

# IL MERCATO ELETTRICO TRA PRICE CAP E REVISIONE DEL MARKET DESIGN.

Laboratorio SPL Collana Ambiente

## ABSTRACT.

La struttura attuale del mercato elettrico - in particolare il meccanismo di system marginal price - ha cominciato a mostrare i primi segni di cedimento dovuti alla "rivoluzione rinnovabile", accelerati dalle ben note contingenze geopolitiche e crisi del gas. Si tratta di un problema a due facce, risolvibile solo attraverso l'introduzione di meccanismi sia di breve che di lungo termine. Tra differenti tipologie di price cap, segmentazione del mercato e PPA collettivi, molti e differenti sono gli strumenti in mano al Governo e all'Unione Europea. Alcuni di essi non sono applicabili con successo. Altri sono attuabili, ma talmente complessi da portare ad un completo stravolgimento della struttura di mercato.

*The current structure of the electricity market - in particular the system marginal price mechanism - has begun to show some hints of fragility due to the "renewable revolution", accelerated by the well-known geopolitical events and by the gas crisis. A two sided issue, which can only be solved through the introduction of both short and long-term policies. There are many instruments in the hands of the Governments and the European Union, such as different types of price caps, market segmentation and collective PPA schemes. Some of them are not feasible, others can be applied but they are so complex that they could lead to a complete distortion of the market design.*

**Gruppo di lavoro: Donato Berardi, Roberto Bianchini, Andrea Tenconi, Samir Traini**

Si ringrazia l'Ing. Guido Bortoni (presidente CESI, già presidente Arera) per il contributo tecnico fornito alla redazione del *Position Paper*

REF Ricerche srl, Via Aurelio Saffi, 12, 20123 - Milano ([www.refricerche.it](http://www.refricerche.it))

Il Laboratorio è un'iniziativa sostenuta da (in ordine di adesione): ACEA, Utilitalia-Utilitatis, SMAT, IREN, Siram, Acquedotto Pugliese, HERA, MM, CSEA, Cassa Depositi e Prestiti, Viveracqua, Romagna Acque, Water Alliance, Abbanoa, CAFC, GAIA, FCC Aqualia Italia, Veritas, A2A Ambiente, Confservizi Lombardia, AssoAmbiente, A2A Ciclo Idrico, AIMAG, DECO, Acque Bresciane, Coripet, Acqua Pubblica Sabina, CONAI, NextChem, Xylem, Idea

---

## GLI ULTIMI CONTRIBUTI.

- n. 218 – Acqua** – Cittadini, lavoratori e comunità locali: la prossima frontiera della Tassonomia UE, luglio 2022
- n. 217 – Acqua** – Le gestioni industriali del SII: dalle aggregazioni alla finanza green, giugno 2022
- n. 216 – Rifiuti** – Riciclare i rifiuti da costruzione e demolizione. L'economia circolare alla prova dei fatti, giugno 2022
- n. 215 – Acqua** – Risparmio e tutela della risorsa idrica: verso i Certificati Blu per gli usi industriali?, giugno 2022
- n. 214 – Transizione Energetica** – La regolazione europea del mercato del gas tra transizione energetica ed emergenza geopolitica, giugno 2022
- n. 213 - Rifiuti** - Plastica monouso e obiettivi di intercettazione. Le soluzioni in campo, maggio 2022
- n. 212 - Labtech** - Climate-smart water utilities: la roadmap per la decarbonizzazione del settore idrico, maggio 2022
- n. 211 - Rifiuti** - Tassonomia europea delle attività eco-sostenibili: il caso della gestione dei rifiuti, maggio 2022
- n. 210 - Transizione Energetica** - Scenari elettrici al 2050: potenzialità e criticità del caso italiano, maggio 2022
- n. 209 - Acqua** - *Qualità contrattuale nel servizio idrico: i rapporti con l'utenza nella pandemia da COVID-19*, aprile 2022

Tutti i contenuti sono liberamente scaricabili previa registrazione dal sito [Laboratorioref.it](http://Laboratorioref.it)

---

## LA MISSIONE.

Il Laboratorio Servizi Pubblici Locali è una iniziativa di analisi e discussione che intende riunire selezionati rappresentanti del mondo dell'impresa, delle istituzioni e della finanza al fine di rilanciare il dibattito sul futuro dei Servizi Pubblici Locali.

Molteplici tensioni sono presenti nel panorama economico italiano, quali la crisi delle finanze pubbliche nazionali e locali, la spinta comunitaria verso la concorrenza, la riduzione del potere d'acquisto delle famiglie, il rapporto tra amministratori e cittadini, la tutela dell'ambiente.

Per esperienza, indipendenza e qualità nella ricerca economica REF Ricerche è il "luogo ideale" sia per condurre il dibattito sui Servizi Pubblici Locali su binari di "razionalità economica", sia per porlo in relazione con il più ampio quadro delle compatibilità e delle tendenze macroeconomiche del Paese.

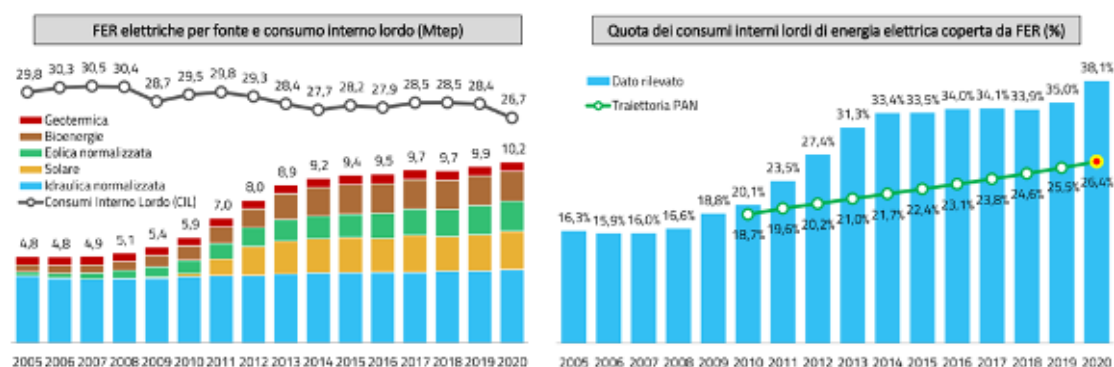
## PREMESSA

Le attuali condizioni del mercato elettrico costringono a porsi importanti domande

La guerra commerciale tra Unione Europea e Russia è stata la scintilla che ha innescato anticipatamente una crisi del mercato elettrico che già era strutturalmente in tensione a causa della crescente generazione da fonti di energia rinnovabile non programmabile. La stessa guerra commerciale è stata, invece, necessaria perché si iniziasse a parlare di riforma del mercato elettrico al di fuori degli ambienti accademici (si veda, per esempio, il rapporto Acer<sup>1</sup> a proposito, richiesto a gran voce dai leader europei negli ultimi mesi dell'inverno scorso). Il momento attuale caratterizzato da prezzi dell'energia elettrica, e relativa volatilità, elevatissimi dovuti agli altrettanto alti prezzi del gas rappresentano una fase inaspettata di una trasformazione del mercato elettrico pronosticata e prevista, almeno a livello teorico. Quanto osservato negli ultimi mesi, si sarebbe presentato, magari con dinamiche parzialmente diverse, nel prossimo futuro, anche se la crisi del mercato gas osservata nel 2022 ha accelerato il processo. Negli ultimi anni, infatti, con la crescente preoccupazione a livello globale per i cambiamenti climatici e la volontà di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili, sempre maggiore centralità è stata acquisita da parte delle fonti di energia rinnovabile. Si era mossa con decisione in questa direzione l'Unione Europea che, attraverso la Direttiva 2009/28/CE, pose come obiettivo vincolante per ciascuno Stato Membro il raggiungimento di una quota dei consumi finali lordi di energia derivante da fonti rinnovabili pari ad almeno il 20% al 2020.

Il percorso intrapreso a livello comunitario ha promosso lo sviluppo delle fonti rinnovabili anche in Italia dove, grazie al deciso e costante declino dei costi delle tecnologie e ad alcuni programmi di incentivazione statale<sup>2</sup>, esse hanno visto una crescita importante, fino al pieno raggiungimento del target<sup>3</sup> (20,4%). Un cambio di paradigma che è ancora più evidente se si analizza la sola generazione elettrica: considerando il periodo che intercorre tra il 2005 e il 2020, la quota dei consumi complessivi di energia elettrica coperta da fonti di energia rinnovabili è più che raddoppiata, passando dal 16,3% al 38,1%<sup>4</sup>.

### OVERVIEW DELLE FER NEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO 2020



Fonte: GSE

<sup>1</sup> ACER's final assessment of the EU wholesale electricity market design, ACER, April 2022.

<sup>2</sup> Si veda, ad esempio, il Conto Energia che, nelle sue varie edizioni, ha promosso l'installazione e lo sviluppo di impianti fotovoltaici.

