

MERCATI & POLITICA

Il curtailment esce dall’eccezione: cosa resta del diritto di immettere in rete

In questo articolo per **pv magazine Italia**, seconda rubrica bimestrale di Fivers, il partner Sergio Fienga e il senior associate Jaime Guiso Gallisai concludono che, senza accumulo, senza segnali di prezzo che premino lo spostamento dell’energia nel tempo e senza un regime chiaro di compensazione, il curtailment smette di essere un incidente di percorso e diventa un costo strutturale.

Da **Fivers**
17 Sep 2026

💬🔗

Mercati & Politica

Leggi & Atti

Sviluppi di mercato



Jaime Guiso Gallisai | Immagine: Fivers

Per anni la connessione è stata un traguardo: ottenuto il preventivo e realizzata l’opera, l’impianto immette e incassa. I numeri pubblicati quest’estate dall’Arera raccontano una storia diversa: l’immissione non è più un dato acquisito, ma una variabile regolata.

Nel 2025, sulle reti di alta e altissima tensione, la mancata produzione da fonti rinnovabili attribuibile a modulazioni straordinarie e curtailment è stata di circa 802 GWh, di cui 640 GWh da eolico e 162 GWh da fotovoltaico. Il confronto con l’anno precedente è il vero titolo: nel 2024 il solare aveva perso appena 7,5 GWh.

Un fattore di crescita superiore a venti volte in dodici mesi. In valore assoluto si tratta ancora dello 0,4% della produzione solare annua (44.290 GWh), ma la traiettoria è inequivocabile. Le cause individuate dall’Autorità sono tre: generazione eccedente la capacità di assorbimento della rete (64 GWh), congestioni (58 GWh) e lavori programmati sull’infrastruttura (38 GWh). La zona più colpita è il Centro-Sud, con 101 GWh, il 62% del totale.

E il 2026 è già peggiore. Sempre l’Arera, su dati preliminari, stima che la sola primavera di quest’anno abbia comportato una mancata produzione di circa 224 GWh da eolico, 182 GWh da fotovoltaico e 5 GWh da idroelettrico. In un trimestre, il solare ha perso più di quanto avesse perso nell’intero 2025. Il fenomeno si concentra dove ci si attende: festivi e fine settimana primaverili, con irraggiamento elevato e fabbisogno basso. Nel 2025 i distacchi della generazione distribuita sono stati attivati in otto giornate, tutte tra il 25 aprile e il 1° giugno.

Il quadro regolatorio si è mosso in parallelo, ma per linee che gli operatori devono saper tenere distinte. Da un lato la remunerazione: con la deliberazione 128/2025/R/efr l’Arera ha esteso, a decorrere dal 1° aprile 2025, il diritto alla remunerazione della mancata produzione conseguente agli ordini di modulazione straordinaria a scendere impartiti da Terna a tutte le fonti rinnovabili non programmabili, non più al solo eolico. Il GSE ha pubblicato le relative Regole Tecniche a marzo 2026 e dal 31 marzo l’applicazione Mprin consente di presentare istanza con effetto retroattivo alla stessa data del 1° aprile 2025. Con il consolidamento del Tide (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, Allegato A alla deliberazione Arera 345/2023/R/eel), dal 1° febbraio 2026, il GSE calcola la sola energia producibile, mentre la determinazione della mancata produzione è passata a Terna.

C’è un termine che vale la pena segnare in rosso, e riguarda chi ha cambiato il soggetto che gestisce per suo conto il contratto di dispacciamento, cioè l’operatore che risponde a Terna degli scostamenti tra energia programmata ed energia effettivamente immessa. In questi casi di subentro, in deroga alle Regole Tecniche, la domanda di accesso al meccanismo può essere presentata fino al 30 settembre 2026, sempre con effetti dal 1° aprile 2025. Sono giorni, non mesi: per i portafogli che hanno cambiato operatore nell’ultimo anno e mezzo è una finestra di recupero economico che si chiude senza clamore.

Dall’altro lato c’è il fronte della rete di distribuzione, che segue una logica propria. La deliberazione 385/2025/R/eel, poi modificata dalla 564/2025, ha reso obbligatorio il Controllore Centrale di Impianto conforme alla CEI 0-16 per gli impianti fotovoltaici ed eolici di potenza pari o superiore a 100 kW in media tensione, con attivazione della funzionalità PF2, la limitazione della potenza attiva su comando esterno del distributore, fino all’azzeramento. Le scadenze sono scaglionate per fasce di potenza e accompagnate da contributi economici decrescenti nel tempo; per i nuovi impianti l’adeguamento è condizione della connessione stessa, mentre per gli esistenti il mancato adeguamento comporta la sospensione delle partite economiche erogate dal GSE, incentivi compresi, e della valorizzazione dell’energia immessa.

È qui che il quadro merita attenzione. La modulazione ordinata da Terna ha oggi un percorso di remunerazione definito; la limitazione esercitata dal distributore tramite PF2 nasce invece come strumento di sicurezza della rete e si muove in una cornice distinta, costruita attorno all’obbligo di adeguamento e ai contributi. Per chi sviluppa e finanzia progetti la distinzione non è dottrinale: incide sulle curve di ricavo, sulle clausole di performance nei contratti EPC e O&M e sulla negoziazione dei PPA, dove la definizione contrattuale di curtailment e l’allocazione del rischio diventano decisive. Il sistema sta insomma spostando il baricentro dal diritto di immettere alla gestione dell’immissione. Non è una deriva punitiva: con oltre 17 GW di nuova capacità entrata in esercizio dal 2023, la rete ha bisogno di strumenti per reggere le ore di eccesso. Ma il conto della flessibilità non può ricadere per intero sul produttore.

Il dato dei 182 GWh persi dal solare in una sola primavera è il modo più concreto di dirlo: senza accumulo, senza segnali di prezzo che premino lo spostamento dell’energia nel tempo e senza un regime chiaro di compensazione, il curtailment smette di essere un incidente di percorso e diventa un costo strutturale di progetto. Da mettere a bilancio oggi, non quando arriverà il prossimo dato Arera.