

BOLLETTE SE CONTASSERO SOLE E VENTO...

di FAUSTA CHIESA

Se i prezzi sul mercato elettrico si basassero sulle quotazioni fatte in sede di offerta («pay as bid») e non sul meccanismo del prezzo marginale come invece avviene, l'energia in Italia costerebbe quasi un terzo.

Fantascienza? Fantafinanza? Fantaenergia? Niente affatto. In base a quanto emerge dai dati dell'Irex Annual Report 2025 di Althesys che sarà presentato mercoledì a Roma, nel 2024 applicando il *pay as bid*, il prezzo unico nazionale (Pun) sarebbe stato di 40 euro al megawattora e non di 108 euro come è stato. Le ore con prezzi negativi dell'energia elettrica in Europa sono quasi raddoppiate nel 2024 rispetto all'anno prima e decuplicate dal 2022 sulla scia dell'espansione delle fonti rinnovabili. E questo si sta verificando in Germania, Francia, Spagna e Regno Unito e altri Paesi del Nord. In Italia l'anno scorso ben il 67% delle offerte accettate in Borsa aveva prezzo negativo o nullo. Accade, infatti, che chi vende energia sul mercato del giorno prima gestito dal Gme, società del gruppo pubblico Gse, la offre a prezzi nulli o addirittura negativi, in pratica «paga» pervenderla, perché poi comunque sa che in un modo o in un altro ci guadagnerà.

Le fonti che entrano in Borsa sotto lo zero o a zero sono soprattutto — ma non solo — le rinnovabili come il sole (98% delle ore in base al report di Althesys) e il vento

I costi dell'energia sono arrivati a 108 euro al megawattora. Ma sarebbero stati 40 abolendo il valore d'offerta e usando il «pay as bid». Ecco come funziona. E il ruolo delle rinnovabili

56

Gigawatt

Il picco di consumo in un solo giorno registrato più recentemente, nel luglio del 2024

(92,6%), ma così fanno anche gli impianti a carbone (97%), vecchi e poco flessibili. Perché le rinnovabili offrono a prezzi nulli o negativi? Sembra complesso, ma capire perché lo fanno è più semplice del previsto. «I produttori — spiega Alessandro Marangoni, ceo di Althesys — sanno che nella maggior parte dei casi il mix che va in rete sarà composto anche da energia prodotta con il gas, che è la fonte attualmente più costosa. E il meccanismo in vigore (marginal price) prevede che tutta

l'energia scambiata, a prescindere dalla fonte e dal prezzo di offerta, sia venduta all'ultimo prezzo più alto. Le rinnovabili, inoltre, sono in buona parte ancora incentivate e hanno costi variabili tendenti allo zero. Un conto è a quanto si offre e un altro è il prezzo aggiudicato».

Il meccanismo

Il ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica sta studiando il modo di ridurre il peso del mercato del giorno prima sfruttando altri strumenti di compravendita, come i contratti per differenza o i Purchase power agreement, che stabiliscono un prezzo fisso nel lungo periodo. «La crescita delle rinnovabili — aggiunge Marangoni — sta modificando il funzionamento dei mercati dell'energia».

Ma, prezzo a parte, il punto è anche un altro: se il carbone è in via di dismissione e se ne usa pochissimo, al contrario l'eolico e soprattutto il fotovoltaico con la transizione sono destinati a crescere. E maggiore sarà la capacità solare, che concentra la produzione nelle stesse ore centrali della giornata, e più frequenti saranno le ore con

un'offerta in eccesso. Oggi la capacità solare installata è di circa 37 gigawatt. Già con questa capacità installata, anche se raramente, l'offerta supera la domanda di energia. E scattano i cosiddetti «curtailment» (contenimenti della produzione) per evitare la congestione della rete elettrica. In più, bisogna fare i conti (che probabilmente non ha fatto bene il gestore della rete di trasmissione spagnola il giorno del blackout) con le esigenze di bilanciamento della frequenza, un equilibrio complesso che richiede anche l'uso di fonti più flessibili: Terna il primo maggio ha usato meno solare (15 gw) di quello a disposizione e nel mix ha messo oltre 5 gw di gas, la fonte più flessibile. In base al piano nazionale saliranno a un ritmo di 6 gigawatt all'anno per arrivare al 2030 a 80 gigawatt. Il picco di consumi registrato più recentemente in un giorno, a luglio 2024, è stato di 56 gigawatt.

Il fenomeno è destinato ad aumentare sino a quando non cresceranno le batterie. «Gli investimenti negli accumuli sono un tema centrale — spiega Marangoni — e i progetti sono cresciuti mentre stanno scendendo i costi delle batterie, grazie alla capacità produttiva in Cina». Ma il «grosso» arriverà nei prossimi anni. Per lo sviluppo degli accumuli elettrici l'Italia ha scelto un sistema regolato, il Mace, il Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico gestito da Terna. La prima asta sarà il 30 settembre.

© RIPRODUZIONE RISERVATA

Il confronto

Il prezzo dell'energia elettrica nel 2024 sul mercato del giorno prima, dati in euro al megawattora

