

È ancora giusto che il prezzo del fotovoltaico dipenda dal gas?

Scenari per la riforma del mercato elettrico europeo e un confronto tra prezzi di mercato e valori convenzionali di riferimento delle rinnovabili nel periodo 2021-2025

A cura dell'Ufficio Studi dell'Associazione Osservatorio Energia

E-mail: redazione@osservatorioenergia.it

Sommario

Nel mercato elettrico italiano ed europeo il prezzo di equilibrio orario è determinato dall'offerta marginale accettata sul mercato del giorno prima, zona per zona. La generazione a gas si trova frequentemente in posizione marginale e contribuisce quindi in misura rilevante alla formazione del prezzo elettrico, soprattutto nelle ore in cui è necessaria per soddisfare la domanda residua. Questo rapporto valuta se e come tale meccanismo possa essere modificato, distinguendo un piano nazionale da uno europeo, e calcola, mediante un esercizio contabile statico ex post — non un modello di dispacciamento orario, di equilibrio economico generale né una stima econometrica — la differenza contabile risultante dalla valorizzazione convenzionale della produzione nazionale osservata di fotovoltaico, eolico e idroelettrico ("FER selezionate") a prezzi di benchmark di scenario, anziché al PUN medio annuo osservato, lasciando invariate tutte le altre quantità. Nello scenario centrale, l'esercizio determina un differenziale lordo di valorizzazione nozionale pari a circa **48,4 miliardi di euro** cumulati nel periodo 2021–2025 (fra 42,7 e 54,2 miliardi variando uniformemente del $\pm 25\%$ i valori convenzionali attribuiti alle FER, e fra 45,3 e 54,3 miliardi variando il solo parametro idroelettrico, il più incerto). Il 2022, da solo, spiega circa il 40,6% del totale cumulato (19,7 miliardi), e il valore cumulato non va quindi interpretato come un flusso strutturale annuale di pari intensità. Il valore di circa 48,4 miliardi di euro non rappresenta una stima degli extraprofitti dei produttori, delle rendite effettivamente incassate, del risparmio ottenibile dai consumatori o della riduzione che avrebbe subito il PUN. È esclusivamente la differenza fra due criteri convenzionali di valorizzazione applicati ex post alle stesse quantità annuali di produzione fotovoltaica, eolica e idroelettrica: non incorpora capture price tecnologici, prezzi zionali, contratti bilaterali, PPA, regimi incentivanti, coperture finanziarie né autoconsumo. A livello giuridico, l'Italia non potrebbe sostituire unilateralmente il meccanismo europeo di formazione del prezzo del mercato elettrico integrato, ma mantiene margini per interventi nazionali compatibili con il diritto UE. Il Regolamento (UE) 2024/1747 e la Direttiva (UE) 2024/1711 hanno riformato nel 2024 il mercato elettrico europeo mantenendo il prezzo marginale ma favorendo, soprattutto per i nuovi investimenti, contratti a lungo termine e contratti per differenza. Il rapporto discute infine quattro famiglie di riforma alternative e i limiti pratici e metodologici di questo esercizio contabile.

Parole chiave: prezzo marginale · merit order · PUN · contratti per differenza · benchmark contabile · capture price · costo opportunità · Regolamento (UE) 2024/1747

Introduzione

La domanda che dà il titolo a questo rapporto nasce da un'osservazione semplice: il costo di produrre un megawattora (MWh) di energia solare non è cambiato in modo significativo fra il 2021 e il 2022, eppure il prezzo medio di riferimento del mercato elettrico all'ingrosso italiano è passato da circa 125 €/MWh nel 2021 a oltre 300 €/MWh nel 2022, per poi ridiscendere negli anni successivi [5–7]. Ciò non implica che ogni impianto fotovoltaico abbia effettivamente ricevuto il PUN medio annuo: la remunerazione concreta di un singolo impianto dipende da prezzi zionali e orari, regimi incentivanti, contratti bilaterali, PPA, autoconsumo e strategie di copertura, nessuno dei quali è osservabile dal solo dato aggregato qui utilizzato. Il fotovoltaico non è diventato più caro nel 2022 né

più economico negli anni successivi: a cambiare è stato soprattutto il prezzo del gas naturale, che nello stesso periodo ha attraversato la crisi energetica innescata dalla guerra in Ucraina per poi ridiscendere solo parzialmente. Il meccanismo che lega queste due grandezze — il prezzo del gas e il prezzo di riferimento di gran parte dell'elettricità, comprese le fonti che il gas non lo bruciano affatto — è il tema di questo rapporto.

Non si tratta di un dettaglio tecnico per addetti ai lavori. Nel 2022 la crisi ha spinto il Prezzo Unico Nazionale (PUN) a una media annua di 303,95 €/MWh [5], imponendo interventi pubblici straordinari per miliardi di euro a sostegno di famiglie e imprese; ancora nel 2024 l'indice italiano si manteneva sopra i 100 €/MWh mentre le principali borse europee continentali scendevano a

58–82 €/MWh, per effetto della "ancora forte dipendenza dalla generazione a gas" segnalata dallo stesso GME [7]. Nello stesso periodo la produzione fotovoltaica ed eolica italiana è salita in modo sensibile, passando complessivamente da 45,97 a oltre 65 TWh annui secondo i dati Terna qui utilizzati (Sez. 4.3, Tab. 1). Il paradosso apparente — più produzione da fonti a costo variabile quasi nullo, ma un prezzo di riferimento ancora fortemente correlato al gas — non è un errore di misura: è la conseguenza diretta e prevista del modo in cui è disegnato il mercato elettrico all'ingrosso europeo.