<sup>3</sup> Sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili in Italia e in Europa – Anno 2020, GSE, 2020.

<sup>4</sup> Sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili in Italia e in Europa – Anno 2020, GSE, 2020.

**Il problema del  
mercato elettrico  
ha natura duplice**

È del tutto probabile che la tendenza documentata negli ultimi quindici anni proseguirà e che le fonti rinnovabili andranno a ricoprire un ruolo sempre più importante nella produzione nazionale di energia elettrica, con fotovoltaico ed eolico che supereranno il contributo dell'idroelettrico<sup>5</sup>. Nel lungo periodo, inoltre, si prevede che i combustibili fossili rimarranno in misura marginale (per quantità ma non per importanza), intervenendo principalmente per colmare le mancanze strutturali delle fonti rinnovabili naturalmente intermittenti. Tutti i dati appena descritti caratterizzano un mix elettrico in Italia in profonda evoluzione per cui l'attuale struttura del mercato elettrico (ed in particolare il metodo con cui si individua il prezzo sul mercato all'ingrosso) potrebbe non essere più efficiente.

Il problema della struttura del mercato elettrico presenta ad oggi una natura duplice:

- **Un presente molto attuale, caratterizzato da altissimi prezzi dell'energia elettrica** dovuti alla guerra commerciale con la Russia, alla scarsità dell'offerta di gas naturale, alla ripresa della produzione mondiale in seguito alle fasi più critiche dalla pandemia e alla stretta correlazione tra prezzo del gas e prezzo dell'elettricità. Nonostante la crescente diffusione delle fonti rinnovabili, le quali dovrebbero avere un effetto di calmierazione dei prezzi dovuto ai bassissimi costi variabili, è spesso il gas a determinare il prezzo elettrico;
- **Un futuro non così remoto, caratterizzato da prezzi che, a causa della non programmabilità di larga parte dell'offerta, passeranno da livelli pari a zero a valori superiori ai record fatti registrare in questi ultimi mesi, nel giro di poche ore** dipingendo uno scenario di piena incertezza ed alta volatilità.

**Si tratta di un fenomeno duplice** che però deve essere trattato come unico, offrendo soluzioni e correzioni al mercato che sappiano contenere i prezzi dell'energia elettrica nei prossimi mesi scindendoli, almeno parzialmente, da quelli del gas, e che sappiano preparare il mercato alla grande ed inevitabile trasformazione a cui l'UE desidera andare incontro entro i prossimi quindici anni. Nel prosieguo di questo *Position Paper* si intenderà spiegare le motivazioni e le dinamiche che sottendono un'inadeguatezza strutturale del mercato elettrico in risposta sia agli avvenimenti odierni che alle sfide future. In particolare, ci si concentrerà sul motivo per cui il meccanismo ad aste a prezzo marginale (*system marginal price*) diverrà inefficiente, per poi analizzare i pro e i contro di alcune strutture di mercato alternative, dai più famosi *price cap* al più complesso sistema a due mercati.

<sup>5</sup> Per approfondimenti si rimanda al Position Paper n.210 "Scenari elettrici al 2050: potenzialità e criticità del caso italiano", Laboratorio REF Ricerche, maggio 2022.

## IL SISTEMA ATTUALE: PAY-AS-CLEAR

Il prezzo elettrico viene determinato ora dopo ora da una serie di aste marginali

Ad oggi, il prezzo *wholesale* (ossia, all'ingrosso) dell'energia elettrica, sia in Italia che negli altri paesi europei, si forma principalmente secondo un meccanismo di asta marginale sul Mercato del Giorno Prima (MGP) in 24 sessioni giornaliere in cui domanda e offerta si incontrano per determinare il prezzo finale.

La curva di domanda elettrica può generalmente essere considerata perfettamente inelastica nel breve/medio periodo. Ciò è sempre stato considerato come dato di fatto, ma riceve ulteriori conferme in quest'ultimo periodo: nei primi 7 mesi del 2022 la domanda di elettricità è aumentata, rispetto al medesimo periodo del 2021, dello 1,8% (dato già corretto per tener conto dell'effetto temperature e giorni lavorati)<sup>6</sup> nonostante un prezzo medio orario del PUN quadruplicato (277,25 euro/MWh contro 72,18 euro/MWh).

La curva di offerta viene invece costruita, ora per ora, aggregando le offerte ricevute dai vari produttori e ordinandole per prezzo. Ogni offerta è, infatti, costituita da una coppia di valori che esprime la quantità di energia che si desidera vendere e il relativo prezzo di vendita minimo accettabile.

Si tratta di un sistema con moltissimi pregi

Una volta stabilite le curve di domanda e offerta, l'incontro tra di esse risulta in un prezzo (oltre ad una quantità) di equilibrio. Secondo l'attuale sistema *Pay-as-Clear*, ogni offerta accettata viene remunerata ad un unico prezzo, cioè il prezzo di equilibrio (o prezzo marginale). Le offerte con prezzi più elevati del prezzo di equilibrio, quindi troppo onerose, non vengono accettate. In tal modo:

- **ogni produttore tenderà a presentare offerte pressoché coincidenti al suo costo marginale di produzione**, in modo da massimizzare la probabilità di rientrare tra le offerte accettate secondo il *merit order*. Il risultato è una tendenza al ribasso del prezzo di equilibrio e un risparmio per l'utenza finale;
- ogni produttore, nel lungo periodo, cercherà di migliorare la propria efficienza produttiva, in modo da poter scalare posizione nel *merit order* e incrementare il numero di ore dell'anno in cui l'energia prodotta dal proprio impianto viene remunerata. Tale effetto aumenta la competizione e stimola l'efficienza, con benefici trasmessi agli utenti finali attraverso un prezzo d'equilibrio più basso;
- **produttori con tecnologie più efficienti e con offerte inferiori al prezzo di equilibrio, riceveranno una rendita**, c.d. intramarginale, corrispondente alla differenza fra il prezzo di equilibrio, a cui è remunerata l'energia prodotta, e la propria offerta accettata;
- i produttori interessati a investire nel sistema elettrico italiano (ma anche europeo) possono utilizzare il risultato dell'asta come segnale di prezzo e confrontarlo col costo di produzione dell'impianto da sviluppare. Un prezzo stabilmente elevato attira nuovi investimenti da impianti con costi inferiori, determinando, nel medio termine la messa "fuori mercato" delle tecnologie meno efficienti.

Un sistema del genere ha funzionato relativamente bene finché la stragrande maggioranza dell'offerta era costituita da generazione dalla struttura di costo comparabile. Il riferimento è alle centrali a carbone e a gas, le quali, a fronte di un certo ammontare di costi fissi iniziali, sono caratterizzate da

<sup>6</sup> Rapporto mensile sul sistema elettrico – giugno 2022, Terna, luglio 2022.

I limiti del Pay-as-Clear sono dovuti principalmente al mix energetico

costi variabili (e quindi marginali<sup>7</sup>) positivi, funzione principalmente dei costi di approvvigionamento del carburante di origine fossile utilizzato.

Con il *phase-out* del carbone dichiarato entro il 2025 e, soprattutto, con la grande crescita della generazione rinnovabile, **il sistema di determinazione del prezzo marginale sta mostrando alcuni limiti**. Le rinnovabili sono caratterizzate da costi fissi generalmente alti e costi variabili prossimi allo zero, dato che la materia prima tramite la quale generano elettricità è disponibile in maniera illimitata e gratuita (si pensi alla forza del vento o all'irraggiamento solare), anche se non in modo non sempre programmabile e prevedibile. Siccome nel Mercato del Giorno Prima la scelta ottimale prevede di offrire la propria energia al costo marginale, le fonti rinnovabili offrono spesso a prezzo uguale a zero, posizionandosi all'inizio della curva di *merit order* e assicurandosi l'accettazione delle proprie offerte, forti anche di un sistema di incentivazione pubblico che permette loro di ottenere comunque profitti. Maggiore la presenza di offerte da fonti rinnovabili, meno frequenti saranno gli spazi di mercato per gli impianti più costosi. Questo effetto, chiamato *merit order effect of renewables*, è stato abbondantemente al centro delle attenzioni dei ricercatori negli ultimi anni, per cui è possibile facilmente reperire le stime dell'effetto che l'entrata sul mercato di nuova generazione rinnovabile ha sul prezzo all'ingrosso in vari paesi. Come in tutti i paesi analizzati, anche in Italia l'effetto delle rinnovabili sul prezzo è negativo. Si riporta, a proposito, una tabella da Hosseini Imani et al. (2021)<sup>8</sup> dalla quale si può derivare l'effetto percentuale che 100 MW aggiuntivi di generazione rinnovabile hanno avuto sul prezzo zonale in Italia nel 2019:

#### IMPATTO DI 100 MW ADDIZIONALI DI GENERAZIONE EOLICA O SOLARE SUL PREZZO ZONALE 2019

Zone	Impact on Zonal Price	
	Wind	Solar
CNOR	-10%	-1.4%
CSUD	-1.77%	-0.8%
NORD	0%	-0.5%
SARD	-1.93%	-13.5%
SICI	-7.92%	-5.7%
SUD	-1.52%	-0.39%

Fonte: Hosseini Imani et al (2021)

Di contro, specificamente per il solare e l'eolico, la produzione di energia risulta non programmabile (a volte definita "intermittente") ed altamente correlata alla produzione di energia elettrica da impianti della stessa natura che siano localizzati nella medesima area geografica. Un sistema elettrico di questo tipo è caratterizzato da una produzione da rinnovabili di molto superiore alla domanda nelle ore altamente soleggiate o con venti costanti e sostenuti, e da un deficit di energia significativo nelle ore di assenza di tali risorse naturali primarie. Queste ore di assenza sono necessariamente

<sup>7</sup> Si ricorda che il costo marginale è definito dalla teoria economica come derivata prima della funzione di costo totale rispetto alla quantità. Da cui si ricava che i costi fissi, i quali non dipendono dalla quantità prodotta, non rientrano nel computo dei costi marginali.

