



Focus Energia

n. 50 – Luglio e Agosto 2025

Sommario

Approfondimenti e Posizionamenti	3
1. Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e del gas	3
2. Bilancio Energia Elettrica	9
3. Monitoraggio scenario sicurezza gas naturale	11
4. Energy Release 2.0: firmato il decreto dopo il via libera della Commissione UE	15
5. Rapporto Nucleare Confindustria/ENEA	16
6. Risposta Confindustria alla consultazione sul "Pacchetto Europeo Reti"	20
7. Target 2040: quadro e criticità	21
Principali novità di settore	23
8. Bozza DL Energia	23
9. Certificati Bianchi: in dirittura d'arrivo il nuovo DM	24
10. Mancata Produzione FER: le Regole tecniche del GSE	25
11. Fer X transitorio: stabilite le tariffe per gli impianti fino a 1 MW	26
12. DM Fer X transitorio: l'Autorità rilascia il parere	27
13. Aree Idonee FER: Il Governo contro la sentenza del Tar Lazio	28

Approfondimenti e Posizionamenti

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

di Barbara Marchetti

Il 27 luglio 2025 Washington e Bruxelles hanno ufficializzato l'intesa che riduce al 15 % la tariffa doganale sugli scambi dall'Unione Europea verso gli Stati Uniti, scongiurando l'aliquota del 30 % annunciata in primavera e posticipata più volte. L'UE, che applica sui beni statunitensi un dazio medio inferiore all'1 %, ha scelto per ora di non varare contro-dazi sui 93 miliardi di euro di merci americane già individuate, rimandando la decisione a un eventuale riesame autunnale.

Sui mercati dell'energia l'accordo ha avuto un effetto ambivalente. Da un lato, l'azzeramento del rischio di una tariffa al 30 % ha fatto arretrare la componente di “premio geopolitico” che da settimane gonfiava i contratti a termine su gas ed elettricità: il TTF è ridisceso sotto i 33 €/MWh, il PSV si è assestato in area 37 €/MWh. Dall'altro, le stime di minor crescita per l'industria europea – e dunque di domanda energetica – iniziano a essere incorporate nelle curve *forward*: gli operatori proiettano ora un PUN medio d'autunno intorno a 116 €/MWh.

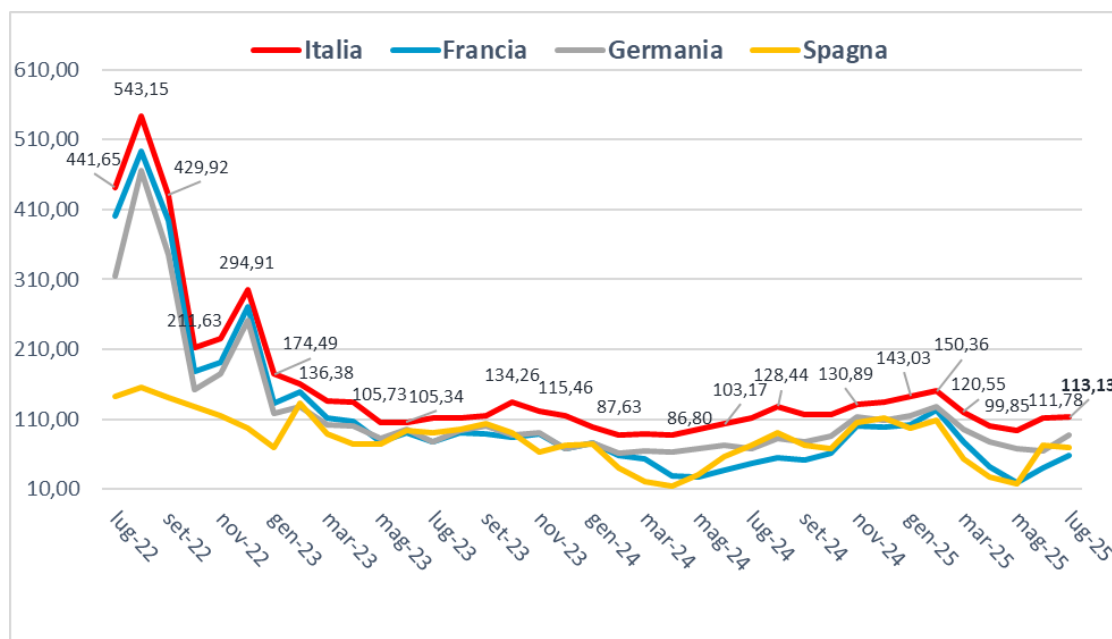
In questo contesto il Governo italiano si prepara a varare il **Decreto-Legge Energia**, la cui bozza circola in questi giorni a Palazzo Chigi. Il provvedimento, articolato in cinque articoli, **interviene dove il costo dell'energia incontra i nodi infrastrutturali e regolatori**. Il decreto si affianca al regolamento **Energy Release 2.0**, firmato dal ministro Pichetto Fratin dopo il **via libera di Bruxelles**.

Se le norme su saturazione virtuale e differenziale PSV-TTF entreranno in vigore senza modifiche sostanziali, il Paese potrebbe vedere affievolirsi la storica penalizzazione rispetto ai prezzi centro-europei.

Sul fronte dell'elettricità, la fine dell'ondata di caldo, la ripresa del vento in Germania, la progressiva riapertura dei corsi d'acqua per il raffreddamento nucleare francese e la maggiore disponibilità fotovoltaica iberica hanno ricomposto, seppur temporaneamente, il differenziale orario tra i principali mercati continentali. Resta comunque elevato il contributo delle centrali a gas per coprire i picchi serali e sostenere l'intermittenza rinnovabile, soprattutto in Italia dove la produzione da idroelettrico, pur in recupero rispetto al 2024, rimane condizionata dalle precipitazioni sotto la media.

I prezzi medi consuntivi di luglio 2025 rispetto al mese precedente sono in aumento per l'energia elettrica: il PUN nazionale nel mese di luglio è arrivato a 113,13 €/MWh, segnando +1% su giugno e +1% su luglio 2024. In Germania EEX il prezzo medio è salito a 88 €/MWh (+37% rispetto al mese precedente, +30% su luglio 2024), mentre in Francia EEX è arrivato a 58 €/MWh (+ 42,32 rispetto a giugno e +23% vs m-12); la Spagna, infine, il prezzo medio OMIE scende a 70 €/MWh, (-4 % rispetto a giugno e -3%% in confronto a giugno 2024.

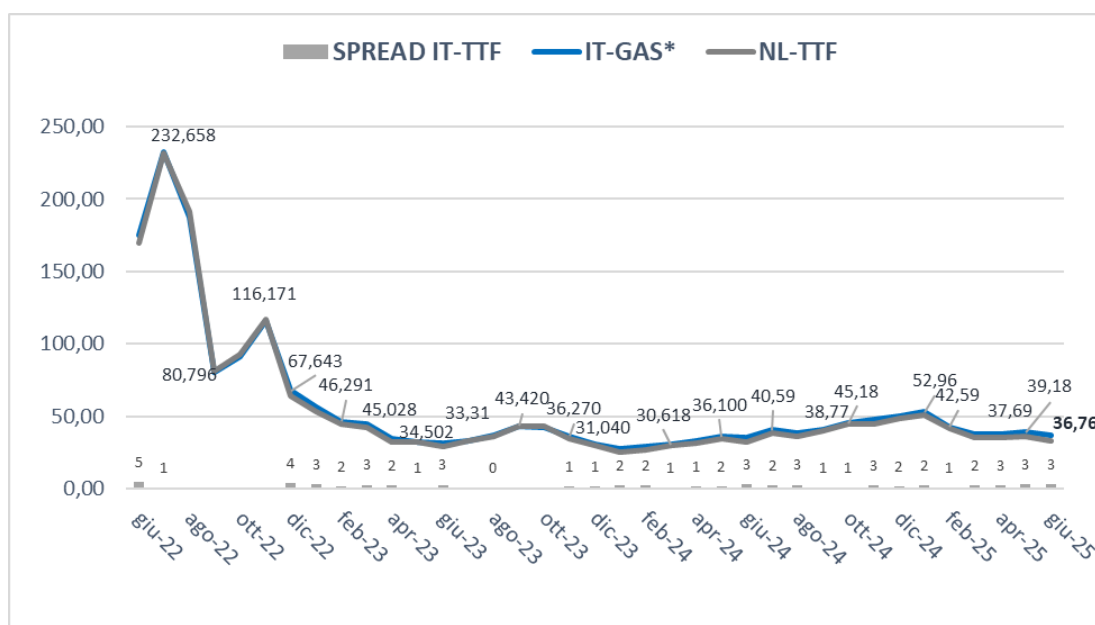
Confronto prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



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

Per quanto riguarda il gas naturale, i prezzi spot sono invece in discesa rispetto al mese precedente: il **TTF** si attesta intorno a **33 €/MWh** (- 8 % vs giugno, +3% rispetto a dodici mesi prima) mentre l'indice **GME IG-Index** si posiziona a **37 €/MWh** (- 6% su giugno, +4% sull'anno precedente).