Questo rapporto affronta la domanda del titolo su tre piani distinti. Il primo è tecnico: come funziona oggi il meccanismo di formazione del prezzo, e perché il gas riesce a influenzarlo così fortemente anche quando produce una quota minoritaria dell'energia. Il secondo è giuridico: che cosa può fare l'Italia da sola, e che cosa richiede invece una riforma concordata a livello dell'Unione europea. Il terzo è quantitativo: quale sarebbe l'ordine di grandezza di un eventuale disaccoppiamento in termini di differenza contabile fra produttori e domanda, se un simile meccanismo fosse già stato in vigore negli ultimi cinque anni. Le informazioni citate in questo rapporto sono aggiornate al 30 luglio 2026 (data di cut-off, dataset e codice inclusi); sviluppi successivi non sono incorporati.

Come funziona oggi il mercato: il prezzo marginale zonale

Il mercato elettrico all'ingrosso europeo, incluso quello italiano gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) sulla piattaforma IPEX, funziona secondo il principio del *prezzo marginale (pay-as-clear)*. Più precisamente: nel Mercato del Giorno Prima le offerte di vendita accettate sono valorizzate, in ciascuna zona di mercato e per ciascun periodo, al prezzo zonale risultante dall'incontro fra domanda e offerta. Fino al 2024 gli acquisti erano valorizzati attraverso il Prezzo Unico Nazionale (PUN); dal 1° gennaio 2025, in attuazione del DM MASE 151/2024 e della Deliberazione ARERA 304/2024/R/EEL, gli acquisti sono valorizzati direttamente ai prezzi zionali, mentre il PUN Index GME continua a operare come indice nazionale di riferimento, calcolato come media dei prezzi zionali ponderata con gli acquisti [7]. Non esiste pertanto, né prima né dopo il 2025, un unico prezzo fisicamente ricevuto da tutti i produttori italiani: il mercato è zonale, e il PUN (oggi PUN Index GME) è una sintesi statistica costruita nell'ambito di un mercato integrato con gli altri Stati membri attraverso il *market coupling*.

Gli impianti vengono ordinati per costo variabile crescente in quella che si chiama *merit order*: prima le fonti prive di costo di combustibile o con basso costo variabile diretto, come fotovoltaico ed eolico; nel caso dell'idroelettrico a bacino, però, resta rilevante il costo opportunità dell'acqua, poiché l'utilizzo della risorsa in un'ora può ridurre la disponibilità in ore future potenzialmente più

remunerative, e l'idroelettrico non può quindi essere descritto genericamente come fonte a costo marginale quasi nullo. Seguono il carbone e infine gli impianti a gas, che si collocano frequentemente nella parte alta dell'ordine di merito. In Italia, dove il parco termoelettrico è quasi interamente a gas dopo la progressiva uscita dal carbone, e dove mancano capacità nucleare e idroelettrica sufficienti a coprire da sole la domanda in gran parte delle ore, la generazione a gas è frequentemente la tecnologia marginale: secondo l'Indice di Tecnologia Marginale (ITM) calcolato dal GME, gli impianti a ciclo combinato (CCGT) sono risultati marginali nel 61,4% delle ore del 2024 [7], pur avendo coperto una quota nettamente inferiore della produzione nazionale in quell'anno (Tab. 1). Le fonti termoelettriche convenzionali hanno rappresentato, nel periodo qui considerato, una quota rilevante ma non necessariamente maggioritaria della produzione nazionale complessiva; la quota esatta varia da anno ad anno e andrebbe ricavata direttamente dalla classificazione ufficiale Terna per fonte, che questo rapporto non ricostruisce integralmente per ogni categoria (Sez. 9).

Il punto cruciale, spesso frainteso, è questo: il meccanismo di prezzo marginale non è un incidente né un privilegio ingiustificato concesso al gas. È la soluzione adottata in quasi tutti i mercati elettrici del mondo perché risolve in modo efficiente il problema di allocare, ora per ora, una domanda anelastica fra migliaia di impianti con costi diversissimi. Nel modello concorrenziale ideale, un produttore price-taker ha convenienza a formulare offerte coerenti con il proprio costo marginale e con gli eventuali costi opportunità [1]; nella pratica, le offerte possono riflettere anche vincoli tecnici, costi di avviamento, strategie intertemporali, obblighi contrattuali e condizioni di scarsità. Il problema che questo rapporto discute non è dunque se il prezzo marginale sia "sbagliato" in astratto — non lo è, nel senso tecnico di allocazione efficiente della produzione oraria — ma se, in un sistema dove le fonti a costo variabile diretto quasi nullo coprono ormai quote rilevanti della produzione, sia ancora desiderabile che la remunerazione di riferimento di *tutta* la capacità resti agganciata al costo dell'impianto marginale. È un problema distributivo e di segnale agli investimenti, non un problema di efficienza allocativa oraria: la distinzione, discussa anche dall'ACER nella valutazione del 2022 che ha aperto la strada alla riforma del 2024 [1, 3], guida l'intero impianto di questo rapporto.

La Fig. 1 mostra la co-variazione fra l'andamento del prezzo del gas e quello del PUN nel periodo considerato. Le due serie sono rappresentate su scale verticali differenti, scelte separatamente: il grafico mostra il comovimento delle medie annuali, non una regressione causale, e con cinque osservazioni annuali dominate dall'evento eccezionale del 2022 non costituisce una verifica statistica della relazione fra le due grandezze.

Tabella 1. Prezzo elettrico (PUN), prezzo del gas (PSV/IG Index) e produzione delle FER selezionate (fotovoltaico, eolico, idroelettrico da apporti naturali) in Italia, 2021–2025. Dati 2021–2023 dagli Annuari Statistici Terna; 2024 dalla Relazione Annuale GME 2024; si veda Sez. 4.3 per le fonti complete.

