

9 Novembre 2022 / Tags: bolletta elettrica, mercato elettrico italiano, prezzi elettricità, prezzi rinnovabili

Crisi energetica e mercato elettrico: quale via per uscirne?

Giovanni Bernardo, Alessandro Marangoni, Francesco Marghella

Quali potrebbero essere gli effetti dell'adozione di un differente meccanismo di determinazione dei prezzi elettrici? Un modello di simulazione e previsione NET di Althesys presenta tre diverse configurazioni teoricamente possibili. L'analisi presentata a Key Energy.



I **mercati energetici** hanno visto nell'ultimo anno e mezzo una straordinaria impennata dei prezzi delle fonti fossili, innescata prima dalla forte ripresa post Covid e accentuata successivamente da fattori geopolitici.

La drammatica **salita delle quotazioni del gas** e i pesanti effetti su quelle dell'**elettricità** hanno, quindi, ridimensionato drasticamente le attese di crescita delle economie europee.

L'Italia ha subito già nel 2021 un forte **rincaro** della bolletta elettrica. Si stimano **64 miliardi di euro**, contro i 45 del 2020 e i 53 del 2019 (RSE, Energia elettrica, anatomia dei costi. Aggiornamento al 2020 e preconsuntivi 2021, Milano, 2022).

Nel 2022, con l'ulteriore aumento del prezzo del gas e un PUN che, in media annuale, supererà i 250 €/MWh (erano 125 nel 2021), è attesa una spesa record. Per il solo **approvvigionamento di energia**, secondo le nostre elaborazioni, la spesa non potrà essere inferiore ai **75 miliardi**. Era di 32 nel 2021 e 11 nel 2020.

A ciò bisogna aggiungere le altre due componenti dei servizi di vendita (commercializzazione e dispacciamento), i servizi di rete, gli oneri generali di sistema (attualmente congelati, ma che un giorno dovranno essere pagati) e le accise, per un totale stimato in 35 miliardi. Su tale imponibile si aggiunge, poi, l'IVA.

A fronte di questa situazione, che mette **a rischio la competitività delle imprese** italiane e **pesa sui consumatori**, sono state introdotte alcune misure per cercare di allievarne gli effetti nell'immediato.

Servono, tuttavia, **interventi strutturali** e di medio-lungo periodo che permettano di ridurre alla radice i costi piuttosto che mitigarli ex post con grande dispendio di risorse. Tutto questo ha messo in discussione gli stessi meccanismi di funzionamento del mercato elettrico che, con l'attuale *System Marginal Price*, risente eccessivamente della volatilità dei prezzi del gas.

I modelli di mercato elettrico: le opzioni sul tavolo

Ma quali potrebbero essere gli effetti dell'adozione di un differente meccanismo di determinazione dei prezzi? Si sono analizzate, grazie al modello di simulazione e forecast NET di Althesys, **tre diverse configurazioni** teoricamente possibili.

Come prima opzione (**System Marginal Price – SMP**), è stato scelto lo stato di fatto attuale, ovvero una Borsa elettrica fondata sul prezzo marginale di sistema, fortemente influenzato dal costo operativo dei cicli combinati (CCGT) e quindi dal prezzo del gas.

La seconda alternativa (**Pay-as-bid**) considera un mercato ideale, in cui il prezzo a pronti sia legato non al costo della tecnologia marginale, ma alla media dei costi di generazione delle singole tecnologie, ponderata per le quantità offerte. Una sorta di *pay-as-bid* (ognuno riceve per quanto ha offerto), in cui non siano possibili comportamenti strategici e tutti gli operatori siano tenuti a offrire al loro costo marginale.

Il terzo modello (**Two Markets**) ipotizza una scissione in due mercati, in cui i termoelettrici operano sul mercato *spot* con il SMP, mentre le rinnovabili accedono al mercato *forward* con contratti di lungo periodo, ricevendo una remunerazione fissa per ogni MWh prodotto. Il prezzo è pari al costo livellato (LCOE) differenziato per tecnologia, taglia e zona di mercato, più un margine. Tutti gli impianti FER esistenti, oltre all'eventuale incentivo, possono contare su un prezzo pari al LCOE del 2021, mentre quelli nuovi godono di un prezzo pari al LCOE dell'anno in cui sono messi in funzione più un mark-up del 5%.

Le tre opzioni sono state comparate **in differenti scenari di prezzo del gas** con un orizzonte temporale tra il 2023 e il 2027.

Il primo scenario, denominato "**Basso**", ipotizza un rapido calo del prezzo verso la media pluriennale ante-crisi (20 €/MWh nel quinquennio 2015-2019).

