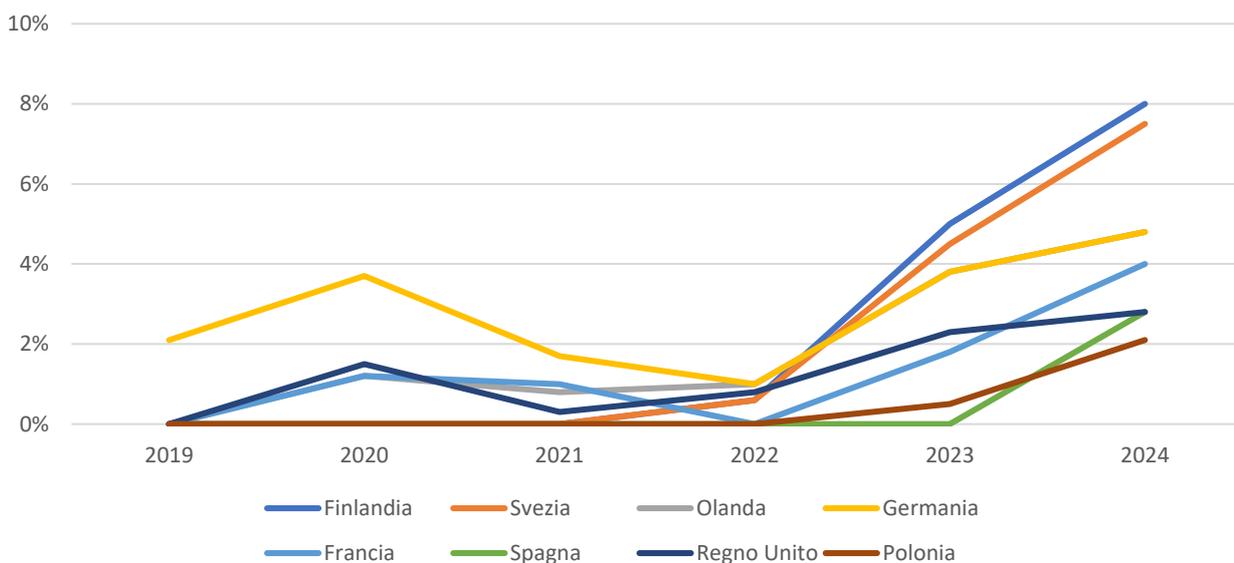


RETI ELETTRICHE, INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI E SICUREZZA DEL SISTEMA

Nel 2024, l'Europa ha registrato un forte aumento delle ore con prezzi dell'elettricità nulli o negativi, nonché una rete elettrica sotto crescente pressione per via dell'eccesso di produzione rinnovabile non programmabile. Le dinamiche che caratterizzano il parco di generazione rinnovabile ed i servizi infrastrutturali evidenziano una sempre più urgente necessità di investimenti nelle reti e nelle tecnologie intelligenti. Le imprese possono trarre vantaggio da questi fenomeni attraverso strategie di consumo flessibile e sistemi di accumulo. Un adeguato supporto agli investimenti e ad una efficace gestione operativa delle reti sarà fondamentale per limitare i rischi di inefficienza e instabilità de sistema elettrico. Le reti elettriche devono evolversi per sostenere la transizione energetica ed il processo di decarbonizzazione.

Nel 2024, l'Europa ha registrato oltre 4.000 ore con prezzi dell'elettricità pari a zero o addirittura negativi nel mercato day-ahead, quasi il doppio rispetto agli anni precedenti. In Paesi come Finlandia, Svezia, Olanda e Germania, il fenomeno ha assunto proporzioni rilevanti, con valori negativi presenti rispettivamente per l'8%, 7% e 5% dell'intero anno.

FIGURA 1 | PERCENTUALE DI ORE CON PREZZO NEGATIVO IN ALCUNI PAESI EUROPEI [Anni 2019-2024; %]



Fonte: Elaborazione su dati IEA Real-Time Electricity Tracker (2025)

Anche in Italia il fenomeno dell'over generation si sta manifestando con sempre maggiore frequenza. A maggio 2025, il Prezzo Unico Nazionale (PUN) ha toccato valori prossimi allo zero per molte ore consecutive, per la prima volta in modo simultaneo su tutte le zone del Paese, dalla

Sicilia al Nord. Si tratta di un evento inedito che evidenzia come i prezzi nulli o bassissimi stiano diventando strutturali anche nel contesto italiano. Basti pensare che il solo mese di maggio ha già concentrato oltre il 50% delle ore con PUN inferiore a 1 €/MWh rispetto all'intero 2024, quando si erano registrate solo 15 ore con simili valori.