Anno	PUN €/MWh	PSV €/MWh	FV TWh	Eolico TWh	Idro TWh
2021	125,46	46,7	25,04	20,93	45,39
2022	303,95	125,4	28,12	20,49	28,40
2023	127,24	43,05	30,71	23,64	40,52
2024	108,52	36,59	36,06	22,07	53,10
2025	115,32	38,53	44,29	21,36	41,37

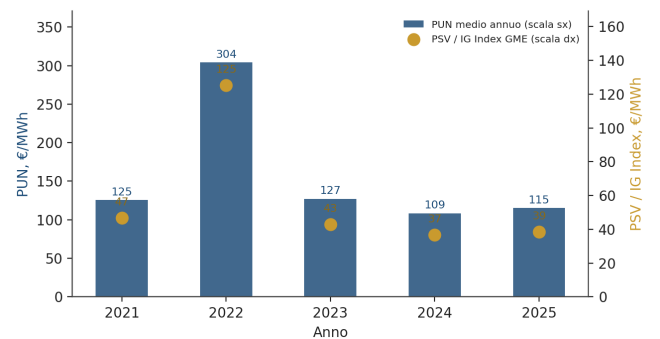


Figura 1. Prezzo elettrico all’ingrosso (PUN, barre, scala sinistra) e prezzo del gas (PSV fino al 2024, IG Index GME nel 2025; punti, scala destra), Italia 2021–2025. Le due serie utilizzano assi verticali differenti; confronto descrittivo del co-movimento, non stima causale.

Valori convenzionali di benchmark: un termine di paragone

Per valutare un eventuale disaccoppiamento serve un termine di paragone: a quale prezzo convenzionale si potrebbe remunerare ciascuna tecnologia in assenza del meccanismo di prezzo marginale. Un riferimento diffuso è il costo livellato dell’energia (*levelised cost of electricity*, LCOE), che somma capitale, esercizio e combustibile su tutta la vita utile di un *nuovo* impianto. Secondo l’ultimo rapporto dell’Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA) sui costi di generazione, nel 2024 la media mondiale ponderata del LCOE per nuovi impianti fotovoltaici utility-scale era di 43 \$/MWh e quella dell’eolico onshore di 34 \$/MWh, con l’eolico onshore europeo attestato su un valore leggermente superiore, circa 52 \$/MWh [8]. In questo rapporto si adottano, come **valori convenzionali di benchmark** — deliberatamente non "prezzi di remunerazione", per evitare di suggerire che rappresentino una remunerazione economicamente adeguata o uno strike price raccomandato — 55 €/MWh per il fotovoltaico utility-scale e 55 €/MWh per l’eolico onshore (Tab. 2, derivazione in Appendice). Questi va-

lori sono parametri illustrativi: non dimostrano che 55 €/MWh garantirebbero un’adeguata redditività a tutti gli impianti, il recupero dei costi storici, la copertura dei costi di sbilanciamento o la continuità degli investimenti. Per l’idroelettrico esistente non esiste un unico valore di riferimento, poiché la remunerazione economicamente rilevante dipende da struttura dell’impianto, canoni concessori, manutenzione, reinvestimenti, rischio idrologico, servizi di flessibilità e costo opportunità dell’acqua. Il parco italiano è in gran parte pre-esistente e ampiamente ammortizzato, per cui il suo costo economico corrente non è paragonabile al LCOE di un nuovo impianto (57 \$/MWh secondo IRENA), né coincide con il solo costo operativo di esercizio e manutenzione (dell’ordine di 10–20 €/MWh secondo la letteratura generica). Per questo motivo il rapporto utilizza un intervallo illustrativo di 10–53 €/MWh, con 38 €/MWh come semplice valore intermedio di scenario (Sez. 6), senza presentare quest’ultimo come un valore centrale particolarmente rappresentativo.

Tabella 2. Valori convenzionali di benchmark adottati nel modello, con fonte. Non costituiscono una stima omogenea del LCOE delle tre tecnologie: si veda il testo.

Fonte	€/MWh
Fotovoltaico utility-scale (nuovo impianto)	55
Eolico onshore (nuovo impianto)	55
Idroelettrico (parco esistente, valore intermedio 10–53)	38

Il gas, al contrario, non ha un LCOE nel senso stretto rilevante per questo esercizio, perché il suo costo variabile è dominato dal prezzo del combustibile, non dal capitale. La Fig. 2 riporta, come termine di paragone, una proxy semplificata del costo variabile di un impianto a ciclo combinato (CCGT) con rendimento costante del 55% e un fattore di emissione di circa 0,37 tCO₂/MWh, calcolata separatamente per ciascun anno: nel periodo 2021–2025 qui ricostruito questa proxy è oscillata fra circa 94 €/MWh (2024) e 261 €/MWh (2022). Il confronto in figura non è omogeneo, e va letto come tale: per il gas è mostrato un proxy del solo costo variabile, che non include CAPEX, costi fissi, avviamento e valore della flessibilità; per le FER selezionate sono mostrati valori convenzionali di benchmark che possono includere implicitamente componenti di recupero dei costi di investimento. La distanza fra le due categorie contribuisce comunque in misura rilevante a spiegare la volatilità del PUN mostrata in Fig. 1, ma non va interpretata come una misura diretta e completa di rendita economica netta (Sez. 9).

Metodologia dell’esercizio contabile

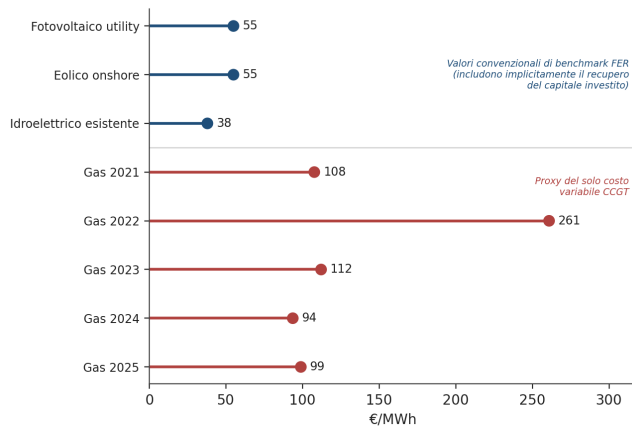


Figura 2. Valori convenzionali di benchmark delle FER selezionate (gruppo superiore) e proxy del costo variabile di un CCGT per singolo anno (gruppo inferiore). Le due famiglie di valori non sono LCOE omogenei e non vanno interpretate come un confronto tecnologico completo.