<sup>8</sup> Hosseini Imani, M. et al, *Impact of Wind and Solar Generation on the Italian Zonal Electricity Price*, Energies 2021, 14, 5858.

coperte da elettricità da generazione fossile (gas naturale e carbone), almeno fino a quando l'avanzamento tecnologico non permetterà di stoccare grandi quantità di energia da rinnovabili tramite l'uso di sistemi di accumulo come batterie o idrogeno, in modo da rendere possibile una scissione temporale tra produzione da rinnovabili e soddisfacimento della domanda<sup>9</sup>.

Si ricorda, per offrire dei dati di prospettiva, che come obiettivo al 2030 l'Italia si è data quello di generazione elettrica da rinnovabili al 72% (seppur si tratti di un obiettivo intermedio indicativo e non vincolante). Ciò significa che nel 2030 potremmo aspettarci che il 72% della domanda totale di energia elettrica su base annua verrà soddisfatta da offerte di vendita di energia proveniente da impianti di energie rinnovabili.

### **Box: Un problema di lungo termine comune a tante economie avanzate**

Uno sguardo al lungo periodo ci viene proposto dallo studio di Schmalensee et al (2021)<sup>a</sup>, nel quale gli autori, attraverso un complesso modello econometrico, simulano la composizione ottimale degli investimenti nel mix energetico in tre stati americani al 2050, sotto diverse condizioni di prezzo delle emissioni di anidride carbonica. Una delle conclusioni dello studio offre una panoramica su quella che potrebbe essere la distribuzione dei prezzi elettrici nelle varie ore dell'anno. Nonostante le sostanziali differenze tra morfologia, clima e mix energetico attuale e previsto tra gli stati analizzati, le conclusioni tratte sono estremamente simili. Prendendo il caso del Texas, per il quale (similmente all'Italia) si prevede un aumento importante di installazioni fotovoltaiche, nel 2050:

- l'80% delle ore dell'anno saranno caratterizzate da prezzi uguali a zero, e l'1% da prezzi superiori ai 1000 dollari/MWh (in caso di alto livello di decarbonizzazione);
- in uno scenario di decarbonizzazione medio (che non corrisponde agli obiettivi europei a lungo termine) il 55% delle ore dell'anno saranno caratterizzate da prezzi uguali a zero;
- la maggior parte delle entrate per i produttori di energia elettrica proviene da poche ore l'anno: per esempio, nello scenario di totale decarbonizzazione, l'eolico ottiene il 96% delle proprie entrate nel 36% delle ore dell'anno, mentre i ricavi per CCGT si realizzano in un numero di ore ancora minore (solo nelle ore di prezzi superiori a 200 dollari/MWh, nel caso più ottimistico).

Uno studio simile<sup>b</sup> basato sul sistema elettrico inglese ha previsto che nel 2035 il 50% delle ore sarà caratterizzato da prezzi prossimi allo zero (se non negativi). Questa percentuale salirà al 67% nel 2050.

<sup>a</sup> Schmalensee et al, *Electricity pricing problems in future renewables-dominant power systems*, MIT Working Paper Series, written in November 2021 and revised in February 2022. <https://economics.mit.edu/files/22824>

<sup>b</sup> *Review of electricity market arrangements*, UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy, luglio 2022.

<sup>9</sup> Attraverso la produzione di idrogeno tramite elettrolisi è teoricamente possibile ottenere, oltre all'effetto di scissione temporale tra domanda e produzione di energia elettrica, anche un effetto di scissione spaziale, trasportando l'idrogeno da un luogo all'altro senza necessità di utilizzare (e potenziare) le infrastrutture di rete dedicate alla corrente.

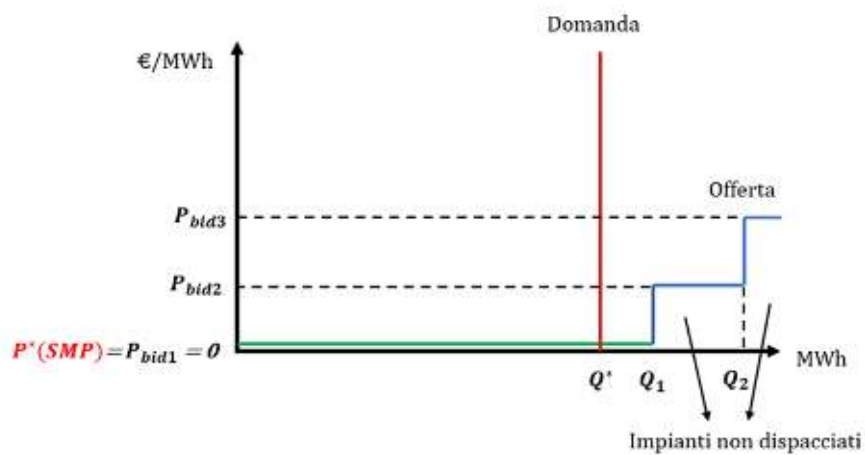
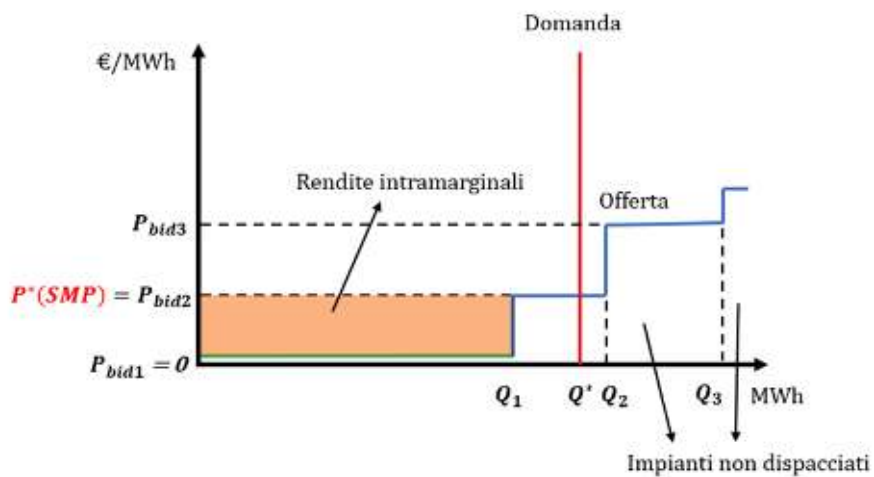
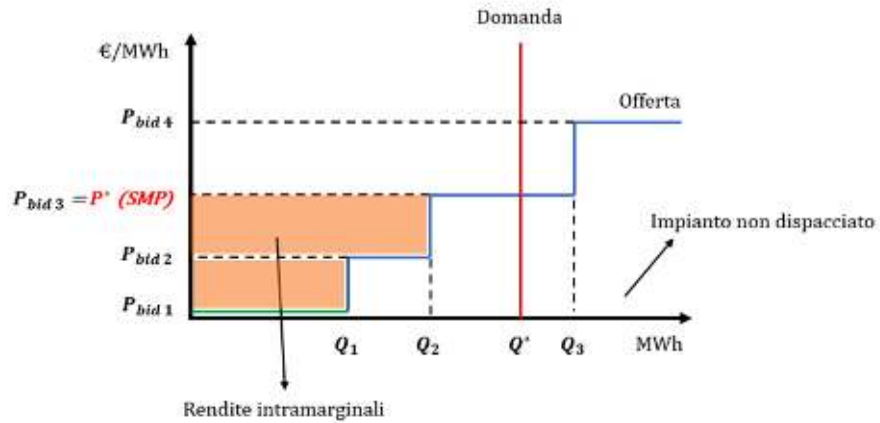
Nel corso degli ultimi mesi l'effetto positivo appena descritto è stato ampiamente assorbito proprio dalle conseguenze della decuplicazione del prezzo del gas rispetto a quanto osservato fino all'estate 2021: l'incremento di domanda osservata nel corso del 2022 unitamente alla forte crescita del prezzo del gas hanno determinato l'esplosione del prezzo elettrico, passato da 77 euro/MWh (media gennaio/agosto 2021) a 311 euro/MWh (media gennaio/agosto 2022), con prezzi che ad agosto hanno toccato gli 870 euro/MWh. Il livello così elevato dei prezzi elettrici pone anche problemi di tipo sociale, per le fasce deboli della popolazione, e di tipo economico per le imprese: famiglie ed imprese non possono sostenere prezzi estremamente elevati dell'energia elettrica per un periodo prolungato senza subire ripercussioni significative.