Questo tema appare strettamente correlato a quello della crescente pressione sulle infrastrutture elettriche, incapaci di assorbire l'intera energia generata nei momenti di massima produzione da fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico. Questi episodi, infatti, sono il riflesso di un disequilibrio crescente tra la rapida espansione della generazione da fonti rinnovabili e la limitata capacità o flessibilità delle reti esistenti.

In Germania e Francia, la produzione eolica e solare ha frequentemente superato la capacità di assorbimento della rete, in particolare nelle ore centrali della giornata. In Italia si osserva un fenomeno analogo, con un aumento del numero di ore a prezzi prossimi allo zero e un incremento del curtailment, ovvero la riduzione forzata della produzione rinnovabile per evitare sovraccarichi.

Nel 2024, la capacità installata da fonti rinnovabili in Italia ha superato i 72,5 GW, di cui, 35,8 GW di solare e 12,9 GW di eolico, coprendo oltre il 51% della potenza totale nazionale. Da gennaio a ottobre 2024 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 6,5 GW (di cui 5,48 GW di fotovoltaico). Tale valore è superiore del +33% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e supera il dato di incremento dell'intero 2023. Questa espansione, che non arresterà il suo trend, ha determinato un aumento significativo della variabilità e dell'imprevedibilità dei flussi energetici, causando numerosi eventi di congestione, con ricadute sull'efficienza complessiva del sistema. La congestione della rete elettrica si configura infatti come una delle criticità principali del sistema energetico nazionale, soprattutto in presenza di una crescente quota di generazione non programmabile.

Questo fenomeno è destinato ad accentuarsi nei prossimi anni per effetto dell'incremento di quota rinnovabile nel mix di produzione che è previsto in crescita. In Italia, la produzione da fonti rinnovabili ha coperto circa il 40% del fabbisogno elettrico nel 2024, con l'obiettivo di raggiungere 131 GW di capacità installata entro la fine del decennio. Tuttavia, nelle aree meridionali e insulari la rete mostra ancora limiti strutturali, e gli operatori stanno investendo in tecnologie digitali e soluzioni di flessibilità per facilitare l'integrazione dell'energia pulita.

A complicare ulteriormente il quadro è l'elettrificazione crescente della domanda, sospinta dallo sviluppo della mobilità elettrica e dei sistemi di riscaldamento a pompa di calore. I nuovi profili di carico, più variabili e concentrati, mettono sotto stress le infrastrutture esistenti e impongono una gestione dinamica e in tempo reale della rete.

Il sistema elettrico si trova così ad affrontare sfide complesse sia in termini di sicurezza operativa sia di sostenibilità a lungo termine. Non si tratta solo di bilanciare domanda e offerta, ma di trasformare l'infrastruttura in un sistema capace di gestire flussi multidirezionali e instabili. Il modello attuale, basato su impianti centralizzati e dispacciabili, fatica a garantire la flessibilità

necessaria per integrare pienamente le fonti rinnovabili intermittenti, aumentando il rischio di blackout localizzati e la necessità di interventi correttivi frequenti.

I crescenti fenomeni di congestione e sovra generazione non gestita comportano, inoltre, la perdita di grandi quantità di energia rinnovabile e minano la stabilità del sistema. I prezzi nulli o negativi dell'elettricità, infatti, rappresentano una sfida per le imprese, mettendo sotto pressione la redditività dei produttori, soprattutto di coloro che si basano su sistemi di generazione convenzionale poco flessibili. Dall'altro lato, la crescente penetrazione delle rinnovabili elettriche nel mix energetico nazionale, riduce i costi di produzione dell'energia e offre agli utenti finali la possibilità di ridurre sensibilmente i propri costi, acquistando energia elettrica a prezzi molto bassi o addirittura negativi durante i momenti di sovrapproduzione. E questo può rappresentare un'opportunità soprattutto per le imprese energivore che vedono ridursi drasticamente i propri costi operativi.

Questa dinamica sta spingendo molte aziende a adottare strategie più flessibili, come il demand response, ovvero l'adattamento del proprio consumo energetico agli andamenti del mercato. Allineando le attività produttive ai momenti in cui i prezzi dell'energia scendono sotto lo zero, le imprese non solo ottimizzano i costi ma contribuiscono anche alla stabilità della rete, favorendo un bilanciamento più efficiente tra domanda e offerta.

Per le aziende energivore, la capacità di spostare i propri carichi di lavoro verso fasce orarie in cui l'energia ha un costo nullo o negativo può tradursi in risparmi molto significativi. Alcuni processi industriali o l'attività di data center, ad esempio, possono essere programmati in base alle previsioni di mercato per sfruttare i momenti in cui l'energia in eccesso viene praticamente "regalata". Anche l'impiego di sistemi di accumulo gioca un ruolo chiave: è possibile caricare le batterie nei momenti di surplus per poi utilizzarle nei picchi di prezzo, riducendo ulteriormente la spesa energetica e contribuendo alla stabilità del sistema.