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



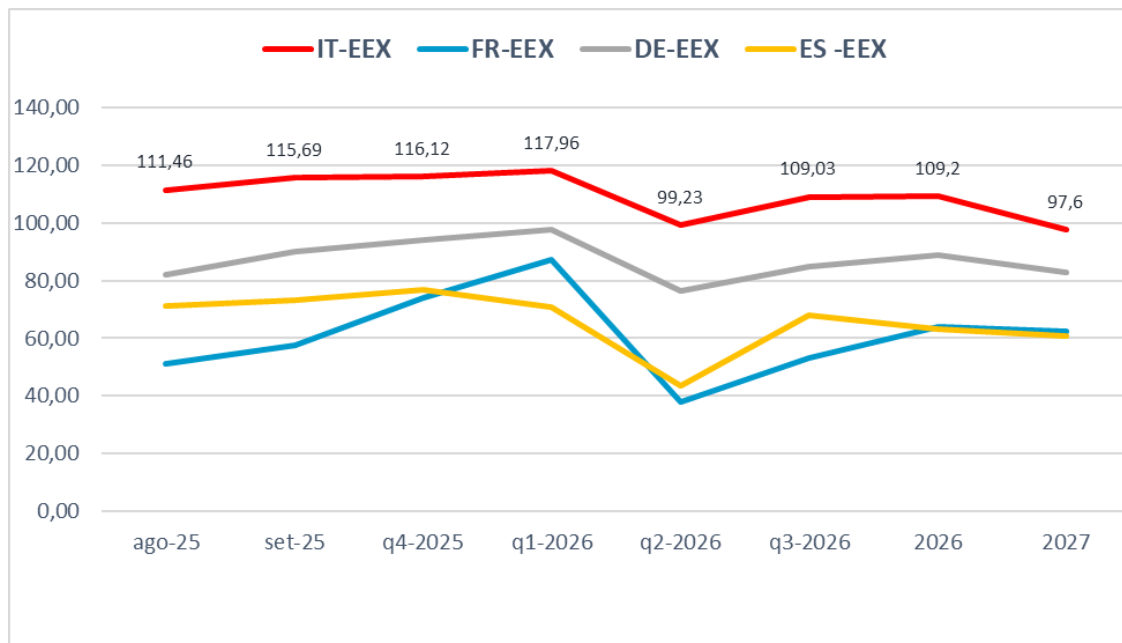
Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME, EEX

L'ultimo "Gas Market Report" dell'Agenzia Internazionale dell'Energia – IEA prevede per il **2025 un incremento della liquefazione mondiale del 5,5 % – pari a circa 30 miliardi di mc** – grazie all'avvio di Plaquemines LNG e Corpus Christi Stage 3 negli Stati Uniti e del progetto LNG Canada; **nel 2026 l'aumento atteso sale al 7 % (+40 miliardi di mc)** con l'ingresso del **maxi-progetto North Field East in Qatar**. Questa nuova capacità dovrebbe compensare, almeno in parte, il graduale azzeramento dei flussi russi imposto dalla roadmap europea e la domanda asiatica ancora debole (in Cina gli arrivi di GNL nel primo semestre hanno segnato - 21 % su base annua), **riducendo la pressione concorrenziale sugli approvvigionamenti destinati all'Europa**.

Parallelamente, il **18 luglio il Consiglio UE ha confermato**, con la sola astensione della Slovacchia, la linea del **phase-out dal gas russo** e il nuovo regolamento stoccaggi che ricordiamo conferma l'obbligo del **90 %** ma consente di raggiungerlo in qualsiasi momento fra il **1° ottobre** e il **1° dicembre**, con soglie intermedie meno rigide e la possibilità di scendere fino al **75 %** in caso di "condizioni di mercato difficili".

Grazie a stoccaggi già riempiti, **prosegue, infatti, il trend di risalita del riempimento stoccaggi gas**, che raggiunge il **68% in EU** e l'**80% in Italia**, a un flusso costante di GNL e all'arrivo, entro il **2026**, di nuova capacità di liquefazione nord-americana e qatariota, l'Italia dovrebbe affrontare il prossimo inverno in condizioni di relativa sicurezza.

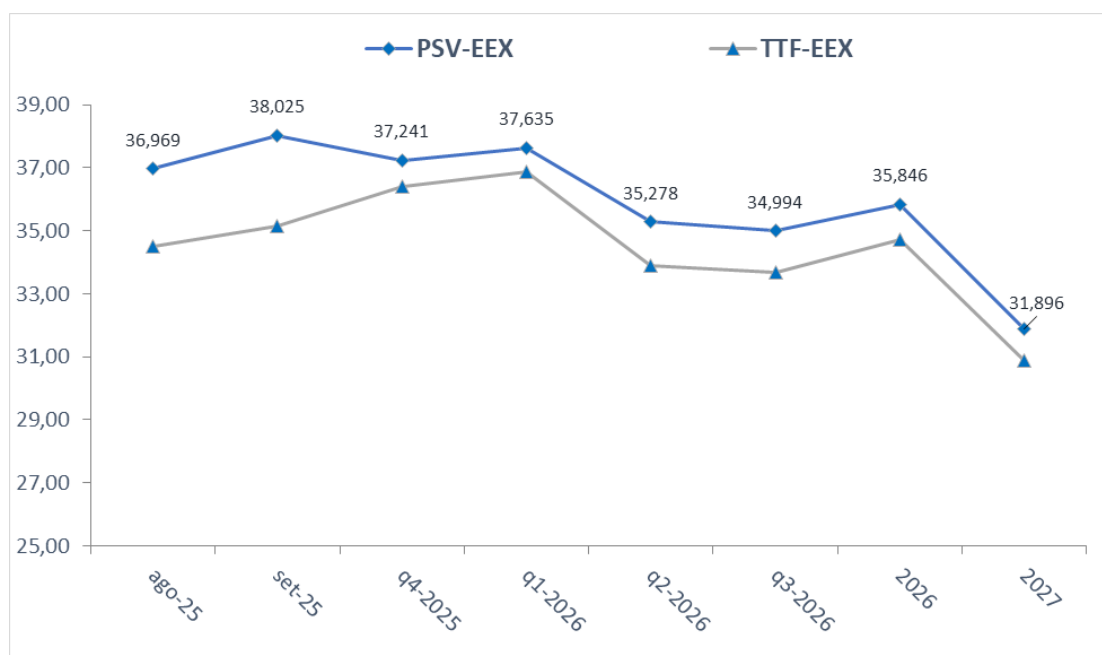
Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 30.07.2025 - €/MWh



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Per l'Italia, il prezzo dell'energia per il 2026 si attesta a 109 €/MWh; 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 power Cal 27 a 97,6 €/MWh; gas PSV Cal27 a 32 €/MWh.

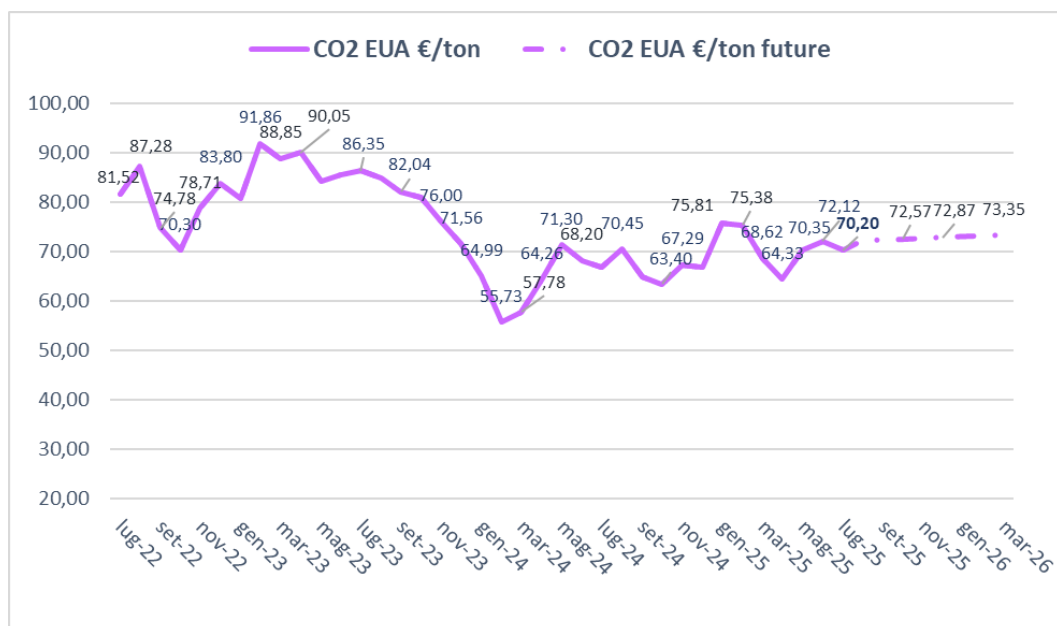
Prezzi futures PSV – TTF, €/MWh al 30.07.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Sul fronte ambientale, il mercato europeo dei permessi di emissione (EU ETS) mostra segni di raffreddamento: le EUA viaggiano a 70 €/ton.

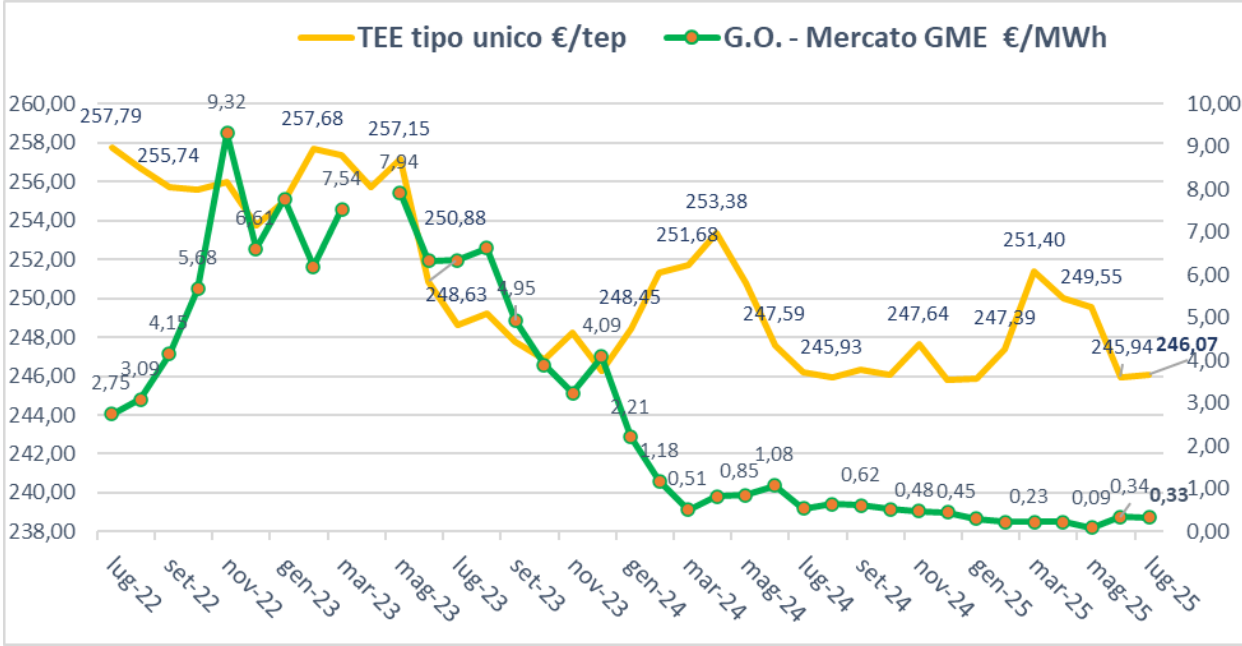
CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 30.07.2025



Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati EEX

Nel mese di maggio il valore medio dei **Titoli di Efficienza Energetica** è salito a 246 €/tep, mentre il prezzo delle **Garanzie d'Origine** è sceso a 0,33 €/MWh.