Impostazione generale

L'esercizio qui costruito è un calcolo contabile statico *ex post*, non un modello di dispacciamento orario né una stima econometrica del funzionamento del mercato elettrico. Non simula le ore dell'anno né la curva di offerta oraria, non ricostruisce i prezzi zionali, i contratti bilaterali, gli incentivi, le coperture finanziarie né il pass-through alle bollette finali (Sez. 9). L'obiettivo è calcolare il controvalore nozionale della produzione nazionale osservata di fotovoltaico, eolico e idroelettrico — qui denominate esplicitamente "**FER selezionate**", per distinguerle dall'insieme più ampio delle fonti rinnovabili che include anche geotermia e bioenergie, non coperte da questo esercizio — se valorizzata, anno per anno, ai valori convenzionali di Tab. 2 anziché al PUN medio annuo osservato. Il resto del sistema (produzione termoelettrica, altre fonti, importazioni nette, domanda) resta valorizzato al PUN osservato e non viene ricalcolato: si tratta di una **riallocazione contabile parziale**, non della simulazione di un nuovo equilibrio. Il risultato può essere letto come l'astrazione contabile di un contratto per differenza (CfD) a due vie applicato alla sola produzione nazionale delle FER selezionate, ma **non riproduce la struttura contrattuale reale di un CfD**: i CfD a due vie non equivalgono a una semplice sostituzione del PUN con un prezzo fisso, ma prevedono normalmente regolazioni finanziarie rispetto a un prezzo di riferimento, con pagamenti che possono muoversi in entrambe le direzioni a seconda di strike price, durata, tecnologia e regole di mercato — nessuno di questi elementi è rappresentato qui.

Formalizzazione

Per ciascun anno t , siano $Q_{FV,t}$, $Q_{eol,t}$, $Q_{idro,t}$ la produzione nazionale osservata (TWh) di fotovoltaico, eolico e

idroelettrico da apporti naturali, e $Q_{fer,t}$ la loro somma. Il valore di benchmark medio, ponderato per la produzione di ciascuna fonte, è:

$$\bar{P}_{FER,t} = \frac{Q_{FV,t}P_{FV} + Q_{eol,t}P_{eol} + Q_{idro,t}P_{idro}}{Q_{FV,t} + Q_{eol,t} + Q_{idro,t}} \quad (1)$$

dove P_{FV} , P_{eol} , P_{idro} (in €/MWh) sono i parametri di Tab. 2. Il differenziale lordo di valorizzazione nozionale è:

$$\Delta V_t = Q_{fer,t} \left(\pi_t^{PUN} - \bar{P}_{FER,t} \right) \quad (2)$$

con la conversione $TWh \times \text{€/MWh} / 1000 = \text{miliardi di euro}$ ($1 TWh \times 1 \text{ €/MWh} = 10^6 \text{ €} = 0,001 \text{ mld €}$). La formula non ricalcola il prezzo di mercato e non modifica quantità prodotte, importazioni o dispacciamento. Per costruzione dell'identità contabile:

$$\Delta R_{FER,t} = -\Delta V_t \quad (3)$$

in modo *esatto*: verificato numericamente nel codice allegato fino alla precisione di macchina, non una validazione empirica indipendente. L'esercizio assume che tutta la produzione delle FER selezionate sia valorizzata al PUN medio annuo: un'ipotesi semplificatrice rilevante, che ignora la differenza fra PUN medio e *capture price* specifici delle singole tecnologie — per fotovoltaico ed eolico tipicamente inferiore al PUN medio, poiché la loro produzione si concentra in ore di maggiore offerta rinnovabile (Sez. 9). Per riportare un differenziale unitario per MWh di domanda (Fig. 3), si calcola $\Delta V_t / D_t$, dove D_t è la domanda elettrica nazionale annua: una grandezza derivata, non un secondo input del modello, e non un prezzo di equilibrio simulato.

Avvertenza metodologica. Il differenziale ΔV_t non è la spesa all'ingrosso effettivamente sostenuta né la bolletta finale dei consumatori. La valorizzazione al PUN medio annuo è una semplificazione contabile che non deve essere interpretata come ricostruzione dei ricavi storicamente percepiti dai produttori. I valori convenzionali sono parametri di scenario ispirati a IRENA, non stime regolatorie puntuali (Sez. 3 e Appendice). I risultati vanno letti come ordini di grandezza di una differenza contabile potenziale, non come previsioni di risparmio in bolletta, come stima causale dell'effetto di una riforma, né come misura di rendita economica netta.

Fonti dei dati

I valori di PUN, PSV, prezzo della CO_2 e domanda elettrica 2021–2023 derivano dalle Relazioni Annuali del GME per gli esercizi 2022 e 2023 [5, 6]: PUN 2021 $\approx 125 \text{ €/MWh}$ e PUN 2022 = $303,95 \text{ €/MWh}$ (Fig. 2.1.8 della Relazione 2022); PSV 2022 = $125,38 \text{ €/MWh}$ (Fig. 2.3.7), con PSV 2021 derivato dalla variazione dichiarata (+167,2% sul 2021, Fig. 2.1.3); PUN 2023 = $127,24 \text{ €/MWh}$ e PSV 2023 = $43,05 \text{ €/MWh}$; domanda elettrica (Richiesta Terna) per i tre anni (Tab. 2.2.1–2.2.2 delle rispettive relazioni). PUN, PSV, prezzo CO_2 e domanda 2024 sono tratti dalla

Relazione Annuale GME 2024: PUN Index GME 2024 = 108,52 €/MWh, PSV 2024 = 36,59 €/MWh, CO₂ 2024 = 65,29 €/t (Fig. 2.1.5), Richiesta Terna 2024 = 312,3 TWh (Tab. 2.1.1) [7]. Il prezzo CO₂ 2023 (83,5 €/t) è stato ricalcolato dalla variazione dichiarata nella stessa relazione (CO₂ 2024 = 65,29, -21,8% sul 2023). Per il 2025, PUN e indice del gas derivano dal bilancio dei mercati 2025 comunicato dal GME (PUN Index medio 2025 = 115,32 €/MWh, IG Index medio 2025 = 38,53 €/MWh), riportato da fonte secondaria [4]: un valore molto vicino, e qui usato come riscontro incrociato, è quello riportato dalla Relazione annuale ARERA (115,9 €/MWh) [2]. Va precisato che dal 2023 il riferimento gas primario del GME è l'IG Index GME (calcolato sulle negoziazioni del MGP-GAS), distinto dallo storico PSV system average price ma di ordine di grandezza comparabile (scarto inferiore all'1% negli anni di sovrapposizione 2023–2024): usato qui come proxy del PSV per il 2025, in continuità con la serie storica.