Comprendere appieno le implicazioni di questi fenomeni consente alle imprese non solo di affrontare i cambiamenti del mercato elettrico, ma anche di sfruttarne le potenzialità in ottica strategica, economica e ambientale.

Un ulteriore fronte evolutivo dei mercati energetici in termini di integrazione delle FER, sia dal punto vista dell'offerta che della domanda di energia, è rappresentato dai PPA, intesi come contratti di lungo termine stipulati al fine di garantire la realizzazione e remunerazione di nuova capacità da fonti rinnovabili, unitamente ad un prezzo di vendita stabile nel tempo. Gli ultimi sforzi del legislatore UE attraverso l'Electricity Market Design e del legislatore nazionale per il tramite del D.lgs. 199/2021, come integrato dalla Legge n. 20 del 28 febbraio 2025, stanno accelerando gli impegni per promuovere una diffusione su larga scala di tali tipologie contrattuali (le recenti consultazioni del GME e del GSE, attuative del DM MASE e MEF n° 152 del 20 giugno 2025, prevedono la definizione di un segmento di mercato dedicato nel quale il GSE svolga la funzione di garante di ultima istanza che subentri nel contratto PPA in caso di inadempimento di una delle controparti).

In parallelo, emerge con urgenza il tema degli investimenti infrastrutturali. Secondo la Commissione Europea, entro il 2030 saranno necessari circa 584 miliardi di euro per adeguare le infrastrutture energetiche europee, di cui oltre 400 miliardi destinati alle sole reti elettriche. Tuttavia, il ritmo degli investimenti attuali è rallentato da ostacoli significativi: lunghe procedure autorizzative (fino a 10 anni per una nuova linea), opposizioni locali, mancanza di coordinamento e un quadro regolatorio non sempre favorevole. Il costo del “non fare” si misura già oggi in perdita di energia rinnovabile, inefficienza economica e crescente instabilità del sistema.

Gli episodi di stress non sono più eccezioni. Il blackout iberico del 2024, che ha coinvolto oltre un milione di utenti in Spagna e Portogallo, è stato causato da un eccesso di produzione eolica e solare in assenza di adeguata capacità di accumulo e interconnessione, nonché per carenze di sviluppo a livello di servizi ancillari e di emergenza manifestate dal sistema elettrico. Questo tipo di eventi potrebbe diventare più frequente in assenza di una profonda trasformazione tecnologica e regolatoria delle reti. I prezzi negativi non sono ancora una caratteristica dominante nella maggior parte dei mercati, ma la loro rapida crescita in diverse regioni negli ultimi anni evidenzia la crescente necessità di maggiore flessibilità nella gestione dell’offerta e della domanda di elettricità. In alcuni casi, i prezzi negativi possono rappresentare un incentivo all’adozione di soluzioni di accumulo e di strategie di risposta dal lato della domanda. Tuttavia, i soli segnali di prezzo negativi non sono sufficienti a garantire un incremento della flessibilità del sistema. Perché ciò avvenga, sono fondamentali quadri normativi adeguati, una progettazione efficace dei mercati e strutture tariffarie che premiano comportamenti flessibili.

In questo contesto, le tecnologie digitali assumono un ruolo strategico. Le smart grid rappresentano l’evoluzione della rete in senso adattivo e intelligente. Dotate di sensori, comunicazioni bidirezionali e algoritmi predittivi, consentono una gestione più flessibile e resiliente. L’intelligenza artificiale è già impiegata per prevedere domanda e generazione rinnovabile, ottimizzare il dispacciamento, gestire le interconnessioni e rilevare anomalie con tecniche di manutenzione predittiva. Accanto alla digitalizzazione, le tecnologie di flessibilità – come gli accumuli a batteria, il demand response e i veicoli elettrici con tecnologia vehicle-to-grid – giocano un ruolo fondamentale nell’assorbire gli sbilanciamenti e stabilizzare il sistema.

In conclusione, le reti elettriche rappresentano il vero collo di bottiglia della transizione energetica. Senza un’infrastruttura moderna, intelligente e capace di adattarsi alle esigenze della generazione distribuita, gli obiettivi di decarbonizzazione rischiano di essere compromessi. Servono politiche che incentivino flessibilità, accumulo, semplificazione autorizzativa e digitalizzazione della gestione. Solo così le reti potranno diventare non un limite, ma il pilastro della transizione verso un sistema energetico sostenibile, efficiente e resiliente.

Il Mini Book è la pubblicazione mensile della Fondazione Utilitatis che espone temi rilevanti, in particolare per i settori idrici e ambientali.

La Fondazione Utilitatis promuove la cultura e le *best practice* della gestione dei Servizi Pubblici Locali tramite l’attività di studio e ricerca, e la divulgazione di contenuti giuridici, economici e tecnici.