Mercati ambientali: andamento TEE e GO

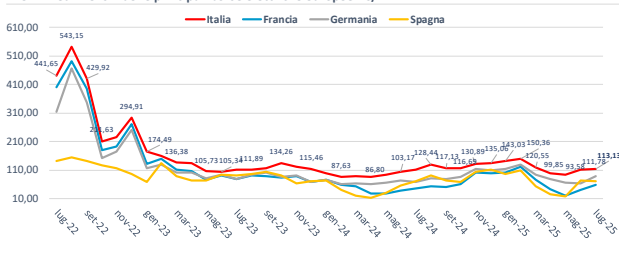


Fonte: Elaborazioni Confindustria su dati GME

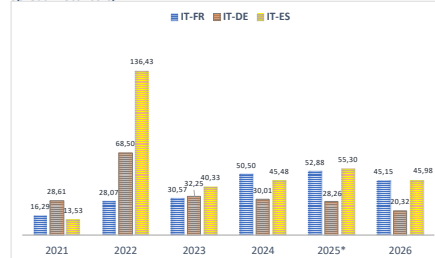
Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

Mercato Elettrico - Spot

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



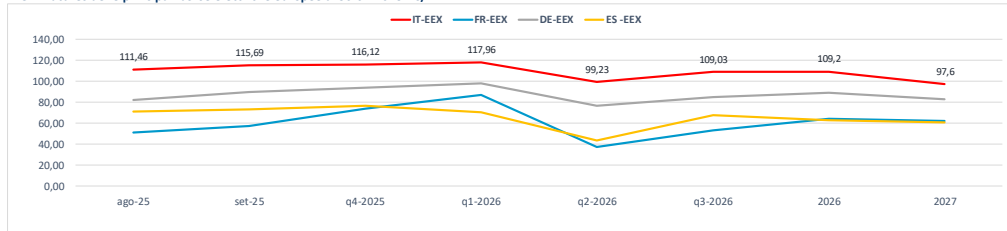
Spread Elettrico €/MWh



2025: quotazioni al consuntivo; 2026: quotazioni future del 30.07.2025

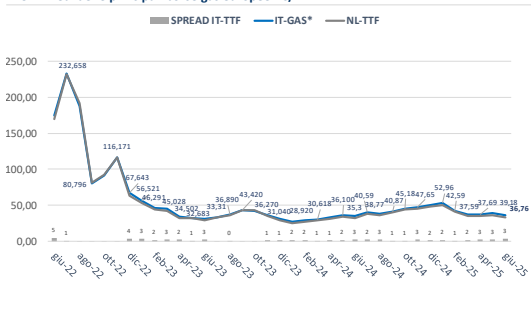
Mercato Elettrico - Future

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 30.07.2025 - €/MWh



Mercato Gas

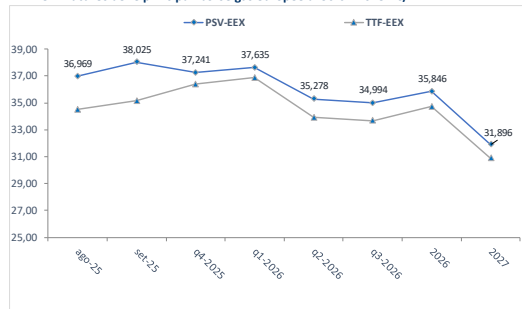
Prezzi medi delle principali borse gas europee - €/MWh



*Valori IG Index GME dal mese di agosto 2023

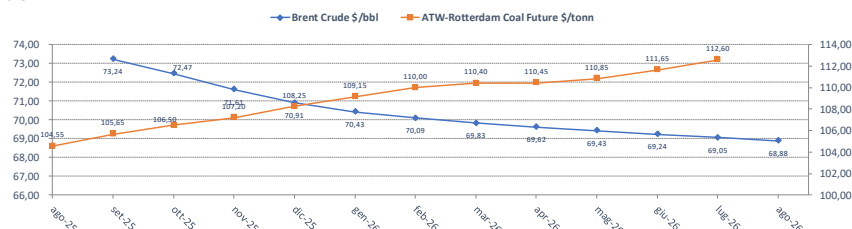
**Media prezzi giornalieri fino al 30.07.2025

Prezzi futures delle principali borse gas europee al 30.07.2025 - €/MWh



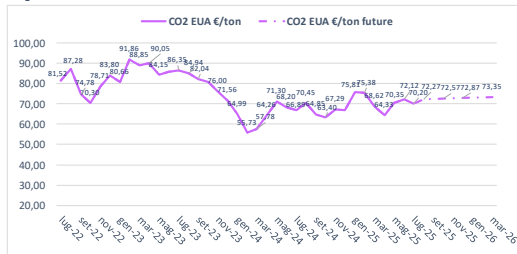
Mercato Commodities

Prezzi future al 30.07.2025

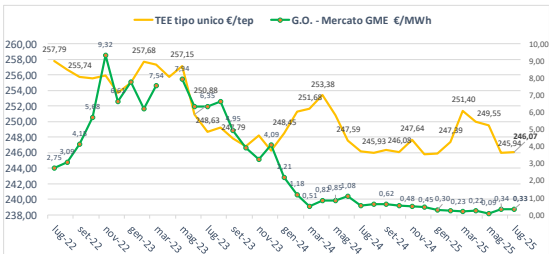


Mercati Ambientali

CO₂ EUA valori mensili a consuntivo e future al 30.07.2025



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.

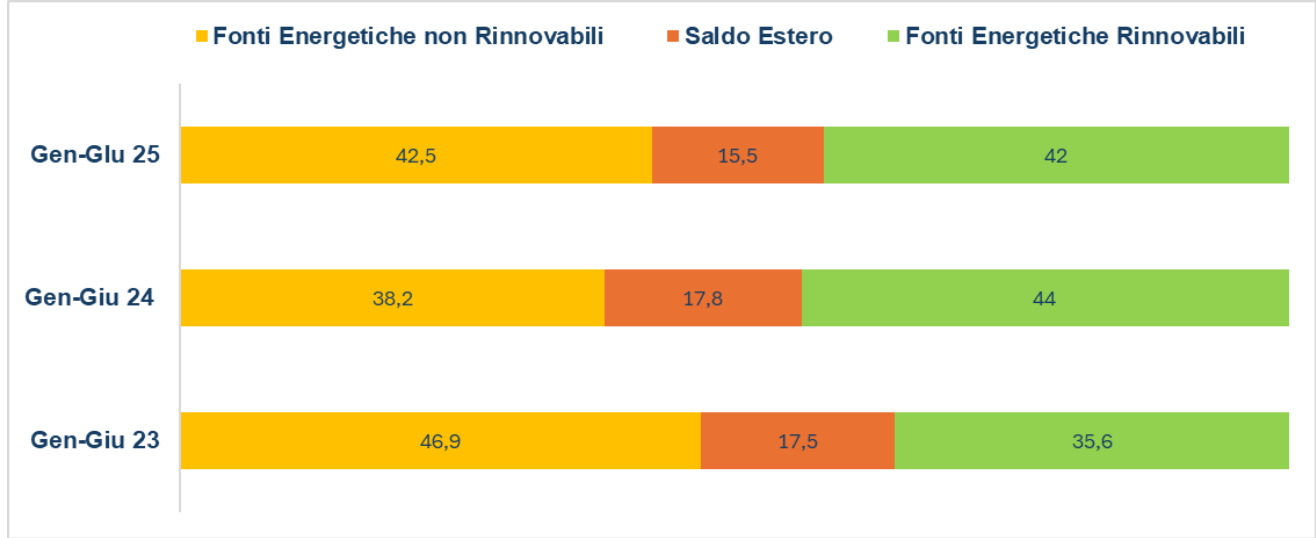
2. Bilancio Energia Elettrica

di Barbara Marchetti

Dal Rapporto mensile di Terna di giugno emerge che nel 2025 la richiesta di energia elettrica (153 TWh) risulta in leggero aumento rispetto al valore dello stesso periodo del 2024 (+0,3%) ed in aumento rispetto al 2023 (+2%).