Per quanto riguarda il mix di generazione (fotovoltaico, eolico, idroelettrico), i valori 2021–2023 sono dati Terna diretti per singolo anno, tratti dagli Annuari Statistici Terna 2021–2023 [13–15]. In particolare, la Tabella 1 di ciascun annuario distingue esplicitamente la componente "Idrica da apporti naturali" (che esclude la produzione da pompaggio) dalla produzione idroelettrica totale (Tabella 2, che la include): questo rapporto utilizza sempre la prima, coerente con la classificazione delle fonti rinnovabili adottata dalle stesse fonti Terna/GSE. La produzione totale nazionale utilizzata come denominatore descrittivo in Tab. 1 è la "Produzione lorda" riportata nella Tabella 2 di ciascun annuario per gli anni 2021–2023; per il 2025 è invece la produzione netta riportata dal Rapporto mensile Terna di dicembre 2025 [16]: questa disomogeneità definitoria è dichiarata esplicitamente e non incide sul risultato principale, che dipende solo da $Q_{fer,t}$ (Eq. 2), non dalla produzione totale.

Un limite dichiarato resta per il 2024: fotovoltaico, eolico e idroelettrico per singola fonte non sono stati sostituiti con dati dell'Annuario Statistico Terna 2024, e restano ricostruiti da tassi di variazione dichiarati in fonti secondarie [9, 12].

Risultati dell'esercizio contabile

Il risultato centrale, riassunto in Tab. 3, è che valorizzare la produzione delle FER selezionate ai valori convenzionali di Tab. 2, anziché al PUN, avrebbe determinato un differenziale lordo di valorizzazione nozionale cumulato di circa **48,4 miliardi di euro** nel periodo 2021–2025 — pari al 19,8% del controvalore nozionale cumulato dell'intera domanda elettrica al PUN osservato — con un massimo nel 2022 (19,66 miliardi in un solo anno, pari al 40,6% del totale cumulato: il risultato aggregato è quindi fortemente influenzato da un singolo anno eccezionale, e non va interpretato come un flusso strutturale annuale di

Tabella 3. Risultati per anno: produzione delle FER selezionate, valore di benchmark ponderato, differenziale lordo di valorizzazione nozionale e variazione nozionale della remunerazione FER. Per costruzione, $\Delta V_t = -\Delta R_{FER,t}$ esattamente (Eq. 3).

Anno	Q_{fer} TWh	$\bar{P}_{FER}$ €/MWh	ΔV mld €	ΔR_{FER} mld €
2021	91,35	46,55	+7,21	-7,21
2022	77,01	48,73	+19,66	-19,66
2023	94,87	47,74	+7,54	-7,54
2024	111,23	46,88	+6,86	-6,86
2025	107,02	48,43	+7,16	-7,16
Cumulato	—	—	48,4	-48,4

pari intensità negli altri anni). **Questo valore non dimostra quanto sarebbe diminuito il prezzo dell'elettricità in presenza di un diverso disegno di mercato:** mostra, più limitatamente, l'ordine di grandezza della differenza contabile fra la valorizzazione ex post delle FER selezionate al PUN medio annuo e la loro valorizzazione a valori convenzionali di benchmark. Una valutazione controfattuale degli effetti di una riforma richiederebbe dati orari, prezzi zonal e di cattura, informazioni sui regimi contrattuali e incentivanti, nonché un modello di dispacciamento e di risposta degli operatori (Sez. 9). Espresso per unità di domanda (Fig. 3), il differenziale equivale a circa 22–25 €/MWh negli anni "normali" e a oltre 62 €/MWh nel 2022.

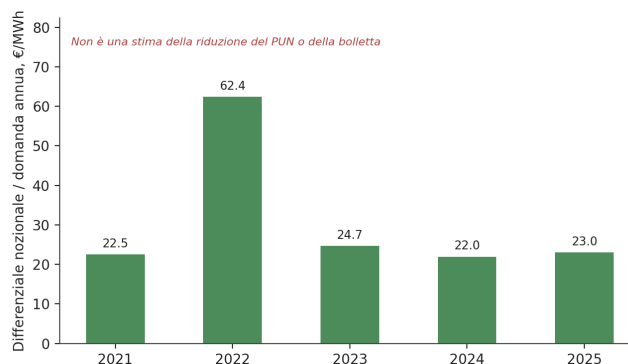


Figura 3. Differenziale nozionale diviso per la domanda annua ($\Delta V_t / D_t$), €/MWh, per anno. È un indicatore contabile normalizzato, non una stima del prezzo controfattuale dell'elettricità né della riduzione del PUN o della bolletta.

