggi dominato da fonti fossili. Si stima una domanda di 1900 TWh, di cui 960 TWh ad alta temperatura (500–1000°C). In futuro, il fabbisogno calerà a 620 TWh, soddisfatto in parte da idrogeno prodotto con elettrolisi ad alta temperatura alimentata da SMR o AMR. Inoltre, l'industria dei radioisotopi per la medicina beneficia fortemente del nucleare, con una domanda in crescita (stimata triplicare entro il 2035).

13. DDL Delega su CCUS, Idrogeno e Riduzioni Emissioni di Metano

di Alessandro Alessio

Il 30 giugno 2025 il Consiglio dei ministri ha approvato il disegno di legge DDL Delega su CCUS, Idrogeno e Riduzioni Emissioni di Metano. Il DDL, collegato alla Legge di Bilancio 2025-2027, rappresenta un tassello normativo di fondamentale importanza nella strategia italiana di decarbonizzazione. Attraverso la **delega al Governo per la definizione del quadro legislativo per la filiera della Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS), lo sviluppo dell'idrogeno e la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico**, il provvedimento si pone in continuità con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2024 (PNIEC), recentemente aggiornato.

LA FILIERA CCUS: QUADRO STRATEGICO E NORMATIVO

Il cuore della proposta è l'articolo 1, che affida al Governo il compito di emanare entro un anno una serie di decreti legislativi finalizzati a disciplinare organicamente la filiera CCUS. Tale filiera è considerata una leva cruciale per la decarbonizzazione dei settori industriali cosiddetti hard-to-abate, come l'acciaio, il cemento, la ceramica, la chimica, la raffinazione, il vetro e la carta, dove le emissioni di CO₂ sono strutturalmente connesse al ciclo produttivo. Il potenziale stimato per queste industrie è di circa 70 MtCO₂ annue, di cui il 20% non evitabili con mezzi alternativi. Anche il settore degli inceneritori, responsabile di circa 7,5 MtCO₂, viene individuato come beneficiario primario della tecnologia CCUS.

La normativa nazionale vigente è ritenuta lacunosa e dispersiva: si intende dunque introdurre una disciplina chiara e coerente, in grado di coprire tutte le fasi della filiera, dalla cattura al trasporto, fino allo stoccaggio geologico e all'eventuale utilizzo della CO₂. Le attività di trasporto e stoccaggio, essendo connotate da caratteristiche di monopolio naturale, saranno sottoposte alla regolazione dell'ARERA, che definirà anche i criteri di accesso e le tariffe, assicurando trasparenza e concorrenza.

INFRASTRUTTURE, AUTORIZZAZIONI E GOVERNANCE

Il legislatore delegato dovrà anche disciplinare gli standard tecnici di sicurezza, i regimi autorizzativi e la governance delle responsabilità lungo la catena del valore, prevedendo procedimenti unici per il rilascio dei titoli abilitativi (inclusi ambientali) e per la concessione dei siti di stoccaggio. Particolare attenzione sarà data allo sviluppo infrastrutturale, mediante l'istituzione di un procedimento specifico per l'approvazione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto e dei siti di stoccaggio, in coerenza con gli obiettivi di economicità e decarbonizzazione del PNIEC.

DIMENSIONE EUROPEA E FINANZIARIA

Il quadro legislativo si inserisce all'interno di un contesto normativo europeo articolato, che comprende la [Direttiva 2009/31/CE](#) sullo stoccaggio geologico, la [Direttiva ETS \(UE\) 2023/959](#), il Net Zero Industry Act e l'Industrial Carbon Management Strategy, che delineano una strategia integrata per il carbon management. La disciplina italiana si propone dunque come uno strumento di attuazione degli indirizzi comunitari.

Dal punto di vista finanziario, l'impianto normativo è costruito secondo il principio di invarianza della spesa pubblica. Le nuove funzioni saranno svolte mediante le risorse esistenti, oppure a carico dei soggetti regolati, come nel caso dell'ARERA, il cui ampliamento di organico (12 unità) sarà finanziato da un contributo pari all'uno per mille dei ricavi degli operatori del settore idrogeno.

REGOLAZIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO

Il secondo pilastro della proposta normativa è la **designazione di ARERA come autorità di regolazione nazionale per il settore dell'idrogeno**, in linea con la nuova [Direttiva \(UE\) 2024/1788](#). Tale scelta anticipa il recepimento formale della normativa e mira ad assicurare un coordinamento efficace con la regolazione già esistente per il gas naturale. L'Italia intende rafforzare la propria posizione negoziale a livello europeo in vista dello sviluppo del Corridoio Meridionale dell'Idrogeno, infrastruttura strategica per il trasporto del vettore energetico rinnovabile dal Nord Africa verso i mercati dell'Europa centrale.

RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO

Infine, il disegno di legge interviene in materia di riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, recependo il [Regolamento \(UE\) 2024/1787](#). Viene delineata una governance

articolata: il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, supportato da UNMIG, SNPA e Acquirente Unico, si occuperà delle attività *upstream* e *midstream*, mentre le Regioni saranno competenti per le attività di sorveglianza nelle miniere. La normativa include un sistema sanzionatorio puntuale per garantire il rispetto degli obblighi europei, con sanzioni proporzionali al fatturato o al reddito dei soggetti inadempienti.

14. Il DM Modifica CACER è entrato in vigore

di Barbara Marchetti

Sul portale del ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, lo scorso 26 giugno è stato pubblicato il [Decreto firmato lo scorso 16 maggio, che aggiorna i criteri per l'accesso ai sostegni destinati alle comunità energetiche rinnovabili e alle varie forme di autoconsumo](#). **Le nuove regole sono operative a partire dal 26 giugno.**

Ricordiamo che una delle principali novità introdotte dal provvedimento riguarda **l'ampliamento della platea dei Comuni che possono beneficiare dei contributi a fondo perduto**, che ora possono coprire fino al 40% delle spese ammissibili secondo quanto previsto dal **PNRR**. La **soglia demografica degli enti ammessi sale così da 5 mila a 50 mila residenti**.

Nel testo vengono previste anche norme che consentono **tempi più elastici per la realizzazione degli impianti**. Con il nuovo assetto, **gli impianti che avranno diritto al contributo dovranno concludere i lavori entro il 30 giugno 2026, mentre la messa in funzione dovrà avvenire nei due anni successivi alla fine dei lavori e comunque non oltre il 31 dicembre 2027.**

Un **ulteriore cambiamento interessa la possibilità di ottenere un anticipo sul contributo richiesto: si potrà ricevere fino al 30% dell'importo complessivo, superando il limite precedente che fissava l'anticipo al 10%**. Contestualmente, vengono rivisti i criteri stabiliti dall'allegato 1 al decreto del 2023, eliminando il meccanismo di riduzione in caso di cumulo con altri incentivi, una modifica che ora si applica anche alle persone fisiche.

Come specificato nel testo del provvedimento, la piena operatività delle nuove disposizioni resta legata all'approvazione formale da parte del Consiglio sulla revisione del PNRR, avvenuta nella giornata di venerdì scorso.

Le modifiche introdotte dal decreto si applicano anche alle domande già presentate prima della data di entrata in vigore, secondo modalità che saranno dettagliate con nuove Regole operative. Queste saranno definite da un ulteriore decreto del ministero, su proposta del GSE, che dovrà essere adottato entro cinque giorni dall'entrata in vigore delle nuove regole.

Si ricorda infine che **nei mesi precedenti il ministero aveva già prorogato al 30 novembre il termine per i Comuni per inviare le richieste di accesso ai contributi.**

15. Conto Energia - RAEE fotovoltaici: aperta la seconda finestra temporale

di Barbara Marchetti

Dal **1° luglio 2025 fino al 30 settembre 2025** sarà possibile comunicare al GSE l'avvenuta **adesione ai Sistemi Collettivi** di gestione dei RAEE fotovoltaici da parte dei Soggetti Responsabili degli impianti fotovoltaici in Conto Energia.

La richiesta 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", disponibile nell'[Area Clienti](#).

Se il Soggetto Responsabile invia, durante una delle finestre temporali previste, la richiesta di adesione a un Sistema Collettivo mentre il processo di trattenimento delle quote a garanzia è già iniziato, il GSE interromperà il trattenimento e restituirà tutte le quote trattenute fino a quel momento.

Durante la prima finestra temporale 1° aprile 2025 - 30 maggio 2025 sono state trasmesse 1.346 istanze di adesione ai Sistemi Collettivi, per un totale di circa 840.000 moduli garantiti. I risultati complessivi sono riportati nell'apposito [cruscotto di monitoraggio](#).

Per promuovere la massima diffusione della disciplina dei RAEE fotovoltaici, il GSE ha aggiornato la [brochure](#) informativa che illustra, in particolare, le modalità e gli adempimenti per garantire la corretta gestione del fine vita dei moduli fotovoltaici incentivati in Conto Energia e l'adesione a uno dei Sistemi Collettivi.