Il secondo “**Alto**”, vede un prezzo del gas al 2023 in ulteriore rialzo rispetto alla media del 2022, per poi ridiscendere gradualmente fino a poco oltre i 50 €/MWh.

Nello scenario “**Medio**”, invece, i prezzi sono vicini alla media dei due precedenti. Non si svolge, invece, sensitività sul prezzo delle altre fonti, né su quello del carbonio (tabella 1).

tabella 1 - Gli scenari di prezzo del gas e i prezzi delle emissioni

Anno	Consuntivi							Previsioni					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prezzo del gas naturale (€/MWh)													
Basso	22	16	20	25	16	11	47	129	40	20	20	20	20
Medio	22	16	20	25	16	11	47	129	95	65	48	40	35
Alto	22	16	20	25	16	11	47	129	150	110	75	64	53
Prezzo delle emissioni CO₂ (€/t)													
	8	5	6	16	25	25	55	80	70	75	80	90	95

I possibili effetti sui prezzi nei diversi scenari

I tre diversi modelli di funzionamento del mercato determinano una spesa nazionale di “Approvvigionamento” di elettricità differente. Il costo annuo della componente energia è stimato, attraverso il modello NET di Althesys, nei **tre scenari di prezzo del gas**.

I risultati sono espressi come somma delle quantità di energia venduta sul MGP da risorse nazionali ed estere valorizzate ai rispettivi prezzi zionali orari (i valori risultanti sono confrontabili con la componente “Approvvigionamento” di cui allo studio RSE già citato: la media 2015-2021 è di 16,7 mld € con NET contro i 16,2 mld indicati da RSE)

Ipotizzando che l'eventuale riforma di mercato diventi effettiva a partire dal 2023, si confrontano i tre meccanismi di formazione di prezzo nei vari scenari di prezzo del gas (figure 1-3).

Il costo complessivo per la fornitura delle utenze elettriche italiane (famiglie e imprese) risulta sempre più basso nell'opzione 2 (**Pay as bid**), ovvero nel caso in cui dal meccanismo di formazione del prezzo risulti una media ponderata delle varie tecnologie di generazione. Questa opzione sembra, tuttavia, poco praticabile in un contesto di mercato liberalizzato.

Da notare, inoltre, che, in un contesto in cui le rinnovabili coprono una parte crescente del fabbisogno elettrico, potrebbero innescarsi aste al ribasso tra tecnologie diverse e tra impianti della medesima tecnologia, con effetti controproducenti sugli investimenti nelle FER.

L'opzione 3 (**Two Markets**) pare un *second best* in termini di costo, con l'eccezione del 2023 nello scenario di prezzo del gas alto. Un sistema di questo tipo garantirebbe la profittabilità delle rinnovabili, incentivando gli investimenti anche in uno scenario di prezzo del gas basso.