Per costruzione dell'esercizio (Eq. 3), il differenziale coincide esattamente con una riduzione nozionale della remunerazione delle FER selezionate: si tratta di un'identità imposta dalla struttura del modello, verificata numericamente nel codice fino alla precisione di macchina, e non di una conferma incrociata fra due stime indipendenti. Questo non è un dettaglio tecnico ma il cuore del problema distributivo discusso in Sez. 2: il differenziale

non nasce da un'efficienza nuova del sistema, ma dalla possibile riallocazione di un margine lordo che il meccanismo di prezzo marginale attribuisce oggi, specialmente negli anni di prezzo del gas elevato, ai produttori di fonti rinnovabili già in esercizio. **Per costruzione contabile, il differenziale corrisponde a una minore valorizzazione nozionale delle FER selezionate. Non rappresenta tuttavia un ammontare automaticamente disponibile per essere trasferito ai consumatori**, poiché la riallocazione effettiva dipenderebbe dal disegno contrattuale, dai regimi di sostegno, dai prezzi di cattura, dai contratti esistenti e dalle reazioni degli operatori (Sez. 9). Va inoltre ribadito che questo margine lordo non coincide necessariamente con una rendita economica netta (Sez. 3): include anche componenti legittime di remunerazione del capitale investito e del rischio, che questo esercizio, lavorando su medie annue e valori di scenario uniformi, non può isolare.

Sensitività ai valori convenzionali di benchmark

Il risultato centrale dipende in modo diretto dai valori convenzionali di benchmark assunti in Tab. 2, che sono parametri di scenario e non osservazioni dirette del parco italiano, in particolare per l'idroelettrico (Sez. 3). **Questa non è una sensitività generale del modello**, ma una sensitività univariata ai soli valori convenzionali: non incorpora l'incertezza relativa ai capture price, ai prezzi zonal, alla quota di produzione esposta al mercato spot, ai regimi incentivanti, ai PPA, all'autoconsumo o alle quantità prodotte (Sez. 9). La Fig. 4 riporta due esercizi. Il primo fa variare *solo* il valore dell'idroelettrico esistente fra 10 e 53 €/MWh: il differenziale cumulato oscilla fra circa 45,3 e 54,3 miliardi di euro. Il secondo applica una variazione uniforme di $\pm 25\%$ a tutti e tre i valori convenzionali: il differenziale cumulato oscilla fra circa 42,7 e 54,2 miliardi di euro.

La conclusione qualitativa — l'esistenza di un differenziale positivo nel periodo considerato — rimane invariata in entrambi gli esercizi. Il valore puntuale resta invece sensibile ai valori convenzionali adottati e, in particolare, alla valorizzazione dell'idroelettrico esistente. Una sensitività più pertinente rispetto all'assunzione più forte del modello — la valorizzazione di tutta la produzione al PUN medio annuo — richiederebbe fattori di *capture price* illustrativi per tecnologia, ad esempio $P_{\text{capture},k,t} = f_{k,t} \pi_t^{\text{PUN}}$ con f dell'ordine di 0,80–1,00 per il fotovoltaico, 0,85–1,00 per l'eolico e 0,90–1,05 per l'idroelettrico (valori puramente illustrativi, non stime puntuali): tale sviluppo esula dagli obiettivi comunicativi di questo rapporto e resta un possibile sviluppo futuro (Appendice A). In assenza di questa simulazione aggiuntiva, va qui ribadito con enfasi che il differenziale di 48,4 miliardi è un limite contabile costruito sulla valorizzazione al PUN medio, non una stima del capture price effettivo.

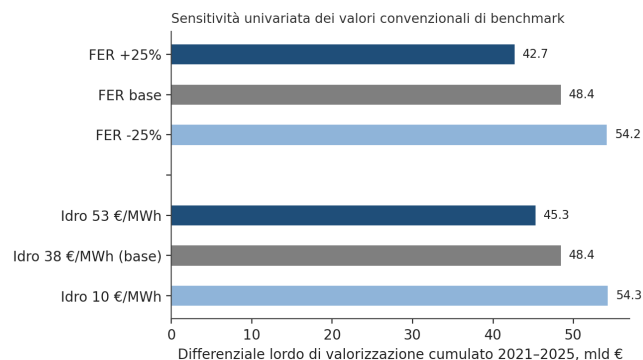


Figura 4. Differenziale lordo di valorizzazione cumulato 2021–2025: in alto, variazione del solo valore convenzionale dell'idroelettrico esistente (10–53 €/MWh); in basso, variazione uniforme di tutti i valori convenzionali FER ($\pm 25\%$). Colori neutri: non esprimono un giudizio di segno positivo o negativo sul risultato.

Analisi giuridica: che cosa può fare l'Italia da sola, e che cosa richiede una riforma europea

Il mercato elettrico all'ingrosso italiano non è disciplinato da sole norme nazionali: opera all'interno di un quadro europeo direttamente applicabile, in particolare il Regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica. Il quadro europeo tutela la formazione concorrenziale dei prezzi e il funzionamento coordinato del mercato integrato attraverso il market coupling e il meccanismo marginalista pay-as-clear (Sez. 2), che non potrebbe essere sostituito unilateralmente dall'Italia senza incidere sul funzionamento del mercato europeo integrato.

Questo non significa che l'Italia sia priva di margini di manovra. Mantiene infatti spazio per interventi nazionali compatibili con il diritto UE vigente, inclusi strumenti di sostegno mirati, meccanismi di tassazione delle rendite in circostanze eccezionali (come già sperimentato durante la crisi del 2022), contratti a lungo termine (Power Purchase Agreement, PPA) fra produttori e grandi consumatori industriali — per i quali il GME ha avviato nel 2025 lo sviluppo di un mercato organizzato dedicato [7] — e contratti per differenza (CfD) per nuova capacità. È importante precisare che in uno schema CfD il prezzo spot di mercato non viene sostituito: il produttore continua a vendere l'energia al prezzo di mercato, e un regolamento finanziario successivo restituisce o integra la differenza rispetto allo strike price (Sez. 4). Questi strumenti agiscono quindi sui ricavi netti dei singoli produttori partecipanti, non sul meccanismo di formazione del prezzo di mercato: sono compatibili con il diritto UE proprio perché non lo sostituiscono.