Una descrizione  
teorica e grafica  
per comprendere la  
trasformazione del  
mercato

La figura seguente riassume il funzionamento del MGP con meccanismo *Pay-as-Clear* (asta marginale) in tre diverse fasi, le quali possono essere interpretate sia come tre diversi momenti della giornata caratterizzati da diverse disponibilità di energia rinnovabile sia come tre diverse istanze caratterizzanti tre fasi successive (di alcuni anni) della transizione energetica. Come già discusso in apertura di paragrafo, la curva di domanda (rossa) è considerata perfettamente inelastica, mentre la curva di offerta è composta da offerte rinnovabili (in verde) e offerte da generazione fossile (in blu). Il primo impianto offre una quantità di energia pari a  $Q_1$  ad un prezzo  $P_{bid1}$ ; un secondo impianto offre una quantità pari a  $(Q_2 - Q_1)$  ad un prezzo  $P_{bid2}$ ; e così via. Nel caso del meccanismo *Pay-As-Clear*, i prezzi offerti corrispondono al costo marginale dei singoli impianti, in quanto non esiste incentivo per richiedere un prezzo maggiore.  $P^*(SMP)$  e  $Q^*$  sono il prezzo di mercato e la quantità di mercato, ossia i parametri risultanti dall'interazione tra domanda e offerta. In particolare,  $P^*(SMP)$  è il valore a cui viene remunerata l'energia prodotta da tutti gli impianti accettati, a prescindere dal prezzo offerto dagli stessi. Le aree evidenziate in arancio, infine, corrispondono ai profitti (rendite intramarginali) ottenuti dai produttori di energia capaci di offrire elettricità a prezzi minori rispetto a quello di equilibrio. Nei tre step di mercato rappresentati, tutti gli impianti rinnovabili producono sempre la massima quantità possibile, mentre gli impianti non rinnovabili producono in funzione della domanda residua, cioè l'energia elettrica necessaria a soddisfare la domanda non soddisfatta dalla produzione rinnovabile.



**EVOLUZIONE DEL MGP ALL'AUMENTARE DELLA PRODUZIONE RINNOVABILE:  
MECCANISMO PAY-AS-CLEAR**



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche

**Dalla prima delle tre figure si può ricavare la motivazione degli altissimi prezzi del mercato dell'ultimo periodo:** nel caso in cui il terzo impianto, il quale produce una quantità di energia pari a  $(Q_3 - Q_2)$  ed è alimentato a gas, debba approvvigionarsi della materia prima a costi alti per produrre, nel momento in cui verrà selezionato come impianto marginale il suo costo di produzione determinerà il prezzo per tutti gli altri impianti, che andranno a registrare rendite intramarginali consistenti.

La seconda figura mostra l'impatto dell'ingresso di nuova capacità rinnovabile che, quando produce, determina la riduzione del prezzo, in quanto spiazza tecnologie che hanno costi variabili di produzione.

Dalla terza delle tre figure, invece, si può ricavare la motivazione della seconda fase del problema discusso in apertura: nel caso di ampia generazione da rinnovabili per molte ore consecutive, il prezzo risulterà sempre uguale a zero fino al momento in cui, anche in maniera improvvisa, la mancanza delle risorse naturali (irraggiamento e vento) farà sì che vengano selezionati come impianti marginali quelli a gas, i quali offriranno a prezzi estremamente alti, non avendo certezza di quanto spesso possano essere chiamati a produrre.

Un market design  
alternativo deve  
avere alcune  
caratteristiche  
fondamentali

La ricerca di un *market design* alternativo risulta necessaria al fine:

- di **offrire un segnale di prezzo** che tenga conto della struttura dei costi fondamentalmente diversa che contraddistingue impianti termoelettrico e impianti rinnovabili;
- di **evitare che gli incrementi di prezzo di una materia prima vengano traslati sull'intera del sistema** e quindi sulla totalità dei consumi;
- **che l'aumento della generazione da fonti rinnovabili non sia sinonimo di ampia volatilità** e costante incertezza con potenziali conseguenze in termini di disinvestimento in capacità in grado di garantire la sicurezza del sistema.

Dal prossimo paragrafo vengono presentate, e brevemente commentate, alcune tra le possibili migliori all'attuale meccanismo di mercato e tra le opzioni sostitutive dal principio di funzionamento notabilmente differente. In particolare, sono analizzate:

- l'introduzione di meccanismi temporanei di prezzo amministrato o *price cap*;
- il miglioramento dei flussi di energia fra paesi e zone;
- soluzioni di modifica del *market design*, ossia:
  - il passaggio da un meccanismo di formazione del prezzo a SMP ad un meccanismo *Pay-As-Bid*;
  - una struttura avanzata "a doppio mercato";
  - una *green pool*, ossia un meccanismo di aggregazione della domanda e offerta di PPA.

## MECCANISMI DI PREZZO AMMINISTRATO: PRICE CAP

Si parla molto nel contesto europeo di diverse tipologie di *price cap*, sia applicate al mercato gas che a quello elettrico, le quali possono sicuramente essere delle soluzioni temporanee e non possono essere considerate definitive. È bene sottolineare che **prezzi amministrati temporanei possono essere utilizzati per calmierare il livello attuale dei prezzi ed evitare spirali recessive e inflazionistiche, ma non possono essere la risposta di lungo termine al cambiamento del mix di generazione.**

Esistono price cap implementabili direttamente al gas...

Per quanto riguarda il mercato gas sono al centro del dibattito diverse proposte, tra le quali:

- *un price cap* alle sole importazioni del gas russo sfruttando la posizione europea di semi-monopsonio, con l'obiettivo di abbassare il prezzo internazionale del gas trasportato via terra. Si ricorderà che questa questione è di attualità da alcuni mesi ormai in Italia: il timore è che una calmierazione unilaterale dei prezzi del gas possa causare una reazione aggressiva della Russia o che si concretizzi in un rifiuto da parte dei provider russi di consegnare del tutto il gas. Tale rischio è sempre compensato dalla necessità da parte della Russia dei proventi dalla vendita di gas, che almeno nel breve termine non può essere dirottato verso altre aree del mondo (ad. es. la Cina);
- è stato proposto un *price cap* alle importazioni di tutto il gas, con lo stesso scopo descritto al punto precedente. Il problema di introdurre una misura simile è che **il mercato del gas naturale liquefatto è globale** e l'Europa non si trova in una posizione di monopsonio in questo caso, poiché la maggior parte dei paesi asiatici si rifornisce di gas in questo modo. La naturale conseguenza di una misura simile sarebbe la maggiore attrattività per i produttori di NLG degli hub di domanda asiatici e una conseguente crisi di offerta per l'Europa;
- applicazione di prezzi amministrati in Europa (o negli stati caratterizzati da elevati prezzi). Tale meccanismo presuppone che il gas venga pagato a prezzi di mercato, ma che sia definito un *cap* (o un prezzo amministrato) pagato dai consumatori finali. La differenza fra il prezzo di mercato e il prezzo amministrato deve poi essere riassorbito attraverso compensazioni agli operatori attraverso strumenti di finanza pubblica.

Tutti i meccanismi sopra proposti sono sostanzialmente strumenti di politica tariffaria che, nel caso funzionassero, non introdurrebbe modifiche al funzionamento del mercato ma permetterebbe di ridurre il prezzo per i consumatori finali. In entrambi i casi, inoltre, si osserverebbe una riduzione non solo del prezzo gas, ma anche di quello elettrico, dato che il gas determina il prezzo marginale in moltissime ore del giorno.

...e cap implementabili al solo mercato dell'energia elettrica

Meccanismi di prezzi amministrati potrebbero anche essere applicati al solo mercato elettrico:

- una prima ipotesi potrebbe essere quella di **taglio ex-post**, dopo la chiusura di MGP, del prezzo in esito alle aste orarie, nel caso in cui tale prezzo sia superiore ad un determinato livello. Un secondo meccanismo potrebbe essere declinato come *cap* non ex-post, ma ex-ante, in fase di sottomissione delle offerte da parte degli impianti di produzione (soluzione implementata sul mercato iberico da alcuni mesi);
- ulteriore meccanismo per calmierare i prezzi sul mercato elettrico potrebbe essere un **taglio alle rendite intramarginali** per gli impianti che ne beneficiano maggiormente (rinnovabili in

---

particolare). In tal caso non si tratta di un *cap*, ma di un meccanismo di riduzione del prezzo ottenuto dal mercato per tali impianti (*rent cut*)<sup>10</sup>.

