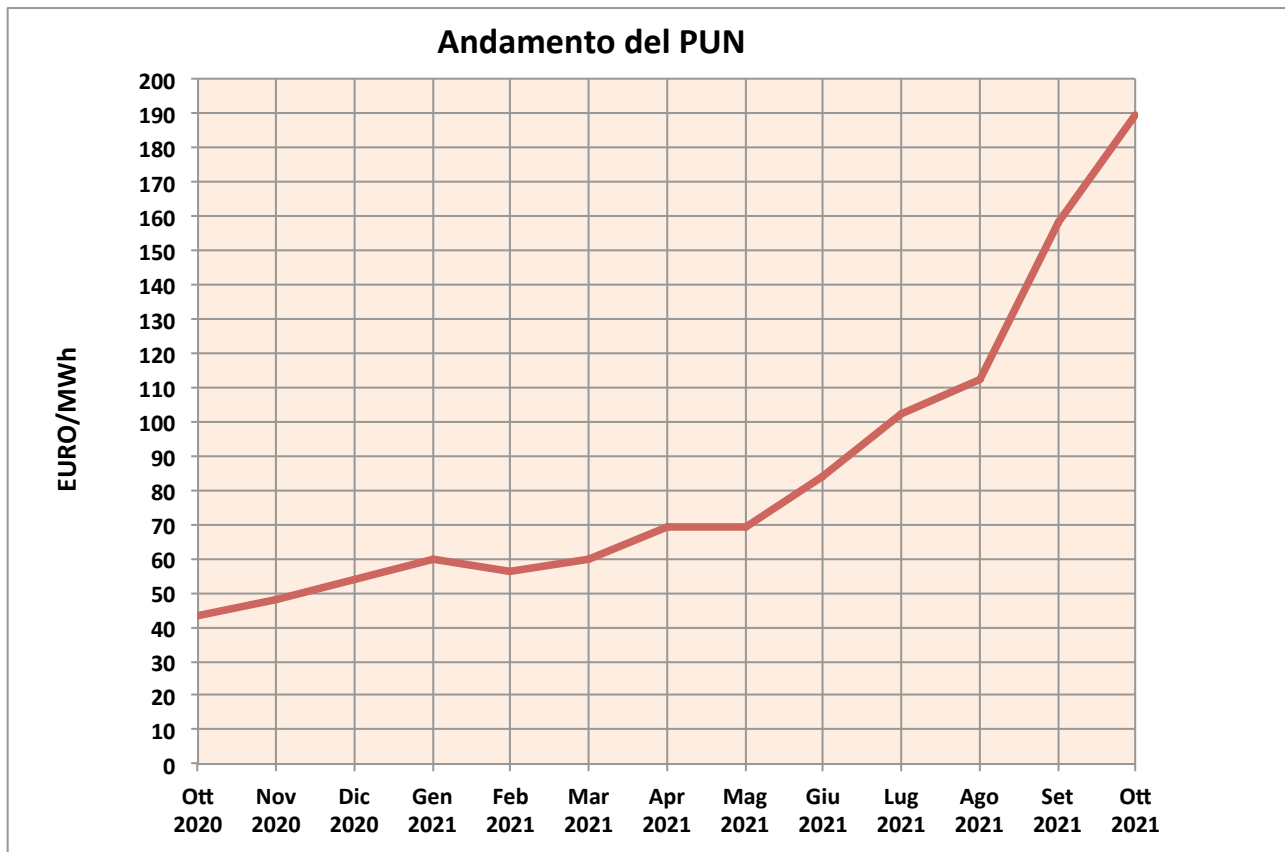


La maledizione del Prezzo Marginale

Nel giro di un anno il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'Energia Elettrica (EE) è aumentato di quasi 5 volte, passando da 43 €/MWh a 190 €/MWh, e non accenna a diminuire; a fine ottobre 2021 ha sfondato i 200 €/MWh, per poi stabilizzarsi intorno ai 190 €/MWh.



NOTA - Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica acquistata alla Borsa Elettrica Italiana (IPEX) nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e calcolato come la media dei prezzi di vendita zonali.

La **Borsa Elettrica Italiana** (IPEX, Italian Power Exchange), è il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dove i produttori di energia elettrica o i trader, che costituiscono l'**offerta**, vendono l'energia all'ingrosso e dove sia i fornitori del mercato libero, l'Acquirente Unico e i grandi consumatori, acquistano Energia Elettrica da vendere ai clienti finali, oppure ad altri soggetti terzi o per se stessi.

L'incremento spropositato è attribuito a vari fattori, tra i quali predomina l'aumento del costo del gas naturale, in particolare quello russo, per cui ogni paese che ne utilizzi anche un po' nel suo mix energetico vede aumentare il costo dell'elettricità nella borsa elettrica.

Ora, se in Italia il gas naturale viene utilizzato per produrre il 40% dell'elettricità, anche in Francia, che utilizza appena il 10% di gas per produrre elettricità, il costo in borsa dell'Energia Elettrica è schizzato a 170 €/MWh.

Ma allora come mai il Prezzo dell'Energia Elettrica è così alto, anche se la quota di elettricità prodotta con gas naturale è relativamente bassa?

La risposta va cercata nel meccanismo di formazione del PUN nel Mercato del Giorno Prima (MGP) della Borsa elettrica, basato sul cosiddetto “**prezzo marginale**”.

Il metodo del prezzo marginale è il meccanismo utilizzato nella gran parte delle borse europee per stabilire giorno per giorno il prezzo dell'Energia Elettrica che sarà erogata il giorno dopo e si basa sulle partite di EE offerte quotidianamente dai vari produttori in termini di quantità e di prezzo richiesto per soddisfare la domanda stimata di EE. Una volta fissata la domanda quotidiana presunta di EE, ciascun produttore offre la quantità che è in grado di poter fornire e a quale prezzo.