Nel 2025, la richiesta di energia elettrica è stata di 153 TWh ed è stata soddisfatta al 42,5% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 42% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

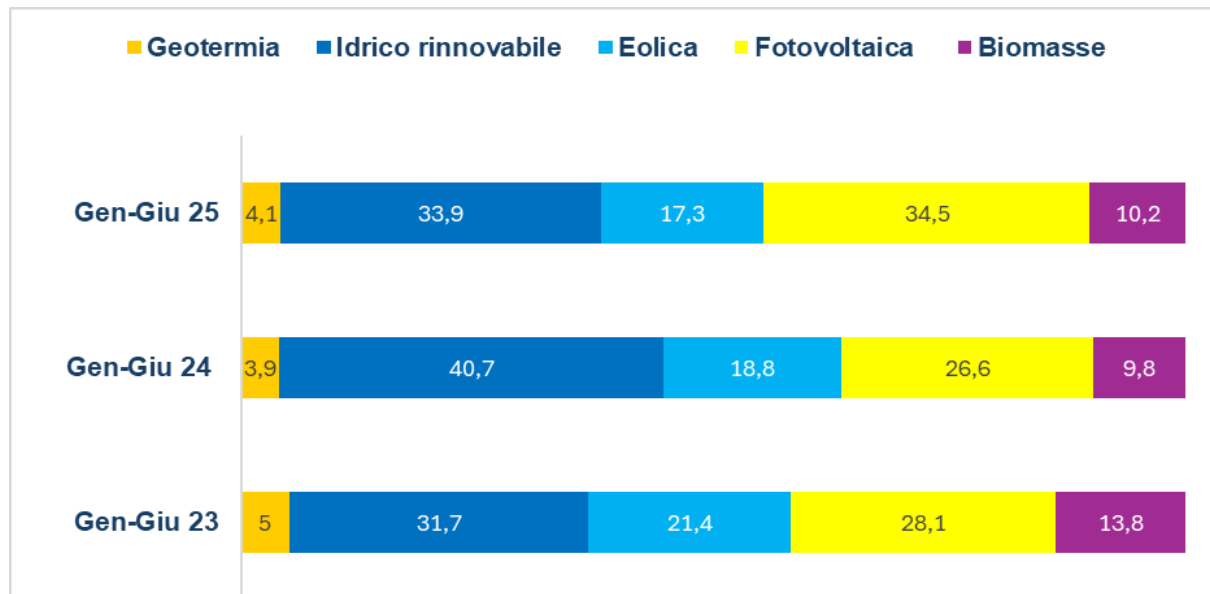
Copertura per fonte del Fabbisogno Elettrico nazionale (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

Nel 2025 il peso della produzione fotovoltaica, geotermica e delle biomasse è in aumento, mentre il contributo dell'eolico e dell'idrico rinnovabile è in diminuzione rispetto al 2024.

Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (%)



Fonte: Rapporto Mensile Terna

NUOVA CAPACITÀ FER E ACCUMULI

Nei primi sei mesi del 2025 la **capacità rinnovabile** in esercizio è aumentata di 3,1 GW. Tale valore è inferiore di 591 MW (-16%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Entrando più nel dettaglio, nel primo semestre la **capacità fotovoltaica** in esercizio è aumentata di 2,8 GW (in diminuzione del 16 % rispetto al primo semestre del 2024), mentre la **capacità eolica** in esercizio è aumentata di 274 MW (- 25% rispetto allo stesso periodo del 2024).

Per quanto riguarda gli accumuli, nei primi sei mesi del 2025 la potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 1,1 GW (in aumento dell'8,2% rispetto allo stesso periodo del 2024). La capacità utilizzabile massima degli accumuli in esercizio è aumentata di 1,7 GWh (in aumento del 2,5% rispetto ai primi sei mesi del 2024). Si registrano circa 803.759 sistemi di accumulo in esercizio.

BURDEN SHARING REGIONALE

Di seguito si riporta la tabella della variazione netta di capacità installata da gennaio 2021 a giugno 2025 suddivisa per regione ed il relativo target progressivo a giugno 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

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

Regione	Delta installato gen 21 - giu 25 [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - giu 25 [MW]	Delta [MW]	Target Aree Idonee gen 21 - dic 25 [MW]
ABRUZZO	453	547	-94	640
BASILICATA	484	646	-161	748
CALABRIA	437	703	-266	857
CAMPANIA	1.230	1.103	127	1.297
EMILIA ROMAGNA	1.661	1.570	91	1.851
FRIULI VENEZIA GIULIA	751	489	262	573
LAZIO	2.317	1.140	1.178	1.346
LIGURIA	197	240	-43	281
LOMBARDIA	2.876	2.339	537	2.714
MARCHE	472	568	-96	679
MOLISE	124	224	-100	273
PIEMONTE	1.657	1.320	337	1.541
PUGLIA	1.826	2.039	-213	2.405
SARDEGNA	981	1.276	-294	1.553
SICILIA	1.970	2.303	-333	2.764
TOSCANA	689	843	-154	1.019
TRENTINO ALTO ADIGE	430	330	100	381
UMBRIA	274	354	-80	429
VALLE D'AOSTA	30	37	-7	47
VENETO	1.942	1.631	311	1.889
Totale Italia	20.800	19.698	1.102	23.287

Fonte: Rapporto mensile Terna

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

3. 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.

Di seguito il bilancio provvisorio 2025 insieme alla situazione attuale dei siti di stoccaggio.

FLUSSI E BILANCIO PROVVISORIO 2025

Nei primi 7 mesi del 2025 in Italia sono transitati **37,4 Mld di Smc**, di cui 36,2 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 6,9 Mld di Smc, mentre il totale riconsegnato per quella dedicata al termoelettrico è stato di 12,2 Mld di Smc.

Il riconsegnato totale per la rete di distribuzione (civile e parte del sistema industriale – principalmente PMI) è stato di 16,3 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 (**1,1 Mld di Smc**) e rappresentante ca. il 3% del totale immesso nella rete e riconsegnato;
2. **produzione nazionale** in linea con gli ultimi anni (**1,9 Mld di Smc**), ossia limitata e capace di soddisfare **ca. il 5% dei consumi nazionali totali**;
3. un **massiccio ricordo all'import di gas (35,8 Mld di Smc)** che continua a rappresentare quasi il 100% del totale immesso nella rete e il **96%** del totale riconsegnato nella rete di trasporto, ossia il totale **dei consumi**.

Mese	Import	Produzione Nazionale	Export	Totale Immesso	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
Luglio	5,121	0,240	0,088	3,789	3,619
TOTALE	35,856	1,952	1,143	37,383	36,261
% tot riconsegnato	98,9%	5,4%	3,2%		
% tot immesso	95,9%	5,2%	3,1%		

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

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

Come si può osservare dalla tabella successiva, le importazioni da Sud (51% del totale, in aumento rispetto a giugno) superano di 3 volte quelle da Nord (15% del totale), con il gas

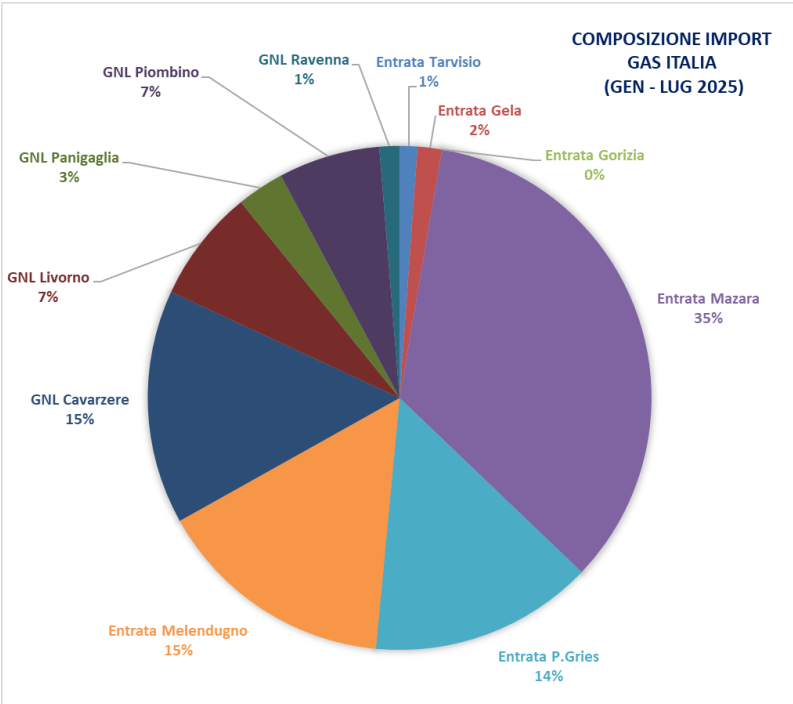
algerino che orami rappresenta stabilmente il 35% del totale del gas importato (12,35 Mld di Smc), occupando la posizione che un tempo era occupata dal gas russo (ora 1% del totale, comunque in rialzo risetto a giugno).

In costante aumento la percentuale di gas che arriva sottoforma di **GNL (33% del totale, +7 punti percentuali rispetto a giugno)**.

	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
Luglio	1,048	2,220	1,852
Totale	5,556	18,427	11,873
% tot import	15,5%	51,4%	33,1%
% tot riconsegnato	15,32%	50,82%	32,74%

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

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam



Composizione Import	
Entrata Tarvisio	0,41
Entrata Gela	0,56
Entrata Gorizia	0,00
Entrata Mazara	12,35
Entrata P.Gries	5,15
Entrata Melendugno	5,52
GNL Cavarzere	5,39
GNL Livorno	2,60
GNL Panigaglia	1,09
GNL Piombino	2,34
GNL Ravenna	0,46
Totale	35,86