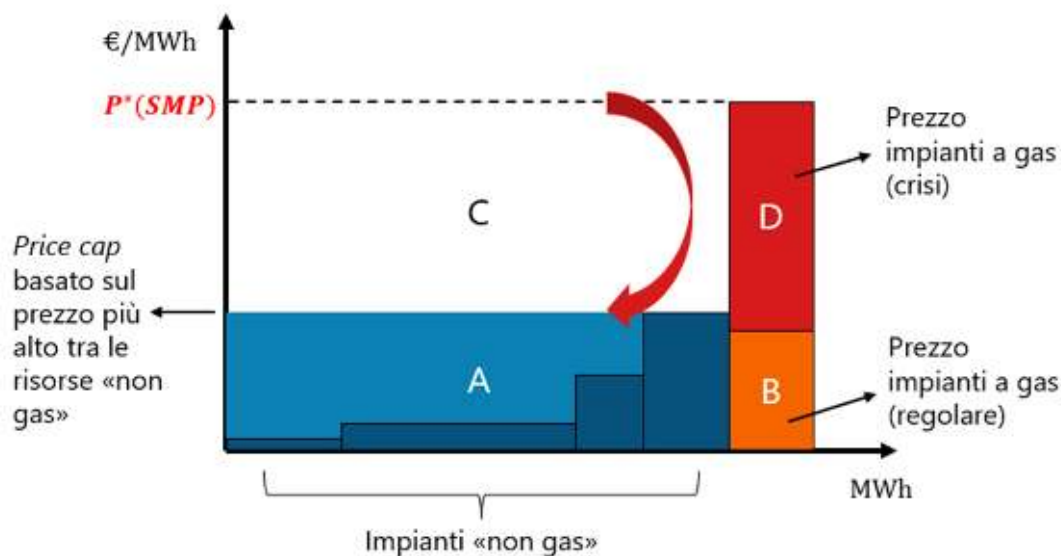
La prima ipotesi di *price cap* elettrico può essere implementata con un sistema a *trigger*, ossia può venire automatizzato ed entrare in vigore ogniqualvolta il prezzo sul MGP superi una certa soglia. Tale soglia di *trigger* può sia essere decisa arbitrariamente, sia essere individuata come multiplo dei costi medi ponderati del paniere di generazione "non gas" in ogni specifica asta oraria. In quest'ultimo caso, un ente indipendente avrebbe il ruolo di raccogliere informazioni sui costi medi delle varie tecnologie. Si tratta, comunque, di un passaggio non necessario e applicabile in fasi successive. Arbitraria, invece, sarà la determinazione del livello di *cap*: si parla, in questo periodo, di valori intorno agli 80 o 100 euro/MWh, molto più bassi del PUN ma più alti dei prezzi precisi. In alternativa, sarebbe possibile fissare il livello di *cap* pari al costo più alto mostrato da un impianto "non gas" accettato dal mercato secondo il *merit order*. Supponiamo che il prezzo di *trigger* venga fissato arbitrariamente a 150 euro/MWh e che, in un dato istante, il mercato rilevi un prezzo di equilibrio di 250. In un caso simile si attiverebbe il meccanismo di *price cap* (per esempio a 100 euro/MWh). Secondo questo meccanismo, la curva di *merit order* non viene modificata, per cui gli impianti accettati col prezzo a 250 euro/MWh restano nel mercato, ma ogni offerta viene remunerata a 100 euro/MWh. Come ultimo step, agli impianti a gas viene garantito un rimborso pari alla differenza tra la propria offerta (al massimo 250 euro/MWh, in questo caso) e il *price cap* per ogni MWh prodotto. Il caso appena descritto può essere visualizzato nella figura seguente: con l'introduzione del meccanismo, il costo per la società equivale alla somma delle aree A (prezzi offerti dagli impianti "non gas" maggiorati di una parte di rendita intramarginale), B e D (prezzo del gas formato da *price cap* e rimborso). L'area C, composta dalla maggior parte delle rendite intramarginali per produttori di energia "non gas" (aventi comunque costi molto più bassi) viene risparmiata.

Nel caso in figura, il *price cap* è stato settato al livello del costo massimo per un impianto "non gas" accettato, ma sarebbe possibile introdurlo ad un livello totalmente arbitrario.

---

<sup>10</sup> Tuttavia esiste, in questo caso, la possibilità che un produttore detentore di un portafoglio misto composto sia di impianti a gas che rinnovabili sia in grado di usare strategie di arbitraggio nelle offerte in modo da garantirsi un maggior profitto dal lato gas. Un ulteriore elemento da tenere sotto controllo nel caso di introduzione di un *rent cut* è la possibilità che l'offerta sul MGP si svuoti e si sposti Over The Counter (ossia, tramite contrattazioni bilaterali prive di tetti). Questi ultimi vengono di regola registrati nelle aste del MGP, ma solo come quantità vendute e non come prezzo, venendo inserite all'inizio della curva di ordine di merito. Si potrebbe, di seguito, ipotizzare una risposta degli acquirenti a una simile mossa, per cui la presenza di un *cap* nel MGP crei anche un implicito *cap* nei mercati OTC. In ogni caso, si tratta di aspetti da tenere in considerazione nel caso di implementazione.

FUNZIONAMENTO DEL MECCANISMO DI PRICE CAP EX-POST



Fonte: elaborazioni REF Ricerche su grafici da "Price shock absorber", RAP, aprile 2022

Il cap iberico è difficilmente attuabile nel resto dell'Europa

La seconda ipotesi di *price cap* è di fatto analogo a quanto implementato nella penisola iberica, previa approvazione da parte della Commissione Europea che ne ha verificato la compatibilità dal punto di vista concorrenziale e in termini di aiuti di stato<sup>11</sup>. Spagna e Portogallo hanno introdotto un *price cap* al prezzo del gas utilizzato per la produzione di energia elettrica: il mercato determina il prezzo elettrico e le quantità di equilibrio secondo il normale meccanismo, ma viene imposto ai produttori da impianti a gas un costo fisso della materia prima da includere nelle offerte di mercato. I produttori a gas, quindi, offrono sulla base di tale costo e poi ricevono un rimborso pari alla differenza fra il costo fisso del gas e il prezzo di mercato dello stesso. Il meccanismo in vigore da giugno 2022 a maggio 2023 prevede un *cap* di prezzo inizialmente pari a 40 euro/MWh che incrementerà gradualmente fino a 70 euro/MWh. La differenza fra il prezzo di mercato del gas e il *cap* sarà riconosciuto ai produttori e finanziato attraverso risorse legate agli introiti generati nell'utilizzo della capacità di interconnessione fra Spagna e Francia e da tassazione a carico dei beneficiari del meccanismo. Spagna e Portogallo hanno potuto implementare tale meccanismo in quanto la penisola iberica, pur interconnessa con la Francia, ha sviluppato elevata capacità di generazione in grado di assorbire eventuali riduzioni dei flussi di import. Il meccanismo di *price cap* spagnolo ha effettivamente ridotto il prezzo elettrico: tra giugno ed agosto a fronte di un prezzo medio in Italia di 480 euro/MWh, il prezzo nella penisola iberica è stato pari a 165 euro/MWh. Tale meccanismo non è tuttavia esente da potenziali problemi: gli impianti soggetti al meccanismo di copertura dell'extracosto gas potrebbero offrire sul mercato un prezzo che includano una componente maggiorata di remunerazione del capitale. Sebbene la norma spagnola preveda un controllo da parte delle autorità di regolazione e concorrenza, l'identificazione a posteriori di tali comportamenti è molto complessa.

<sup>11</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_3550](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3550)

**Una delle maggiori critiche ai meccanismi di price cap riguarda le interconnessioni e le potenziali conseguenze sul mercato italiano**, caratterizzato da un'elevata quota di energia importata dai paesi confinanti (Francia, in particolare). Un tetto al prezzo elettrico, se non accompagnato da una revisione temporanea dei meccanismi di *market coupling* (che regolano gli scambi di energia transfrontaliera) potrebbe determinare distorsioni nei flussi di energia e nell'applicazione del meccanismo stesso, con elevati costi per il sistema. Il rischio infatti è che i produttori esteri soggetti al *cap* non offrano più sul mercato italiano, con conseguente rischio di *shortage* di offerta (nei primi 7 mesi del 2022 l'import ha coperto il 14% del fabbisogno nazionale) e/o di forte incremento del prezzo e dell'esborso per sostenere l'intero meccanismo.