figura 1. Confronto dei modelli di mercato – costo gas alto

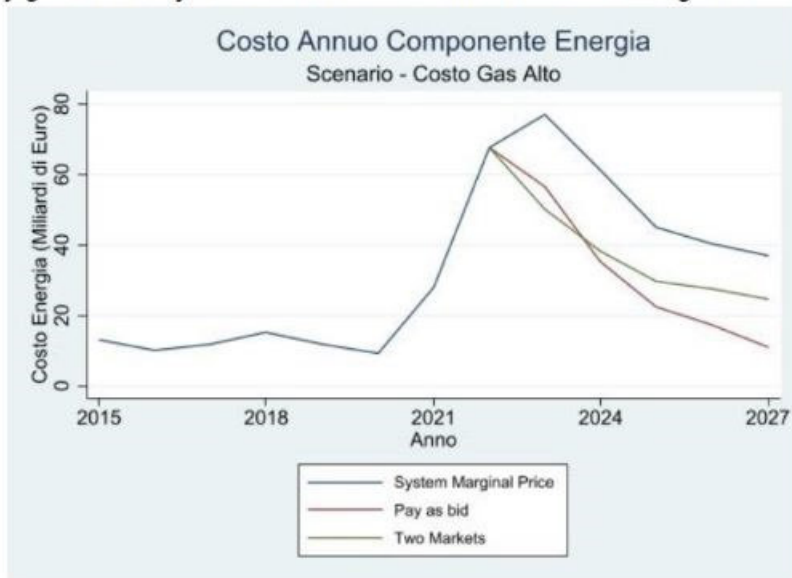


figura 2. Confronto dei modelli di mercato – costo gas medio

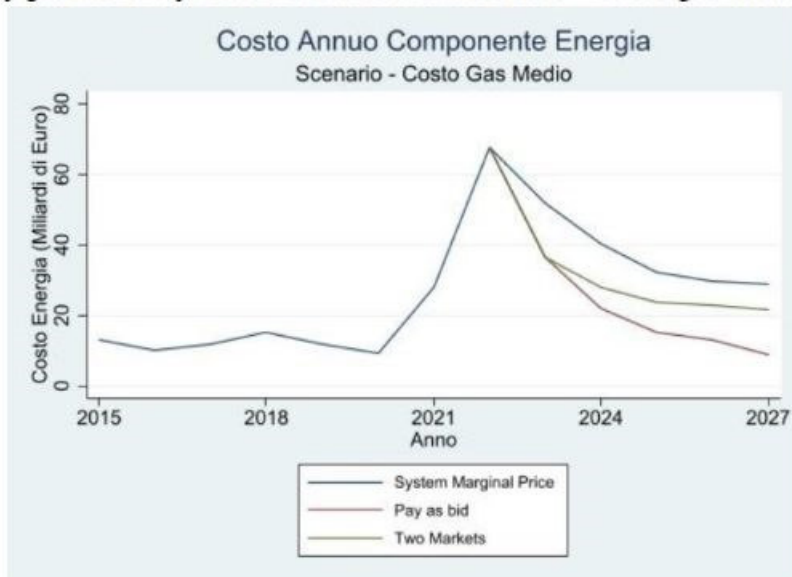
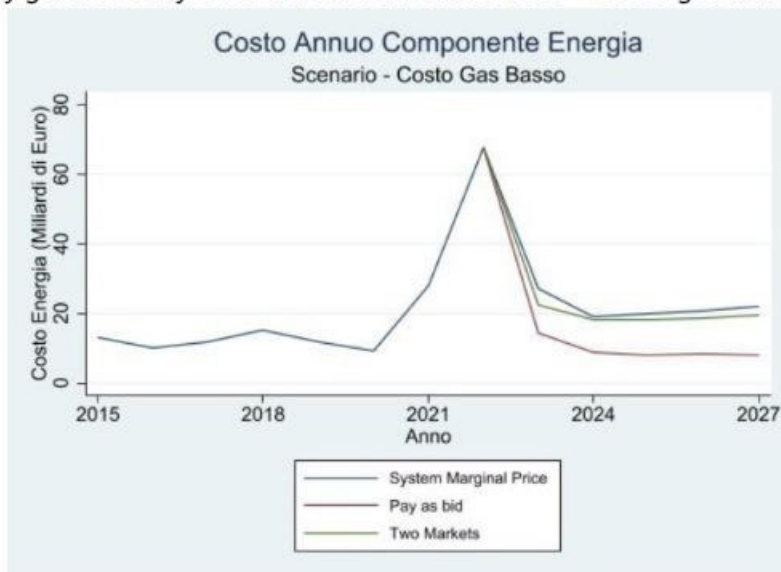


figura 3. Confronto dei modelli di mercato – costo gas basso



L'opzione 1 (System Marginal Price) è quella meno conveniente dal punto di vista del costo annuo della componente energia. Un PUN più elevato garantisce, però, la profittabilità degli investimenti in energie rinnovabili e l'oscillazione di prezzo tra il giorno e la notte potrebbe

incentivare lo sviluppo degli stoccaggi, grazie all'arbitraggio che si può effettuare nelle diverse ore della giornata.

Il confronto sulla "convenienza" dei diversi meccanismi prescinde, in questa analisi, dai profili normativi e regolatori e dalle diverse possibilità o complessità di implementazione nei diversi casi.

Nel frattempo, che fare oggi?

Se queste sono le ipotesi per il medio e lungo periodo, come affrontare l'emergenza oggi? Le misure messe finora in campo dall'Italia per fronteggiare il "caro bollette" sono state adeguate? Si poteva fare qualcosa di diverso e di meglio?