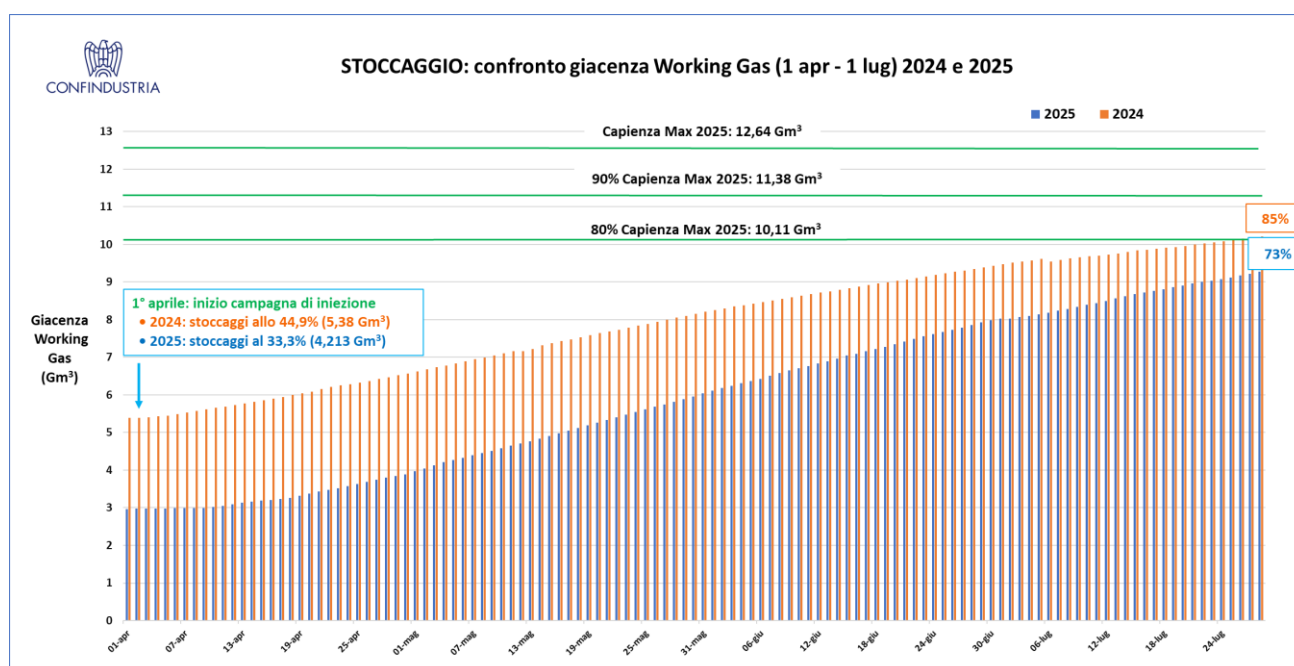
Valori espressi in **Mld di Smc** da PCS 10,57275 kWhSm³ - kWh at 25°C combustion

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam

STOCCAGGIO

Il 27 luglio 2025 i siti di stoccaggio di modulazione¹ risultano pieni al 73%, con un totale di 9,2 Mld di Smc (101,5 TWh). Nella stessa data dell'anno scorso risultavano pieni all'85%² con 10,2 Mld di Smc (111,6 TWh).

In considerazione della quota di stoccaggio strategico³, il livello totale di stoccaggio sale a 13,7 Mld di Smc (150 TWh), ossia quasi l'80% del totale⁴.



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Snam.

Si specifica che la percentuale di riempimento del 2024 è calcolata rispetto alla vecchia capacità massima di riempimento, ossia 12 Mld di Smc. La percentuale 2025 è invece calcolata rispetto all'attuale capacità, pari a 12,64 Mld di Smc.

¹ 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.

² Si specifica che la percentuale di riempimento del 2024 è calcolata rispetto alla vecchia capacità massima di riempimento, ossia 12 Mld di Smc. La percentuale 2025 è invece calcolata rispetto all'attuale capacità, pari a 12,64 Mld di Smc.

³ 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.

⁴ **17,14 Mld di Smc (190,4 TWh).**

4. Energy Release 2.0: firmato il decreto dopo il via libera della Commissione UE

di Barbara Marchetti

Il 29 luglio il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Gilberto Pichetto Fratin, ha firmato il decreto che modifica il meccanismo dell'“Energy Release 2.0” (DM 23 luglio 2024, n. 268). Le modifiche derivano dalle indicazioni contenute nella **“comfort letter” della Commissione Europea** del 27 giugno scorso, che ha chiesto adeguamenti per garantire la **conformità della misura con le regole UE sugli Aiuti di Stato**.

Il nuovo testo introduce importanti cambiamenti strutturali che riportiamo di seguito in sintesi.

Una delle novità più significative riguarda l'introduzione dell'articolo 6-bis, che istituisce una vera e propria procedura competitiva, pubblica e non discriminatoria. Questa procedura sarà gestita dal GSE e servirà a selezionare i soggetti responsabili della costruzione di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili. Tale capacità dovrà essere messa a disposizione per garantire la restituzione dell'energia anticipata ai clienti energivori durante i primi tre anni di applicazione della misura. **L'accesso alla gara non sarà limitato ai beneficiari diretti della misura, ma sarà esteso anche a produttori terzi e soggetti delegati, ampliando così la platea dei partecipanti.** Questo nuovo assetto risponde a una precisa richiesta della Commissione Europea, che ha sottolineato la necessità di permettere agli energivori di trasferire l'impegno alla restituzione a soggetti terzi, attraverso un meccanismo di gara trasparente.

Un altro elemento fondamentale introdotto dalla bozza di decreto è la cosiddetta **clausola di “claw-back”**, pensata per evitare che i beneficiari della misura possano ottenere una sovracompensazione economica. **Al termine del contratto ventennale** previsto per la restituzione dell'energia ricevuta in anticipo, il GSE effettuerà un **calcolo puntuale del cosiddetto “vantaggio residuo”**. **Se dovesse emergere che il valore economico dell'energia anticipata non è stato integralmente restituito, il contratto sarà automaticamente esteso per un periodo aggiuntivo, fino a un massimo di venti anni.** Durante questo periodo, però, **il prezzo riconosciuto all'operatore sarà limitato esclusivamente alla copertura dei costi operativi e di manutenzione dell'impianto, escludendo qualsiasi margine di profitto.** In alternativa, il beneficiario potrà scegliere di liquidare immediatamente il vantaggio residuo, saldando il debito economico in un'unica soluzione.

Il calcolo del vantaggio residuo sarà basato su parametri tecnici ben definiti e aggiornabili nel tempo. Tra questi figurano un tasso di attualizzazione del 4,25%, corrispondente al tasso di indebitamento delle imprese non finanziarie pubblicato dalla Banca d'Italia, e un valore iniziale del LCOE (costo livellato dell'energia) pari a 73 €/MWh. Questo valore potrà essere corretto sulla base dei risultati delle aste FERX, per garantire che il calcolo rifletta l'evoluzione del mercato. In sostanza, il sistema è costruito in modo da garantire che il vantaggio ricevuto nel triennio 2025-2028 venga interamente compensato nei decenni successivi, come previsto dalla Commissione.

Per rendere operativo il meccanismo di restituzione, la misura fa ricorso a contratti per differenza a due vie (CfD), stipulati tra il GSE e l'impresa — o eventualmente un soggetto terzo. Il contratto prevede che l'energia prodotta venga valorizzata per vent'anni a un prezzo fisso di 65 €/MWh, lo stesso prezzo applicato all'energia fornita anticipatamente. Il funzionamento del CfD è simmetrico: se il prezzo di mercato dell'energia è inferiore a 65 €/MWh, il GSE integra la differenza a favore del produttore; se è superiore, è invece il produttore a versare al GSE la differenza. Questo meccanismo consente di monitorare con precisione il flusso economico generato dall'impianto e di confrontarlo, anno dopo anno, con il beneficio iniziale ricevuto.

La bozza di decreto stabilisce inoltre che, **entro 60 giorni** dalla sua entrata in vigore, il MASE — su proposta del **GSE** — **aggiungerà le regole operative del meccanismo.** Questo aggiornamento **riguarderà i modelli di avviso per la procedura competitiva, i criteri di calcolo del vantaggio residuo, le modalità di comunicazione alle imprese e i parametri da applicare in caso di estensione contrattuale.** Solo dopo l'approvazione delle nuove regole sarà possibile aprire ufficialmente la fase di sottoscrizione dei contratti e attivare la fornitura anticipata dell'energia, inizialmente prevista già per l'anno in corso.

La nuova configurazione della misura è stata accolta con favore da Confindustria, che ne ha evidenziato la capacità di contribuire concretamente al disaccoppiamento tra il prezzo dell'elettricità e il costo del gas — un obiettivo di lungo termine condiviso a livello europeo. L'Energy Release 2.0 si presenta così non solo come uno strumento utile per contenere i costi energetici delle imprese ad alto consumo, ma anche come un modello innovativo e replicabile, basato su contratti a lungo termine, responsabilizzazione ambientale e compatibilità con le regole del mercato interno europeo.

5. Rapporto Nucleare Confindustria/ENEA

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

Il 16 luglio 2025 Confindustria ha presentato il Rapporto “[Lo sviluppo dell'energia nucleare nel mix energetico nazionale: le potenzialità per l'industria italiana degli SMR e degli AMR](#)”, durante in convegno [#NucleareFuturo](#), tenutosi presso la Camera dei Deputati.



[Scarica il Rapporto](#)

[Scarica l'Executive Summary](#)

[Guarda il Video del Convegno](#)

Il Rapporto è un ulteriore tassello al mosaico di studi predisposto da Confindustria negli anni (insieme a quelli sull'idrogeno, sulle tecnologie green, sugli impatti economici del FF55, sulla riforma del mercato elettrico e su tutti gli studi interni sul gas e sui mercati energetici) e si pone l'obiettivo di **gettare le basi normative, tecnologiche, economiche, di mercato e sociali per un ritorno sicuro del nucleare in Italia**, così da rivedere totalmente il nostro mix energetico, per contenere i costi energetici, rafforzare i profili di sicurezza/indipendenza energetica e favorire la transizione verso un **modello industriale efficiente, sostenibile e competitivo**.

Come specificato molte volte nelle precedenti edizioni del Focus, l'energia nucleare si inserirebbe nel nostro mix energetico nazionale in qualità di fonte di energia programmabile, non intermittente, a bassissime emissioni di CO₂ e capace di fornire allo stesso tempo energia elettrica e calore di processo, in grado quindi di **accelerare il processo di decarbonizzazione**

per l'industria e il termoelettrico, riducendo il ricorso ai combustibili fossili e migliorando, infine, anche i profili di sicurezza e stabilità della rete elettrica nazionale.