Si tratta di misure che riescono a produrre risparmi

Per provare a quantificare l'effetto sulle collettività di misure di *price cap* o *rent cut* sono state elaborate delle prime stime dei possibili effetti se applicati retroattivamente ai primi sette mesi del 2022. La prima tabella mostra l'impatto di un *price cap* di 100 euro/MWh al prezzo elettrico con successivo rimborso a favore degli impianti a gas della differenza. La tabella mostra che tale rimborso risulta in media pari a 1,8 miliardi di euro al mese, con una tendenza a crescere a causa della forte crescita del prezzo all'ingrosso. Il nuovo prezzo medio ponderato, risultato della somma tra energia venduta al livello di *cap* e totalità dei rimborsi, si attesta intorno ai 186 euro/MWh e i rimborsi da erogare verso gli impianti a gas ammontano, per 7 mesi, a 12,76 mld di euro. Dalle prime indiscrezioni, sembrerebbe che gli interventi per l'abbassamento del costo delle bollette di luce e gas siano costati attorno ai 30 mld di euro per lo stesso periodo seppur si tratti, oltre che di dati previsionali, di un conteggio cumulato per l'energia elettrica e il gas.

#### EFFETTO DI UN CAP DA 100 EURO/MWH SUL PREZZO ELETTRICO CON RIMBORSO AGLI IMPIANTI A GAS

Mese	Produzione a gas (MWh)	Deviazione dal PUN	Rimborsi (mld)	Nuovo prezzo medio
Gennaio	12.523.835,00	124,74	1,56	170,65
Febbraio	10.368.037,00	128,73	1,33	168,70
Marzo	11.290.925,00	163,71	1,85	188,19
Aprile	8.417.151,00	143,65	1,21	166,22
Maggio	8.006.072,00	131,04	1,05	157,21
Giugno	10.117.025,00	185,98	1,88	189,43
Luglio	11.334.243,00	341,65	3,87	267,43
Totale	72.057.288,00		12,76	

Fonte: elaborazioni REF Ricerche da dati GME

La seconda tabella, invece, mostra l'impatto di un *cut* alle rendite intramarginali per i produttori di energia rinnovabile fissato a 100 euro/MWh. I risparmi si attestano mediamente sul miliardo e 300 milioni di euro al mese, con un nuovo prezzo medio ponderato di 214 euro/MWh.

**EFFETTO DI UN CUT A 100 EURO/MWH ALLE RENDITE  
 INTRAMARGINALI DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI**

Mese	Produzione da rinnovabili (MWh)	Deviazione del PUN	Risparmi (mld)	Nuovo prezzo medio
Gennaio	7.013.899,00	124,74	0,87	184,93
Febbraio	6.232.564,00	128,73	0,80	170,39
Marzo	6.584.232,00	163,71	1,08	256,64
Aprile	7.503.342,00	143,65	1,08	186,94
Maggio	7.723.041,00	131,04	1,01	174,87
Giugno	7.992.888,00	185,98	1,49	200,66
Luglio	8.037.821,00	341,65	2,75	322,92
Totale	51.087.787,00		9,08	

Fonte: elaborazioni REF Ricerche da dati GME

È importante sottolineare la differenza fondamentale che distingue un *rent cut* del tipo ipotizzato nella simulazione da una tassa sugli extraprofiti come quella attuata in Italia: mentre la seconda viene applicata dopo la determinazione del prezzo elettrico e serve sostanzialmente a finanziare misure come l'azzeramento degli oneri di sistema in bolletta, la prima agisce in una fase appena successiva alla determinazione del PUN secondo il meccanismo di aste marginali, concorrendo a formare un nuovo prezzo ponderato dell'energia.

L'Unione Europea  
potrebbe  
introdurre un cap  
alle rendite  
intramarginali

In seguito alle primissime consultazioni tra Paesi Membri, si è fatta strada l'ipotesi di un *price cap* sulle rendite intramarginali di tutte le tecnologie meno care rispetto al gas (rinnovabili, ma anche carbone e nucleare), in modo da scindere il prezzo di queste ultime da quello del gas. **Si tratta di un meccanismo che comprende la riscossione della differenza di prezzo da parte dello stato e la conseguente redistribuzione del gettito a favore dei cittadini**, soprattutto industrie sotto stress economico e famiglie a basso reddito. Per funzionare in maniera ottimale, la misura dovrà essere introdotta nella maggior parte dei paesi UE (se non in tutti) in maniera omogenea. Si discute anche della possibilità di utilizzare il gettito così raccolto per costituire schemi di incentivi per la riduzione dei consumi, sia attraverso aste in cui le aziende possano offrire una riduzione dei propri consumi in cambio di un trasferimento monetario, sia per programmi indirizzati alle famiglie in difficoltà. Così come per tutte le misure finora prese in considerazione, importante sarà la forma con cui verrà comunicata la scelta da parte della Commissione: l'obbligo di implementazione per i Paesi Membri può essere sottoposto solo tramite richiamo all'art 122 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea, ossia tramite l'articolo che tratta di piani di emergenza e accordi di solidarietà tra Paesi Membri. Nel caso non si voglia introdurre un obbligo, così com'è stato per il Piano di riduzione dei consumi di gas, è sempre possibile richiamare l'articolo 122 TFUE, introducendo in maniera dettagliata i parametri e la struttura che la misura deve presentare in ogni paese che la voglia accogliere. Ma è anche possibile emettere una semplice Comunicazione, la quale lascerebbe, però, maggior spazio di manovra ai vari Governi, col rischio di perdere omogeneità di implementazione.

In ogni caso, qualora l'Italia desideri (o sia obbligata ad) accogliere una simile proposta, dovrebbe rimuovere i meccanismi di sostegno attualmente in vigore e sostituirli in toto con quelli proposti dalla UE.



## SOLUZIONI PER L'EVOLUZIONE DEL MERCATO ELETTRICO IN UN ORIZZONTE DI MEDIO TERMINE

Se i prezzi amministrati rappresentano una soluzione temporanea e tampone per provare a mitigare la corsa di prezzi elettrici e del gas, **soluzioni di medio termine sono necessarie per garantire un pieno sviluppo del mercato elettrico, il raggiungimento degli obiettivi climatici e allo stesso tempo la sostenibilità dei costi energetici** per la collettività. In tale contesto sono analizzate le possibili alternative, che, essenzialmente, si rifanno a:

- l'incremento delle capacità di scambio di energia fra aree e paesi all'interno dell'Unione Europea;
- la revisione del *market design* del mercato all'ingrosso alla luce dell'evoluzione della struttura dell'offerta.

## INVESTIMENTI IN CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE

Aumentare le interconnessioni tra paesi sembrerebbe una policy obbligata

**Un metodo di sicura efficacia nell'ottica di riduzione dei prezzi e di diminuzione della volatilità degli stessi è quello di creare nuove interconnessioni** tra zone/paesi o di potenziare quelle già esistenti. Ciò permetterebbe all'energia di essere scambiata da aree a prezzo basso verso aree a prezzo alto. In particolare, nell'ottica di un mercato unico europeo dell'energia elettrica, ciò permetterebbe di sfruttare le installazioni di rinnovabili situate in luoghi lontani tra loro e quindi, statisticamente parlando, caratterizzate da correlazione negativa<sup>12</sup>. Se, come sarà il caso delle future grandi regioni del fotovoltaico in Italia (Puglia e Sicilia in testa), la capacità di produzione si concentra in gran parte nello stesso luogo, i picchi o i cali di produzione sono contemporanei per tutti gli impianti, esacerbando il problema alla base. Allo stesso tempo, è facile immaginare come sia meno probabile che la produzione di un impianto in Puglia e di uno nel nord della Francia siano attive in momenti diversi piuttosto che quella di due impianti pugliesi situati a 50km di distanza uno dall'altro. Oltre ad abbassare i prezzi, quindi, una maggiore interconnessione tra paesi/zone permette di ridurre di molto la volatilità degli stessi. Un ulteriore beneficio di questo processo (denominato *market coupling*) è dato da **una maggiore sicurezza dell'offerta, soprattutto in periodi di crisi, dato che la produzione di energia sarebbe, in un certo senso, condivisa tra tutti i paesi connessi**. Alcuni studi hanno provato a quantificare i vantaggi di un'ampia interconnessione:

- ACER<sup>13</sup> stima che, nel corso del 2021, i benefici della parziale interconnessione tra paesi già ottenuta (rispetto al caso in cui ogni paese fosse energeticamente isolato) ammontano a 34 miliardi di euro, più di un terzo dei quali nel quarto trimestre del 2021, ossia nel periodo di picco dei prezzi. Nello stesso contesto, inoltre, la volatilità è stata minore di quasi sette volte;
- CERRE<sup>14</sup> ha calcolato che in uno scenario al 2030 caratterizzato da interconnessione illimitata in Europa i prezzi per tutti i paesi interconnessi convergerebbero, e la volatilità passerebbe da un intervallo 11-174% ad uno di 12-13% per ogni paese interconnesso. Si fa notare che le ipotesi alla base di quest'ultima simulazione risalgono alla fine del 2018: è probabile che sottostimino

<sup>12</sup> Newbery D., et al., *Market design for a high-renewables European electricity system*, Renewable and sustainable energy review, n.91, agosto 2018, fanno notare che i fronti d'aria di nord e sud Europa sono spesso caratterizzati da correlazione negativa. Per cui, sia il soffiare dei venti, sia periodi di alta e bassa pressione, tendono ad alternarsi tra le aree.