A livello europeo, la riforma approvata nel giugno 2024 — il Regolamento (UE) 2024/1747 e la Direttiva (UE) 2024/1711 — ha affrontato esplicitamente il proble-

ma al centro di questo rapporto, nato dall'osservazione, richiamata nei considerando del regolamento, che dal settembre 2021 i mercati elettrici europei hanno sperimentato prezzi elevati e volatili derivanti in misura preponderante dal prezzo del gas [3]. La scelta del legislatore europeo, tuttavia, non è stata quella di abolire il prezzo marginale, ma di mantenerlo come meccanismo di formazione del prezzo all'ingrosso, favorendo l'uso di contratti a lungo termine, PPA e CfD a due vie **soprattutto per gli investimenti in nuova capacità** rinnovabile e nucleare [10, 11]. Il quadro europeo integrato continua dunque a fondarsi sulla formazione marginale del prezzo nei mercati spot, pur essendo affiancato da contratti a lungo termine, CfD, PPA e da differenti strumenti nazionali di regolazione o stabilizzazione dei ricavi, la cui diffusione ed efficacia variano da Stato membro a Stato membro e che questo rapporto non ha comparato sistematicamente. In altre parole: la riforma europea del 2024 conferma che il piano corretto per affrontare la domanda del titolo di questo rapporto non è sostituire il prezzo marginale, ma affiancargli, in modo graduale e per ora circoscritto alla nuova capacità, strumenti contrattuali che riducano la trasmissione della volatilità del gas alle bollette — un obiettivo distinto e più limitato dello scenario universale e retroattivo a cui questo rapporto si ispira per l'ordine di grandezza del differenziale contabile, che resta un esercizio di scenario e non una proposta di policy.

Scenari alternativi di riforma

Al di là dello scenario centrale qui simulato, la letteratura e il dibattito europeo discutono almeno altre tre famiglie di alternative.

Un primo approccio, il **prezzo medio ponderato**, sostituirebbe il prezzo marginale con un prezzo unico pari alla media dei costi di tutte le fonti in esercizio, pesata per la produzione di ciascuna. Perderebbe la proprietà che rende il prezzo marginale efficiente nell'allocazione oraria: un impianto marginale che riceve meno del proprio costo variabile non ha più alcun incentivo a restare in esercizio nelle ore di scarsità, con rischi per la sicurezza del sistema che l'esercizio contabile di questo rapporto non può valutare (Sez. 9).

Un secondo approccio, il **mercato pay-as-bid**, remunererebbe ogni impianto al prezzo effettivamente offerto anziché al prezzo marginale uniforme. Riduce il margine lordo percepito dalle fonti a basso costo, ma introduce un incentivo strategico a offrire prezzi più vicini al prezzo atteso di equilibrio piuttosto che al proprio costo reale, un fenomeno che l'ACER ha esplicitamente sconsigliato come sostituto generalizzato del prezzo marginale [1].

Un terzo approccio, i **CfD universali su tutta la capacità rinnovabile esistente** — lo scenario a cui questo rapporto si ispira per l'ordine di grandezza del differenziale contabile, pur senza riprodurre la struttura contrattuale reale (Sez. 4) — solleva un problema di certezza del diritto

e fiducia degli investitori. Applicare retroattivamente un CfD a impianti già realizzati sulla base di condizioni di mercato diverse rischierebbe di essere percepito come una modifica unilaterale delle condizioni contrattuali implicite su cui gli investimenti passati sono stati decisi, con conseguenze negative sulla fiducia degli investitori nella capacità futura [1]. La riforma europea del 2024, non a caso, applica i CfD soprattutto alla *nuova* capacità, non a quella già in esercizio (Sez. 7).

Limiti dell'esercizio contabile

L'esercizio qui costruito è uno strumento di stima di ordine di grandezza, non un modello di dispacciamento orario né una stima econometrica validata per l'Italia. **L'incertezza non deriva soltanto dai valori numerici attribuiti ai prezzi di scenario, ma soprattutto dalla struttura stessa del benchmark:** la valorizzazione dell'intera produzione al PUN medio annuo non considera i capture price specifici, la distribuzione oraria della produzione, i prezzi zonal, i contratti bilaterali, gli incentivi, i PPA, l'autoconsumo e le coperture finanziarie.

Restano, inoltre, i seguenti limiti. **Capture price.** Fotovoltaico ed eolico presentano normalmente prezzi di cattura inferiori al PUN medio, poiché la loro produzione è concentrata in specifiche ore (cannibalizzazione): la valorizzazione dell'intera produzione al PUN medio annuo costituisce quindi un'ipotesi semplificatrice rilevante, soprattutto negli anni di elevata penetrazione rinnovabile. **Investimenti.** Una remunerazione stabilmente inferiore a quella di mercato potrebbe modificare le decisioni di investimento, il costo del capitale e l'offerta futura di capacità rinnovabile: effetti dinamici non rappresentati da questo esercizio statico. **CfD.** Come già segnalato (Sez. 4), i CfD a due vie non equivalgono a una semplice sostituzione del PUN con un prezzo fisso. **Omogeneità dei valori convenzionali.** I valori di Tab. 2 sono parametri di scenario ispirati a dati IRENA per *nuovi* impianti, non osservazioni dirette del costo economico corrente del parco italiano esistente, in modo particolarmente marcato per l'idroelettrico. **Rendita.** Il margine lordo calcolato in Sez. 5 non equivale a una rendita economica netta. **Dati per il 2024.** Fotovoltaico, eolico e idroelettrico per singola fonte restano ricostruiti da tassi di variazione (Sez. 4.3). **Definizioni statistiche.** La produzione totale nazionale utilizzata come denominatore descrittivo (Tab. 1) è "lorda" per il 2021–2023 e "netta" per il 2025, una disomogeneità dichiarata che non incide sul risultato principale (Sez. 4.3).

Un esercizio più robusto richiederebbe un modello di dispacciamento orario calibrato sulle serie storiche pubblicate dal GME (il periodo 2021–2025 comprende 43.824 ore complessive, includendo il 2024 bisestile, prima di considerare eventuali dati mancanti o variazioni della granularità temporale), la stima diretta dei *capture price* per tecnologia, un'analisi di sensitività multifattoriale o

Monte Carlo, e la sostituzione dei valori 2024 per singola fonte con dati ufficiali diretti.