Le offerte sono ordinate per prezzo crescente e una volta soddisfatto il quantitativo di energia richiesta (domanda), il prezzo per tutti i produttori è stabilito sulla base di quello più elevato. Così se un primo produttore di energia eolica offre la sua elettricità a 40 €/MWh e, via via, l'ultimo fornitore offre la sua, prodotta da un impianto a gas a 200 €/MWh, tutta l'elettricità offerta quel giorno è pagata a 200 €/MWh, con grande gaudio e profitti di chi produce EE in maniera più economica.

Il sistema del Prezzo Marginale è stato introdotto a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica con il famoso decreto n° 79 del 1999, detto colloquialmente decreto Bersani, dal nome dell'allora ministro all'industria. La ratio del sistema del prezzo marginale origina dalla constatazione di un'offerta di EE comunque sempre superiore alla domanda e quindi i vari produttori, per rientrare nelle offerte accettate sono costretti a migliorare l'efficienza dei loro impianti riducendo così i loro prezzi di offerta. In ultima analisi, finché ci sarà una quota anche piccola di EE prodotta con prezzi elevati, ma che rientri nella quantità totale accettata nel giorno di contrattazione, il costo dell'elettricità dipenderà dalle bizze del mercato delle fonti fossili.

Eppure ci sarebbe un modo per abbassare il costo dell'energia elettrica: cambiare il sistema di determinazione del prezzo e passare al cosiddetto “*Pay as Bid*” ovvero un sistema in cui le offerte vengono remunerate al prezzo offerto da ciascun produttore. Ma pare che neanche questo sistema funzioni. La Gran Bretagna, per ridurre il costo dell'EE, lo ha applicato qualche tempo fa, ma non ha funzionato e in questi mesi ha uno dei prezzi più alti d'Europa. Con tale metodo infatti i produttori sono indotti a scommettere su quale sarà il prezzo massimo dell'ultima offerta accettata o peggio sono indotti a fare accordi di cartello tra di loro.

D'altra parte, sul fronte delle rinnovabili i prezzi di produzione dell'elettricità sono in continua discesa e in più non dipendono dai costi variabili dei combustibili. Infatti, secondo il rapporto IRENA (International Renewable Energy Agency), nel 2019 il costo globale medio livellato (LCOE) del Fotovoltaico utility scale, è stato di 57 €/MWh e quello dell'eolico on-shore è stato di 50 €/MWh.

Ma allora, quale può essere la modalità per stabilizzare al ribasso il costo dell'energia elettrica?

La soluzione è quella di svincolare il prezzo dell'EE dai meccanismi delle borse elettriche tramite due differenti modalità:

1. ricorrere ai cosiddetti PPA (*Power Purchase Agreement*) con contratti di lungo termine dove aziende private o trader comprano in anticipo la produzione da fonti rinnovabili a prezzi fissi, cosa possibile dato che le rinnovabili non dipendono dal costo dei combustibili fossili, oppure:
2. ricorrere alle cosiddette “*Aste*” dove i gestori delle reti (in Italia il GSE) stabiliscono le quantità di acquisto dell'elettricità da fonte rinnovabile fissando un base d'asta; chi offre al prezzo più basso si aggiudica la fornitura.

Oltre a ciò è indispensabile realizzare grandi impianti di accumulo chimico e potenziare gli impianti di pompaggio idroelettrico, al fine di compensare l'intermittenza delle fonti rinnovabili, tipicamente eolico e solare.

Infatti, come emerge dall'indice dei prezzi PPA del terzo trimestre 2021 e pubblicati dalla società statunitense LevelTen Energy ⁽¹⁾, sebbene il caro energia abbia fatto aumentare i prezzi per i MWh da fonti rinnovabili di circa l'8%, questi sono rimasti a livelli molto inferiori dei prezzi del PUN. In particolare, in Italia e in Spagna i prezzi dei PPA da Fotovoltaico, rispettivamente di 42,2 €/MWh e 30,5 €/MWh, sono rimasti praticamente invariati.

Per non parlare dei nuovi contratti di PPA per 7 impianti da 3.600 MW complessivi firmati in Arabia Saudita che produrranno energia elettrica a 10 \$/MWh (un centesimo per kWh !!!). Ma quella è un'altra storia: lì abbonda il deserto e l'insolazione è il triplo della nostra!

Peraltro i due meccanismi descritti sopra si integrano molto bene tra di loro; le "Aste" possono fornire un'indicazione sull'andamento dei prezzi che possono poi essere utilizzati nelle trattative dei PPA. In più, sulla base di contratti a lungo termine, i potenziali produttori possono accedere più facilmente al credito bancario per realizzare gli impianti. Tutto questo se avessimo delle Amministrazioni pubbliche lungimiranti. La Spagna per esempio, tramite "Aste e PPA", è riuscita a raddoppiare in pochi anni la produzione da solare ed eolico. Peccato che in Italia le ultime "Aste" si siano rivelate un flop per via dell'eccessiva burocrazia nell'ottenere i permessi di costruzione degli impianti.

Non resta che sperare che la lezione che stiamo ricevendo dal mercato del gas naturale contribuisca a rendere più razionali i nostri burocrati e a far ripartire il settore delle energie rinnovabili.

Sergio Zobot – Novembre 2021

⁽¹⁾ – vedi articolo di Giulio Meneghello su QualEnergia:

<https://www.qualenergia.it/pro/articoli/ppa-rinnovabili-tempesta-caro-energia/>