Questo diventerebbe possibile mediante l'utilizzo degli **Small Modular Reactor (SMR, gen. III+)** e degli **Advanced Modular Reactor (AMR, gen. IV)** nei distretti industriali hard-to-abate gasivori ed energivori, così da generare energia elettrica e calore di processo.

Questi benefici si avrebbero anche per il **sistema industriale** che, lo ricordiamo:

- è il principale consumatore di energia elettrica in Italia, con una quota di 124,5 TWh/anno nel 2024, ossia il 43,3% del totale;
- è il principale consumatore di calore prodotto in cogenerazione, con una domanda pari a 34,6 TWh, corrispondenti all'81,1% del totale;
- a livello gas (principale fonte utilizzata per produrre calore ed elettricità) consuma il 25% del totale, 15 Mld di Smc/anno nel 2024.

Anche l'UE, che per anni ha portato avanti una forte battaglia contro il nucleare, si è resa conto di quanto lo stesso sia indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi che la stessa UE vuole raggiungere nel 2040 e 2050, rispettivamente -90% e -100% delle emissioni rispetto ai livelli del 1990.

Il 13 giugno 2025 la Commissione UE ha, infatti, pubblicato l'ottavo Programma Illustrativo Nucleare (PINC), redatto ai sensi dell'articolo 40 del Trattato Euratom, il quale prevede che attraverso lo stanziamento di **€ 241 miliardi** (€ 205 miliardi per nuovi impianti e € 36 Mld per l'estensione della vita utile degli impianti esistenti):

- la capacità installata da nucleare potrà arrivare a 144 GW nel 2050;
- il nucleare, insieme all'idrogeno, potrà decarbonizzare la quasi totalità del calore industriale, oggi dominato da fonti fossili (si stima una domanda di 1900 TWh, di cui 960 TWh ad alta temperatura (500–1000°C).

Il nostro PNIEC prevede di avviare i primi SMR nel 2035, raggiungendo 2 GW al 2040 e fino a circa 8 GW (SMR e AMR) al 2050, coprendo così intorno all'11% della domanda elettrica nazionale a regime (ca. 66 TWh).

Se questo venisse veramente realizzato, il mercato cumulato della filiera nucleare italiana potrebbe arrivare a € 46 miliardi con € 15 miliardi di valore aggiunto diretto e un impatto economico annuale che può superare € 50 miliardi (circa il 2,5 % del PIL). Tale programma attiverebbe fino a 120.000 nuovi posti di lavoro in totale (117.000 secondo lo scenario PNIEC) di cui circa 39.000 diretti nella filiera, a fronte dei 13.500 occupati odierni.

Prima di tutto è importante soffermarsi sugli innumerevoli **vantaggi che offre il nucleare**:

1. **energia prodotta per unità di combustibile:** 1 g di uranio-235 produce la stessa energia prodotta da 88.000 kg di carbone, 66.000 kg di petrolio, 44.000 kg di gas, ossia 7,5 volte il consumo annuo di una famiglia di 3 persone⁵;
2. **basso consumo stesso di combustibile:** i reattori di una centrale moderna da 1,6 GW (1.600 MW) consumano circa 25 tonnellate/anno di uranio a basso arricchimento, mentre una centrale a carbone consuma ben 2,5 milioni di tonnellate/anno;
3. **basso consumo di materie prime critiche:** per ogni GWh di elettricità prodotta, il solare richiede 207,8 kg di materie prime critiche (principalmente rame e silicio), l'eolico necessita di 162,9 kg, il carbone di 14,1 kg, il nucleare di 9,3 kg e il gas di 3,9 kg;
4. **basso costo di produzione di energia elettrica (LCOE_{Nucleare}):** il costo di generazione degli impianti SMR e AMR è stimato tra 70 e 110 €/MWh, ovvero in linea con il costo degli impianti rinnovabili con accumulo integrato; ulteriori riduzioni di prezzo deriveranno dalla produzione in serie e dallo sviluppo tecnologico;
5. **occupazione di suolo ridotta:** un solo SMR da 340 MW occupa circa 12 ettari (17 campi da calcio) ma, producendo energia 24 ore su 24 praticamente 7 giorni su 7, produce ca. 2,7 TWh/anno. Per ottenere la stessa energia con fotovoltaico utility-scale servirebbe un terreno 100 volte maggiore e si necessiterebbe di ulteriore spazio per impianti di stoccaggio volti ad accumulare la produzione intermittente.
6. **elevati livelli di sicurezza:** gli SMR impiegano nuovi sistemi di sicurezza, mentre gli AMR abilitano la **chiusura del ciclo del combustibile** (il combustibile esausto in uscita dagli SMR potrà essere utilizzato come combustibile in ingresso agli AMR);⁶
7. **indipendenza energetica:** i Paesi che utilizzano l'energia nucleare registrano, infatti, il maggior tasso di indipendenza energetica e tendono statisticamente ad essere esportatori di energia elettrica.

Oltre ai punti sopra citati, è necessario ricordare anche i **vantaggi in termini occupazionali ed economici**. L'attuale filiera nucleare italiana complessiva vale circa € 1,3 miliardi di valore aggiunto e conta 13.500 occupati nel 2022 (€ 4,1 miliardi di valore economico complessivo), con una crescita del valore aggiunto del 29% in cinque anni (il solo business nucleare ha € 161 milioni di valore aggiunto, € 457 milioni di fatturato e 2.800 addetti). Avviando 15–20 SMR/AMR (circa 8 GW) entro il 2050, il mercato cumulato potrebbe arrivare a € 46 miliardi e € 15 miliardi di valore aggiunto diretto, con un **impatto economico annuale che può superare € 50 miliardi (circa il 2,5 % del PIL)**. Tale programma attiverrebbe fino a **120.000**

⁵ Nel 2023 i ca. 400 reattori in esercizio nel mondo hanno permesso di generare 2.761 TWh, pari al 10% della produzione elettrica mondiale totale.

⁶ Gli SMR impiegano sistemi di sicurezza passivi (es. principio della circolazione spontanea dei fluidi di raffreddamento) e grazie alla taglia ridotta e al circuito primario integrato, contengono meno materiale radioattivo. Mentre gli SMR saranno ancora raffreddati, gli AMR presenteranno sistemi innovativi prediligendo metalli liquidi (sodio, piombo, sali fusi, ecc.) così da avere un'alta efficienza negli scambi di calore.

nuovi posti di lavoro in totale (117.000 secondo lo scenario PNIEC) di cui circa 39.000 diretti nella filiera, a fronte dei 13.500 occupati odierni.

L'unico tema importante che merita di essere ancora pienamente discusso rimane quello dell'**informazione** e della **percezione del nucleare nella popolazione**. È necessario intraprendere una massiccia compagna informativa e di sensibilizzazione. Il Governo deve iniziare sin da subito a percorrere questa strada, attraverso tutti i mezzi possibili: la paura è ancora tanta, il pregiudizio è ancora forte; perciò, è importante agire sin da subito.

6. Risposta Confindustria alla consultazione sul “Pacchetto Europeo Reti”

di Barbara Marchetti

Confindustria, nella sua risposta al questionario della Commissione Europea sul “Pacchetto Europeo Reti” (EU Grid Package), evidenzia con chiarezza la **necessità di un profondo rinnovamento e potenziamento delle infrastrutture energetiche per supportare la transizione ecologica europea, garantendo allo stesso tempo competitività, sicurezza e sostenibilità**.

Si riconosce che l'**attuale quadro normativo europeo** ha fornito una base importante per l'integrazione del mercato elettrico, ma **non è ancora sufficiente per raggiungere un vero mercato unico, decarbonizzato ed efficiente**. Persistono ancora ostacoli significativi, come le differenze nei prezzi all'ingrosso tra Stati membri e l'aumento delle tariffe di trasporto transfrontaliere, che rallentano l'integrazione dei mercati e penalizzano le imprese.

Per Confindustria, è essenziale adottare una strategia infrastrutturale che sia intersettoriale, tecnologicamente neutra e sostenibile sul piano finanziario. Tale strategia deve valorizzare l'elettricità, i gas rinnovabili e low carbon, potenziare le reti di distribuzione e garantire livelli adeguati di sicurezza, anche dal punto di vista cyber. Solo in questo modo le reti potranno sostenere efficacemente gli obiettivi climatici al 2030 e 2050.

Tra i principali ostacoli allo sviluppo delle reti, Confindustria individua la **complessità delle procedure autorizzative, la debolezza delle catene di approvvigionamento, la pianificazione subottimale e l'incertezza normativa**. Queste criticità richiedono **interventi strutturali**: semplificazione e digitalizzazione dei procedimenti, maggiore trasparenza nella capacità di rete disponibile, coordinamento tra politiche industriali e investimenti, e una pianificazione più integrata tra reti elettriche, gas e nuove molecole energetiche come idrogeno e CO₂.

Un punto centrale riguarda anche il ruolo della pianificazione europea (TYNDP), considerata utile ma migliorabile. **Confindustria chiede una migliore integrazione tra pianificazione europea e nazionale, più coinvolgimento degli operatori di distribuzione e l'inclusione organica delle reti locali nei processi decisionali**.

In ambito finanziario, si sottolinea che il vero problema non è la scarsità di capitali, ma l'accesso agli stessi a condizioni compatibili con investimenti di lungo periodo. Per questo propone strumenti come garanzie pubbliche, contratti per differenza, co-finanziamenti pubblico-privati, regolazioni basate su output e l'introduzione di un marchio verde europeo per facilitare l'accesso ai mercati ESG.

La digitalizzazione, inoltre, è vista come un'opportunità prioritaria per aumentare l'efficienza delle reti, ridurre i costi e integrare più rinnovabili senza dover sempre costruire nuove infrastrutture. Tuttavia, per garantire la diffusione delle tecnologie innovative, è necessaria una regolazione che ne riconosca il valore al pari degli investimenti fisici.