<sup>13</sup> ACER's final assessment of the EU wholesale electricity market design, ACER, April 2022.

<sup>14</sup> Europe's electricity market design – 2030 and beyond, Centre on Regulation in Europe CERRE, Micheal Pollitt & Chi Kong Chyong, dicembre 2018.

sia il livello di prezzo calcolato che, soprattutto, la volatilità sia nel caso di interconnessione perfetta che in quello di interconnessione attuale;

- Newbery et al. (2016)<sup>15</sup> stimano i benefici di un alto livello di integrazione europea al 2030 (riserve condivise, allocazione di rinnovabili efficiente, espansione delle reti dove conveniente) nell'ordine di 13-40 miliardi di euro all'anno. L'ampio range è dovuto all'incertezza sui costi delle fonti rinnovabili e delle quotazioni ETS. Sostengono inoltre che, se venissero costruite solo metà delle interconnessioni ottimali, il risparmio sarebbe di 4 miliardi all'anno. I benefici della condivisione delle riserve, in particolare, valgono circa 6 miliardi di euro annui. Come esempio, portano il caso Danimarca-Norvegia: la prima esporta surplus eolico di notte, permettendo alla seconda di risparmiare le riserve di energia idroelettrica, la quale viene utilizzata per coprire i deficit giornalieri in Danimarca, aumentando il livello di sicurezza dell'offerta e abbassando la volatilità dei prezzi<sup>16</sup>.

**Ampliare la capacità di interconnessione può avere, nel lungo periodo, anche un effetto positivo nel processo di decarbonizzazione** e nella lotta alle emissioni di gas climalteranti: quando in una zona gli impianti rinnovabili producono oltre il livello di domanda della propria zona di collocamento e della capacità di connessione tra quella zona e le adiacenti, il TSO dovrà richiedere (in assenza di sistemi di stoccaggio) agli impianti rinnovabili di tagliare la produzione (*curtailment*) e ad impianti ad alta flessibilità localizzati nelle zone a domanda netta positiva di produrre energia aggiuntiva, la quale sarà presumibilmente ad alto costo e proveniente da impianti a combustibile fossile (gas naturale). Il risultato netto non solo prevede un prezzo più alto, ma anche un livello di emissioni elevato.

Si tratta, però, di  
interventi costosi a  
lungo termine

Tuttavia, se già è estremamente costoso ampliare le reti in modo da interconnettere zone di uno stesso paese, interconnettere paesi diversi risulta ancora più complicato, in quanto si scontrano diversi interessi, autorità e processi autorizzativi. Con il Clean Energy Package, l'UE ha richiesto che si ottenga una capacità minima di interconnessione tra ogni zona in tutta l'Unione di almeno il 70% entro il 2025. ACER, annualmente, monitora l'avanzamento dei lavori e pubblica dei documenti denominati "*70% monitoring report*". Dall'ultimo disponibile<sup>17</sup>, pubblicato a giugno 2022 e riferito ai progressi del 2021, risulta una specifica difficoltà nel calcolo per le ore in cui il livello del 70% viene raggiunto in Italia (sia tra le zone italiane che dalla zona Nord all'estero) a causa della mancanza di dati nel 59% delle ore del 2021. Tuttavia, il documento segnala come Terna abbia cominciato a consegnare i dati a partire da agosto 2021, per cui si potrà sperare in una visione più chiara nel report per il 2022.

<sup>15</sup> Newbery D., et al., *The benefits of integrating European electricity markets*, Energy Policy 2016; 94:253-263.

<sup>16</sup> Newbery D., et al., *Market design for a high-renewables European electricity system*, Renewable and sustainable energy review, n.91, agosto 2018.

<sup>17</sup> *Report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal electricity trade in the EU in 2021*, ACER, 10 giugno 2021.

**Box: Limitazioni temporali e gate closure**

A livello temporale, invece, un accorgimento che potrebbe aiutare a diminuire i prezzi, almeno in via momentanea, potrebbe essere quello di accorciare il più possibile la durata del periodo di *gate closure*, ossia l'ultima fase del mercato elettrico, quella in cui non è più possibile da parte dei partecipanti all'asta modificare le proprie offerte. Ciò sarebbe particolarmente utile ai produttori di energia rinnovabili non programmabile, in quanto avrebbero la capacità di aggiustare le proprie offerte in maniera più coerente rispetto alle effettive capacità produttive, sulla base di previsioni meteo più accurate. Previsioni più accurate corrispondono ad un minore intervento del TSO sul Mercato di Dispacciamento, i cui alti costi si riflettono sul prezzo medi per i consumatori. Allo stesso modo però, è da tenere in conto il fatto che non tutti i produttori possiedono un *trading desk* capace di intervenire h24 sul mercato per aggiustare le previsioni, e ciò potrebbe nuovamente erigere barriere all'entrata per nuovi investimenti<sup>a</sup>. In Australia sono state proposte durate del periodo di *gate closure* intorno ai 15 minuti. In Finlandia, invece, un esperimento pilota con *gate closure* di 30 minuti è stato implementato nel 2016, con buoni risultati<sup>b</sup>.

<sup>a</sup> Bichler M., et al., *Electricity markets in a time of change: a call to arms for business research*, Schmalenbach Journal of Business Research, gennaio 2022.

<sup>b</sup> IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

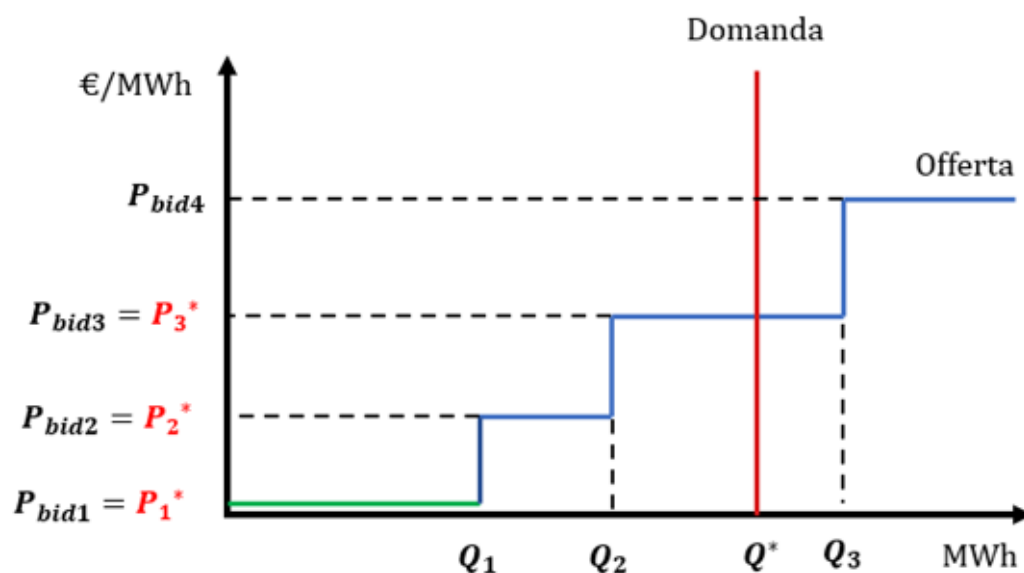
**REVISIONE DEL MARKET DESIGN: PAY-AS-BID**

Il Pay-as-Bid si presenta come metodo intuitivo per abbassare il prezzo

In un meccanismo *Pay-as-Bid*, il prezzo di equilibrio tra domanda ed offerta sul MGP si forma nello stesso modo con cui si forma il prezzo di equilibrio con il meccanismo *Pay-as-Clear*. La differenza sta nel fatto che, secondo questa metodologia di determinazione del prezzo, ogni offerta accettata viene remunerata al prezzo singolarmente offerto invece che ad un prezzo uniforme. Il prezzo medio pagato dai consumatori non è più identificabile con il prezzo d'equilibrio, ma risulta da una media ponderata dei prezzi delle offerte accettate per la relativa quantità offerta. Teoricamente, quindi, il prezzo medio dell'energia non può che scendere se è presente anche solo una piccola parte di generazione da rinnovabili. Si tratta del meccanismo già utilizzato in Italia da Terna per remunerare gli operatori del Mercato del Dispacciamento.

La figura che segue presenta il meccanismo di formazione del prezzo *Pay-As-Bid*, con la stessa notazione utilizzata finora, supponendo che ogni impianto avanzi offerte coerenti al proprio costo marginale di produzione.