Conclusioni

Alla domanda del titolo — è ancora giusto che il prezzo del fotovoltaico dipenda dal gas? — questo rapporto non offre una risposta univoca. Dal punto di vista dell'efficienza allocativa oraria, il meccanismo di prezzo marginale continua a svolgere la funzione per cui è stato disegnato, e il quadro europeo vigente continua a basarsi sul market coupling e sul prezzo marginale: la riforma europea del 2024 lo conferma esplicitamente (Sez. 7).

Dal punto di vista quantitativo, **il risultato di questo rapporto non dimostra che una riforma del mercato avrebbe prodotto un risparmio di pari importo, né che tale somma fosse materialmente trasferibile ai consumatori**. Esso quantifica soltanto, in termini contabili, la distanza fra la valorizzazione delle FER selezionate al PUN medio annuo e la loro valorizzazione a valori convenzionali di benchmark: circa 48,4 miliardi di euro cumulati nel periodo 2021–2025 (Sez. 5), il 40,6% dei quali riconducibile al solo 2022. Una valutazione controfattuale degli effetti di una riforma richiederebbe dati orari, prezzi zionali e di cattura, informazioni sui regimi contrattuali e incentivanti, nonché un modello di dispacciamento e di risposta degli operatori. Per costruzione contabile, il differenziale corrisponde a una minore valorizzazione nozionale delle FER selezionate, non un guadagno di efficienza gratuito né un ammontare automaticamente disponibile per i consumatori: la riallocazione effettiva dipenderebbe dal disegno contrattuale, dai regimi incentivanti, dai contratti esistenti, dai prezzi di cattura e dalle reazioni degli operatori (Sez. 9). La conclusione qualitativa — l'esistenza di un differenziale positivo — rimane invariata negli intervalli di sensitività adottati; il valore puntuale resta sensibile ai valori convenzionali adottati, in particolare alla valorizzazione dell'idroelettrico esistente.

Il messaggio operativo, coerente con la scelta già fatta dal legislatore europeo nel 2024, è che la strada più praticabile non è la sostituzione del prezzo marginale, ma l'estensione graduale, alla nuova capacità e possibilmente a porzioni negoziate di capacità esistente in scadenza di incentivo, di strumenti contrattuali — PPA e CfD a due vie — che riducano nel tempo la quota di produzione la cui remunerazione dipende dal prezzo del gas, senza rinunciare al segnale di prezzo orario che il mercato marginale continua a fornire per la sicurezza del sistema. La scala dei numeri qui stimati suggerisce che la posta in gioco distributiva di questa scelta è ampia; la sua attuazione pratica dipende da decisioni di disegno che esulano dagli obiettivi di questo rapporto e che meritano un approfondimento dedicato, idealmente basato su un modello di dispacciamento orario e su dati ufficiali di prima mano (Sez. 9).

Note metodologiche supplementari

Derivazione dei valori convenzionali per fotovoltaico ed eolico. I valori di 55 €/MWh (Tab. 2) partono dai dati IRENA 2024 per l'Europa (43 \$/MWh globale per il fotovoltaico, circa 52 \$/MWh per l'eolico onshore europeo, 8), convertiti a un cambio indicativo di 1,08 USD/EUR (rispettivamente circa 40 e 48 €/MWh) e arrotondati a un valore comune di scenario di 55 €/MWh, con un margine dichiarato (dal 15% al 38% a seconda della tecnologia di partenza) per costo del capitale, permitting e connessione specifici del contesto italiano: una scelta di scenario, non una stima puntuale documentata.

Perché un esercizio contabile annuale e non un modello di dispacciamento orario. Un modello di dispacciamento orario, calibrato sulle serie storiche pubblicate dal GME (43.824 ore nel periodo 2021–2025), catturerebbe fenomeni come la cannibalizzazione del prezzo rinnovabile e il *capture price* effettivo per tecnologia, che l'esercizio annuale qui adottato non può rappresentare per costruzione (Sez. 9): un possibile sviluppo di una versione futura.

Effetti macroeconomici (inflazione, PIL). Una stima difendibile dell'effetto del differenziale contabile su inflazione e PIL richiederebbe un modello macroeconomico dedicato, che esula dagli obiettivi di questo rapporto.

Riferimenti bibliografici

- [1] Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER). *Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Aprile 2022.
- [2] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nel 2025*. Presentata il 2 luglio 2026.
- [3] Parlamento europeo e Consiglio dell'Unione europea. *Regolamento (UE) 2024/1747, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione*. Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 26 giugno 2024.
- [4] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME). *Bilancio dei mercati energetici 2025* (newsletter di gennaio 2026). Dati riportati da Rinnovabili.it, *Prezzi elettricità e gas in Italia: l'andamento secondo il GME*, 16 aprile 2026.
- [5] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME). *Relazione Annuale 2022*. 2023.
- [6] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME). *Relazione Annuale 2023*. 2024.
- [7] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME). *Relazione Annuale 2024*. 13 giugno 2025.
- [8] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. 2025.
- [9] pv magazine Italia. *Dati GSE-Terna sul 2023: 30,7 TWh di energia elettrica da fotovoltaico, 116 TWh da rinnovabili*. 2024.

- [10] Camera dei Deputati, Servizio Studi. *La riforma del mercato elettrico dell'UE*. 2025.
- [11] FENAILP. *Riforma del mercato elettrico – Regolamento 2024/1747 e Direttiva 2024/1711*. 2024.
- [12] Sistema Statistico Nazionale (SISTAN) / Terna. *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2024*. 2026.
- [13] Terna S.p.A. *Annuario Statistico 2021 – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*. 2022.
- [14] Terna S.p.A. *Annuario Statistico 2022 – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*. 2023.
- [15] Terna S.p.A. *Annuario Statistico 2023 – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*. 2024.
- [16] Terna S.p.A. *Rapporto mensile sul sistema elettrico – dato consuntivo definitivo di dicembre 2025*. Gennaio 2026.