Sul piano della resilienza e della sicurezza, Confindustria auspica un aggiornamento mirato del quadro normativo che tenga conto delle nuove vulnerabilità — climatiche e geopolitiche — senza però appesantire i progetti con costi sproporzionati. Anche il **permitting deve essere riformato per garantire procedure più rapide, trasparenti e digitalizzate, puntando a un sistema che premi la maturità progettuale, l'impatto ambientale ridotto e il contributo alla decarbonizzazione**.

In conclusione, Confindustria sostiene con forza un approccio integrato e pragmatico alla modernizzazione delle reti europee: un equilibrio tra semplificazione normativa, investimenti mirati, digitalizzazione e pianificazione strategica, che consenta di affrontare la transizione energetica con efficacia, rapidità e sostenibilità economica.

7. Target 2040: quadro e criticità

di Stefano Terzaghi

La Commissione europea ha presentato il 2 luglio 2025 una proposta di modifica della Legge europea sul clima con l'obiettivo di fissare un nuovo **target climatico per il 2040**. La proposta conferma il progetto dell'Unione Europea di contrastare i cambiamenti climatici e definisce la traiettoria post-2030 per sostenere il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. L'attuale obiettivo per il 2030 prevede una riduzione delle emissioni nette di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990; la proposta per il 2040 si inserisce in questa traiettoria, puntando a una **riduzione di circa il 90%**.

Il testo introduce nuove possibilità di flessibilità su come raggiungere i target, creando le condizioni abilitanti necessarie. Tra queste figurano un ruolo limitato per i crediti di carbonio internazionali di alta qualità nella seconda metà del periodo 2030-2040, l'integrazione di rimozioni permanenti di CO₂ all'interno dell'EU ETS e una maggiore flessibilità tra i diversi settori.

La valutazione complessiva sul target 2040 è tuttavia fortemente negativa, ritenendolo irraggiungibile e insostenibile. Gli sforzi dell'UE non stanno producendo una riduzione effettiva

delle emissioni globali, poiché le altre aree del mondo non perseguono percorsi analoghi di sostenibilità.

Dal 1990 le emissioni mondiali sono cresciute del 70%, in linea con l'aumento dei consumi energetici. L'UE a 27 ha ridotto le proprie emissioni di circa un terzo, grazie a efficienza energetica, combustibili meno inquinanti e rinnovabili. Al contrario, negli USA si registra un lieve calo (-6%) con consumi in crescita, mentre in Cina le emissioni sono aumentate di oltre cinque volte, trainate dal carbone. Attualmente le emissioni annue europee rappresentano solo il 6,5% del totale globale.

È importante evidenziare che **il target proposto comporterebbe il sostanziale azzeramento netto delle emissioni dei settori ETS entro il 2040**, obiettivo giudicato tecnicamente ed economicamente irrealistico. Già oggi si osservano segnali di **indebolimento dell'industria europea a causa di politiche climatiche stringenti e poco coordinate a livello globale**. Pertanto, si sottolinea il rischio di effetti sistemici negativi, in assenza di un'analisi approfondita sulla disponibilità e diffusione delle tecnologie necessarie.

In parallelo, l'assenza di meccanismi efficaci per contrastare il **carbon leakage** penalizza ulteriormente le industrie europee. Senza strumenti adeguati di compensazione, i costi industriali aumenterebbero in modo insostenibile, mettendo a rischio la competitività di industrie energivore e PMI.

Posizionamenti istituzionali

In Parlamento europeo, il relatore Ondřej Knotek (*Patriots for Europe*, Repubblica Ceca) ha proposto il ritiro della proposta della Commissione, definendola ideologica e non realistica rispetto al contesto economico e geopolitico attuale. Anche in Consiglio il clima resta divisivo: Italia, Ungheria, Polonia, Repubblica Ceca e Slovacchia hanno espresso forti critiche, mettendo in discussione la sostenibilità tecnica e industriale del target proposto.

Principali novità di settore

8. Bozza DL Energia

di Barbara Marchetti

Il Governo sta mettendo a punto il nuovo decreto-legge “Energia”, attualmente all’esame del Dipartimento Affari giuridici e legislativi di Palazzo Chigi. Secondo quanto anticipato dal ministro dell’Ambiente, Gilberto Pichetto Fratin, il provvedimento dovrebbe vedere la luce entro l’estate.

Il testo si articola in cinque articoli, ciascuno dedicato a un tassello della complessa partita energetica nazionale:

1. Saturazione virtuale della rete

Il primo articolo ripropone, quasi senza ritocchi, la norma sulla “saturazione virtuale” già comparsa (e poi ritirata per le proteste dei distributori elettrici) come emendamento al DL Bollette di aprile. La novità di rilievo è l’estensione delle tutele: non solo restano valide le richieste di connessione già autorizzate o con nulla-osta di Terna, ma vengono preservate anche quelle dei progetti che hanno ottenuto l’esenzione o il parere positivo in VIA. In sostanza, si garantisce continuità agli iter autorizzativi già avanzati.

2. Differenziale PSV-TTF

Il secondo articolo attacca il nodo del divario fra il prezzo del gas al punto di scambio virtuale italiano (PSV) e quello del mercato olandese (TTF). Arera potrà applicare corrispettivi negativi sul punto di entrata di Passo Gries e introdurre un servizio di “liquidità” ad hoc. Gli oneri verranno ripartiti rimodulando le tariffe di trasporto, mentre entro 90 giorni l’Autorità dovrà presentare al Mase una proposta per integrare i mercati italiano e tedesco del gas.

3. Data center

Il terzo articolo velocizza le autorizzazioni per la realizzazione dei data center, riprendendo un emendamento che era stato dichiarato inammissibile durante l’esame del DL Infrastrutture. Rispetto a quel testo compaiono due ulteriori passaggi: uno sulla verifica di assoggettabilità a VIA e uno sulle opere di connessione, per chiarire responsabilità e tempistiche.

4. Cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS)

Con il quarto articolo il decreto delega Arera a fissare, entro tre mesi, le regole di accesso alla rete di trasporto della CO₂ e ai futuri siti di cattura e stoccaggio, stabilendo anche come contabilizzare la CO₂ catturata. Si tratta di norme ponte, in attesa della disciplina organica che il disegno di legge delega sulla CCUS dovrà definire.

5. Gas release per l’industria

L’ultimo articolo snellisce il meccanismo di “gas release”, pensato per rendere disponibili volumi di metano ai clienti industriali a condizioni agevolate. Le novità riguardano:

- criteri più flessibili per calcolare i quantitativi da offrire;

- possibilità di vendere gas anche fuori dalla piattaforma GME;
- facoltà per ciascun titolare di concessioni plurime di partecipare al meccanismo in modo autonomo;
- semplificazioni autorizzative, estese anche alle proroghe, subordinate però alla firma dei contratti con il GSE;
- inclusione delle royalty nel prezzo di offerta;
- misure per tagliare i costi di trasporto e distribuzione a beneficio dei clienti finali.

9. Certificati Bianchi: in dirittura d'arrivo il nuovo DM

di Elena Bruni

Il decreto che aggiorna il sistema dei Certificati Bianchi per il periodo 2025-2030 ha ricevuto il via libera delle Regioni in Conferenza Unificata il 10 luglio u.s. ed è stato firmato dal Ministro Pichetto Fratin lo scorso 25 luglio. Questo aggiornamento mira a modificare le regole per il riconoscimento del risparmio energetico e ridefinire le soglie di intervento. [DM certificati bianchi 25 luglio 2025](#)

Il decreto definisce gli obiettivi numerici annuali da raggiungere in termini di risparmio energetico per energia elettrica e gas naturale, con valori crescenti lungo il periodo 2025-2030. Per l'elettricità il target parte da circa 855 mila certificati bianchi nel 2025 e arriva quasi a 1,8 milioni per il 2030. Per il gas naturale si parte da 524 mila certificati e si arriva a oltre un milione nel 2030. Questi numeri sono stati allineati con quanto previsto dal Piano nazionale integrato energia e clima aggiornato al 2024.

Con riferimento al **sistema di aste**, previsto già dal decreto attualmente vigente, il nuovo decreto le prevede gestite dal Gse, che abbiano a oggetto il valore economico del Tep risparmiato adottando il criterio del pay as bid e possano riguardare specifiche tecnologie o tipologie progettuali.

Per definire la base d'asta, si fa riferimento alle specificità tecnologiche e delle externalità positive generate.

Il bando d'asta può essere focalizzato su tecnologie specifiche, tipologie progettuali, ambiti di intervento o settori economici particolari, e stabilisce il periodo di erogazione dell'incentivo, con un valore economico costante per tutta la durata prevista. Il decreto ministeriale definisce inoltre le modalità di copertura dei costi del sistema d'asta, che gravano sulle tariffe di energia elettrica e gas naturale, e disciplina tempi e modalità di rendicontazione dei risparmi, prevedendo un intervallo utile fra l'assegnazione dell'asta e l'inizio delle attività di monitoraggio, in modo da allinearsi ai tempi stimati per la realizzazione degli interventi.

Viene invece rivista in senso progressivamente più restrittivo, ma senza cancellare da subito lo strumento, la **disciplina dei Tee "virtuali"**. In particolare, il valore unitario sarà pari a 10

€/Tee, anziché l'attuale valore compreso tra 10 e 15 €/Tee in funzione della differenza (anno per anno) tra il contributo tariffario e il valore di riferimento di 260 €/Tee.

Fino all'anno d'obbligo 2029 compreso, i titoli virtuali possono essere ceduti a favore dei soggetti obbligati esclusivamente nella misura necessaria al raggiungimento del proprio obbligo minimo, a condizione che tali soggetti già detengano sul proprio conto proprietà un ammontare di Certificati Bianchi pari almeno:

- a) per l'anno d'obbligo 2025, al 40% dell'obbligo minimo di propria competenza;
- b) per l'anno d'obbligo 2026, al 50% dell'obbligo minimo di propria competenza;
- c) per l'anno d'obbligo 2027, al 60% dell'obbligo minimo di propria competenza;
- d) per l'anno d'obbligo 2028, al 70% dell'obbligo minimo di propria competenza;
- e) per l'anno d'obbligo 2029, al 80% dell'obbligo minimo di propria competenza.