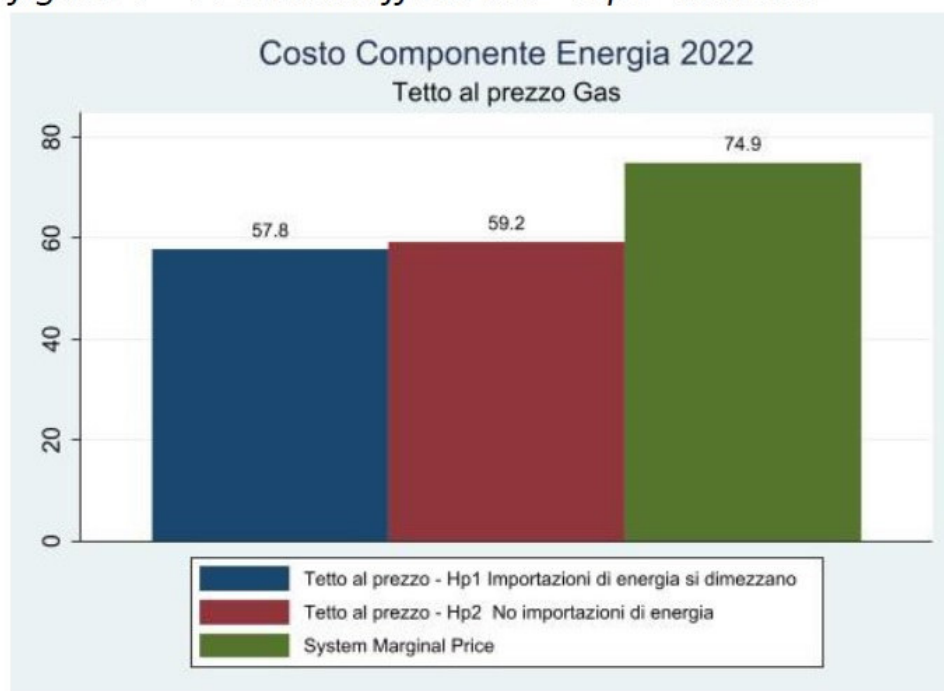
Una risposta potrebbe arrivare dalle **misure adottate in Spagna e Portogallo**, cioè l'introduzione di un tetto al prezzo del gas acquistato per il termoelettrico (il cosiddetto "Tope").

Althesys ha stimato l'effetto che una politica di questo tipo avrebbe avuto **sul mercato italiano nel 2022**. Assumendo un prezzo massimo del gas per la generazione termoelettrica di 48,8 €/MWh, il "Tope" avrebbe consentito:

- un risparmio di 17,1 miliardi di euro nell'ipotesi di un dimezzamento dell'import di energia elettrica dall'estero per effetto di un minor prezzo delle fonti nazionali;
- un risparmio di 15,7 miliardi nell'ipotesi di un azzeramento delle importazioni di elettricità grazie a una maggiore competitività delle fonti nazionali.

La stima, mostrata nella figura 4, ipotizza che l'export resti costante. Ciò implicherebbe un obbligo di non esportare nonostante la maggiore competitività rispetto alle zone estere.

figura 4 – i Possibili effetti del "Tope" in Italia



Nel calcolo è stata inclusa la compensazione ai produttori termoelettrici da gas per l'approvvigionamento della materia prima ad un prezzo superiore a quello stabilito (vedi tabella 1). Il possibile risparmio indica che la discesa dei prezzi sul mercato spot garantisce

una riduzione delle rendite generate dalle tecnologie non legate al gas nel complesso maggiore rispetto al costo della compensazione.

Alcune conclusioni

Le simulazioni svolte, pur prescindendo dai profili attuativi, mostrano chiaramente i punti di forza e di debolezza dei tre schemi.

Il **System Marginal Price**, in uno scenario di alto prezzo del gas, ha **ripercussioni negative** molto rilevanti, come sta succedendo oggi. Nell'eventualità in cui si volesse mantenere questo sistema, sarebbe indispensabile trovare delle misure da attuare nel caso di shock sulle commodity.

Al contrario, in uno scenario di **prezzo del gas medio-basso**, questo meccanismo garantisce dell'energia elettrica abbastanza conveniente, favorendo al contempo gli investimenti in rinnovabili e l'espansione del mercato degli stoccaggi.

Le altre due opzioni sarebbero efficaci nel caso di prezzi del gas molto alti. Viceversa, presenterebbero debolezze qualora il prezzo del gas tornasse alla media pre-crisi.

In particolare, uno dei meccanismi recentemente più discussi, il **Two Markets**, sebbene possa garantire una redditività di lungo periodo alle FER, potrebbe, però, porre un freno allo sviluppo degli accumuli, fondamentali in uno scenario di decarbonizzazione.

Si dovrebbe pensare, quindi, ad **accoppiarlo ad un meccanismo competitivo** in cui un soggetto centrale bandisce a livello nazionale gare per la capacità di stoccaggio, fissandone la quantità in modo da ottimizzare i costi per il sistema.