Infine, è prevista una **novità all'articolo 5**, relativo a requisiti e modalità di ammissione al meccanismo. In particolare, in riferimento ai progetti che prevedano l'impiego di FER per usi non elettrici, ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica, viene aggiunta la **geotermia** tra le tecnologie riconosciute per generare risparmi energetici addizionali.

10. Mancata Produzione FER: le Regole tecniche del GSE

di Barbara Marchetti

Il 25 luglio scorso il Gestore dei Servizi Energetici – GSE ha pubblicato le [Regole tecniche](#) che **definiscono in modo uniforme la procedura per stimare l'energia producibile dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in caso di limitazioni imposte dalla rete**. Il documento attua la [delibera 128/2025/R/efr](#) dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, con la quale è stato riconosciuto a tutte le fonti intermittenti, indipendentemente dalla potenza installata, il diritto alla remunerazione integrale della produzione mancata a seguito di ordini di dispacciamento di Terna: una tutela che veniva riservata ai soli impianti eolici e soggetta a una franchigia annuale che ora viene eliminata.

Il metodo di calcolo adottato dal GSE parte dalla **ricostruzione della curva oraria di producibilità teorica attraverso modelli di simulazione validati su dati tecnici e storici degli impianti**. A tal fine i produttori dovranno trasmettere informazioni dettagliate: nel caso degli impianti eolici, per esempio, le caratteristiche degli aerogeneratori, la configurazione dell'anemometria di sito e gli elaborati planimetrici; per il fotovoltaico, la localizzazione geografica, la superficie modulare, l'eventuale presenza di sistemi di inseguimento e altre specifiche elettriche. Il Gestore potrà richiedere, quando necessario, ulteriori serie storiche sulla disponibilità della fonte primaria per affinare le simulazioni.

Sulla base dell'energia che l'impianto avrebbe potuto immettere in assenza di curtailment, la remunerazione sarà pari al maggiore tra i costi supplementari effettivamente sostenuti dal produttore e le entrate nette non percepite sul Mercato del Giorno Prima. Viene così garantita una compensazione piena, in linea con il principio già ribadito dall'Autorità secondo cui il gestore di rete deve farsi carico di tutte le limitazioni disposte per sicurezza del sistema.

Le Regole tecniche trovano applicazione sia per il riconoscimento della “mancata produzione” – codificata come Mprin – sia per la determinazione degli incentivi previsti dallo schema Fer-X transitorio. Gli schemi di istanza e di convenzione saranno sottoposti a verifica e successiva approvazione dell'ARERA, completando il quadro operativo che consentirà agli operatori di presentare le domande di compensazione.

11. Fer X transitorio: stabilite le tariffe per gli impianti fino a 1 MW

di Barbara Marchetti

Con la [delibera 339/2025](#), pubblicata il 25 luglio, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha definito le tariffe riconosciute agli impianti fino a 1 MW che accedono direttamente al meccanismo Fer-X transitorio. Il provvedimento **conferma nella sostanza i valori già messi in consultazione a giugno, introducendo tuttavia un adeguamento significativo per il fotovoltaico: la remunerazione di base passa da 70 a 77 euro/MWh per tutte le installazioni di potenza inferiore al megawatt.** Il rialzo recepisce le osservazioni formulate in sede di consultazione pubblica, dove la quasi totalità degli operatori aveva giudicato la precedente proposta insufficiente a coprire gli oneri finanziari dei progetti di piccola taglia.

Restano invariati i fattori correttivi previsti dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024:

- il bonus di 27 euro/MWh per gli impianti che sostituiscono coperture in eternit o amianto;
- la maggiorazione di 5 euro/MWh per le installazioni su specchi d'acqua;
- gli extra-incentivi territoriali di 4 euro/MWh per il Centro Italia e di 10 euro/MWh per le Regioni del Nord.

Per gli interventi di rifacimento si applicano i coefficienti di gradazione già indicati nell'[Allegato 1](#) del medesimo [Decreto](#).

Durante la consultazione molti operatori avevano chiesto di differenziare le tariffe in funzione della tecnologia d'installazione (a terra o in copertura) e dell'eventuale autoconsumo, prospettando valori compresi fra 85 e 90 euro/MWh. L'Autorità, in coerenza con gli indirizzi del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ha scelto di non introdurre tali distinzioni, mantenendo l'inclusione dell'autoconsumo nel calcolo del costo livellato dell'energia (LCOE) quale criterio per individuare le configurazioni ritenute più efficienti.

Per tenere conto delle osservazioni ricevute, la delibera ha rivisto “in maniera cautelativa” la **stima dei costi variabili relativi ai servizi di rete e agli oneri generali di sistema imputati all’energia autoconsumata, riducendo il valore di riferimento da 60 a 40 euro/MWh**. La **decisione è motivata dall’attesa diminuzione degli oneri di sistema nel medio periodo e mira a riflettere più accuratamente i flussi economici associati alle nuove installazioni**.

12.DM Fer X transitorio: l’Autorità rilascia il parere

di Barbara Marchetti

Il 3 luglio 2025 l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha adottato il [parere n. 305/2025/I/EFR](#) in merito allo schema di decreto ministeriale volto a modificare il “DM FER X transitorio” del 30 dicembre 2024. Con questo intervento, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica intende integrare nel meccanismo di supporto per impianti rinnovabili con costi di generazione “near-market” criteri non più esclusivamente basati sul prezzo, in linea con il regolamento (UE) 2024/1735 (Net-Zero Industry Act) e al fine di potenziare la resilienza delle filiere di approvvigionamento energetico.

Il contesto normativo in cui si inserisce il decreto di modifica si fonda sul decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che disciplina gli strumenti e i meccanismi necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia rinnovabile al 2030, oltre che sul PNRR e sulle Direttive europee in materia di aiuti di Stato. Il decreto FER X transitorio, entrato in vigore il 28 febbraio 2025, aveva già definito un meccanismo di supporto differenziato per impianti fino a 1 MW (accesso diretto) e oltre 1 MW (procedure competitive), per un totale di 14,65 GW complessivi incentivabili fino alla fine del 2025.

La novità principale introdotta dallo schema di modifica consiste nell’inserimento dell’articolo 5-bis, che riserva un contingente specifico – pari al 20 % del volume fotovoltaico originario (1,6 GW su 8 GW) – a procedure competitive dedicate ad impianti i cui componenti principali (moduli, celle, inverter e almeno un ulteriore elemento tecnologico) non siano prodotti o assemblati in Cina. Questa scelta mira a diversificare le catene di approvvigionamento e a rafforzare la sicurezza degli investimenti, nell’ottica di una “resilienza” delle filiere conforme ai regolamenti di esecuzione UE 2025/1176 e 2025/1178. Le nuove gare dovranno concludersi entro il 31 dicembre 2025, con graduatorie pubblicate in 45 giorni dalla presentazione delle domande, da effettuarsi in un periodo di trenta giorni.

Per tutelare i progetti già in corso e favorire una transizione ordinata verso i nuovi criteri, lo schema prevede la possibilità per gli operatori di annullare senza penalità le manifestazioni di interesse già presentate per riproporle nell’apposita procedura 5-bis. **Ricordiamo a tal proposito che, lo scorso 18 giugno, il GSE ha pubblicato l’aggiornamento delle “[Regole Operative](#)”** che disciplinano, oltre alle modalità di presentazione delle manifestazioni di interesse e di partecipazione alle procedure competitive previste dal Decreto FERX, le

modalità e i requisiti per l'accesso diretto al meccanismo di supporto e per l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione.

Sul piano economico-finanziario, l'Autorità rileva che il contingente aggiuntivo dedicato alla resilienza non incide sui volumi complessivi né sui valori unitari delle tariffe già definiti dal DM FER X transitorio, con conseguente conferma della spesa annua massima teorica stimata dal Ministero. Tuttavia, ARERA sottolinea che, qualora la concorrenza nelle nuove procedure risultasse meno intensa, il premio di capacità per i progetti resilienti potrebbe determinare un incremento dei costi di sistema rispetto allo scenario base previsto.

Il parere, sostanzialmente favorevole, invita tuttavia a un monitoraggio continuo dell'esito delle gare resilienti e dei relativi oneri, con l'obiettivo di individuare prontamente eventuali scostamenti rispetto alle previsioni di spesa e di definire, se del caso, misure correttive nelle revisioni annuali del meccanismo.

13. Aree Idonee FER: Il Governo contro la sentenza del Tar Lazio

di Barbara Marchetti

Si è aperta una nuova fase nel contenzioso relativo al decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024, che definisce i criteri per la perimetrazione delle aree idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in attuazione del D.Lgs. 199/2021. A seguito della sentenza del TAR Lazio, pubblicata lo scorso maggio e recante l'annullamento parziale del provvedimento, in data 14 luglio sono stati depositati tre distinti appelli al Consiglio di Stato. La camera di consiglio è fissata per il 26 agosto 2025, data in cui avrà inizio l'esame collegiale della questione.

Il MASE rassicura spiegando che a prescindere da quali saranno le decisioni del CdS, il dicastero continuerà a portare avanti il lavoro sul correttivo che recepisce i rilievi del Tar Lazio (limitando la possibilità delle Regioni di incidere in negativo sulle aree idonee), con l'obiettivo di arrivare a un testo finale prima della pausa estiva che intervenga sul Dm Aree idonee 2024 o direttamente sulla norma primaria (D.Lgs 199/2021).

Confindustria segue con attenzione l'evolversi del contenzioso, così come gli sviluppi del confronto istituzionale, nella convinzione che entrambe le direttrici – quella giudiziaria e quella politica – possano giungere a una sintesi coerente, capace di garantire certezza normativa e tempi compatibili con gli obiettivi della transizione energetica.