### FUNZIONAMENTO TEORICO DEL MECCANISMO PAY-AS-BID

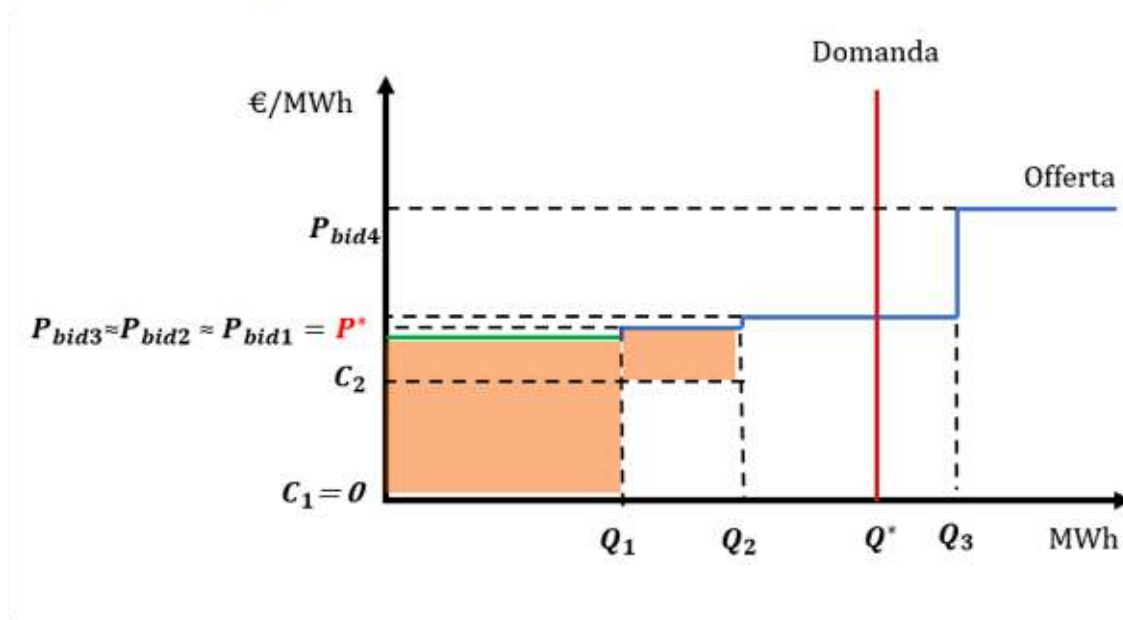


Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche

Purtroppo, questo sistema presenta serie criticità

Tuttavia, risulta chiaro come **la reazione ottima di ogni partecipante all'asta è di cercare di avvicinarsi il più possibile con la propria offerta a quello che credono possa essere l'ultimo (e quindi più elevato) prezzo accettato**, in modo da massimizzare i profitti a prescindere dal costo marginale sostenuto. Sarebbe più corretto quindi immaginarsi, piuttosto che un risultato d'asta come quello descritto nella figura precedente, un risultato come quello presentato nella prossima figura: in quest'ultimo caso, le offerte degli impianti non riflettono i rispettivi costi di produzione che, infatti, sono annotati diversamente come  $C_1$  e  $C_2$ .

### SITUAZIONE FINALE DEL MERCATO NEL CASO DI PAY-AS-BID



Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche

Come mostrato dal grafico, l'esito finale potrebbe non essere sostanzialmente differente ma, anzi, **il prezzo medio finale potrebbe essere addirittura superiore**, in quanto i diversi impianti potrebbe offrire prezzi più elevati rispetto al SMP a causa di:

- perdita di efficacia dei segnali di prezzo: mentre è ancora possibile, infatti, intuire quale sia il costo marginale sotto il quale un nuovo investimento avrebbe buone probabilità di rientrare spesso tra le offerte accettate, non traspaiono segnali di prezzo sulle diverse tecnologie, per cui risulta impossibile capire se sia profittabile, per esempio, investire in nuove centrali a gas a ciclo combinato o meno;
- maggior avversione al rischio da parte dei partecipanti: in situazione di elevato potere di mercato di uno o pochi operatori, i produttori più piccoli potrebbero subire le conseguenze di comportamenti anti-competitivi, con un incremento della rischiosità implicita del mercato e conseguente incremento delle offerte per incorporare e remunerare tale rischio.

Criticità aggravate dalle numerose asimmetrie informative

Da un punto di vista puramente teorico, è possibile che, data la tendenza a ricercare sicuri profitti, il prezzo di equilibrio al termine delle contrattazioni possa essere leggermente più basso del prezzo di equilibrio determinato tramite *Pay-as-Clear*, seppur di poco ( $P^* - \epsilon$  contro  $P^*$ , dove con  $\epsilon$  si intende un valore indicativo molto piccolo). In un gioco perfettamente concorrenziale, non ripetuto e ad informazione perfetta il risultato sarebbe caratterizzato da offerte uguali al costo marginale di ogni partecipante, tranne per il partecipante col costo marginale più basso, il quale offrirebbe energia ad un prezzo appena inferiore a quello del partecipante col secondo costo marginale più basso. Tuttavia, **la realtà presenta sia un gioco ripetuto** (24 volte al giorno, tutti i giorni dell'anno), per cui il costo di sbagliare offrendo un prezzo leggermente più alto di quello di equilibrio non è così alto da scoraggiare tutti i partecipanti, **sia un mercato non perfettamente concorrenziale**:

- non tutti i partecipanti posseggono informazioni accurate sulla struttura di costo dei concorrenti;
- non tutti i partecipanti posseggono informazioni accurate sulla previsione della domanda ora per ora;
- non tutti i partecipanti posseggono informazioni accurate sulle dinamiche di formazione del prezzo.

Il risultato è che, tra i vari partecipanti all'asta, sono più avvantaggiati coloro che posseggono tali informazioni, derivanti da *know-how* sviluppato negli anni, la possibilità di calcolare tramite modelli matematici di nuova generazione gli esiti del mercato ora per ora utilizzando i dati previsionali più recenti, la possibilità di influenzare in maniera percettibile il prezzo di mercato grazie alla propria posizione dominante. Per questo, un sistema *Pay-as-Bid* rischia di essere deleterio per la concorrenza, aumentando il rischio di processi di concentrazione di mercato, instaurando nuove barriere all'ingresso e impedendo investimenti di nuovi entranti.

Un tentativo di soluzione è stato implementato in Messico<sup>18</sup>, dove si è introdotto un limite al possibile prezzo offribile da ciascuna tecnologia: è richiesto, infatti, di consegnare al regolatore centrale report e documenti sulle caratteristiche tecniche e sulla struttura di costo degli impianti. Agli operatori è permesso avanzare offerte nell'intorno di un range di tolleranza del 10% rispetto al costo marginale così calcolato. Tuttavia, nello stesso Messico, questo sistema viene utilizzato a sussidio di un sistema *Pay-as-Clear* e non *Pay-as-Bid*. Si tratta, comunque, di una soluzione burocraticamente assai dispendiosa per il regolatore centrale.

## REVISIONE DEL MARKET DESIGN: SEGMENTAZIONE IN DUE MERCATI

Per il futuro, si è proposto di creare due sotto-mercati

Nel tentativo di immaginare un completo ridisegnamento del mercato elettrico, stimolati dal desiderio di scindere lo stretto legame tra il costo del gas e il costo dell'energia elettrica (*decoupling*), sia in sede europea che in UK, ci si è da pochissimo interrogati su una radicale trasformazione del sistema ad aste marginali. In entrambi i casi, viene posta al vaglio degli esperti e delle figure istituzionali **una proposta di separazione del mercato elettrico in due diversi sotto-mercati, uno per le fonti di energia rinnovabili ed intermittenti ed uno per le fonti di energia dallo spiccato carattere di flessibilità.**

In UE, la prima proposta ufficiale si ha con un intervento della Grecia in sede di Consiglio il 22 luglio 2022<sup>19</sup>, durante il quale viene presentata una possibile struttura futura del mercato elettrico. In UK, invece, un report governativo<sup>20</sup> è stato pubblicato nei primi giorni di luglio 2022 contenente varie proposte per una totale riforma del mercato elettrico. Il report, in cui si descrive anche una prima bozza di un doppio mercato dell'energia, rimarrà aperto per osservazioni fino ad ottobre 2022, data oltre la quale verrà rivisitato in una nuova versione da cui sfoceranno poi, nell'intenzione dell'attuale governo, proposte di legge. Le due versioni (EU ed UK) sono in sostanza la stessa proposta, la quale verrà ora analizzata, consapevoli del fatto che, in entrambi i casi, si tratta di trattazioni al momento teoriche che risultano ancora grezze sotto alcuni aspetti.

<sup>18</sup> *Review of electricity market arrangements*, UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy, luglio 2022.

<sup>19</sup> Nota 11398/22, ENER 366, 22 luglio 2022.

<sup>20</sup> *Review of electricity market arrangements*, UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy, luglio 2022.

Il primo mercato  
dedicato alle  
energia rinnovabili  
non programmabili

**Il primo dei due mercati è dedicato alle energie rinnovabili non programmabili, caratterizzate da alti costi fissi d'avvio e bassi (se non nulli) costi variabili.** Le proposte di vendita degli operatori indicano solo le quantità, rappresentative della miglior stima di produzione disponibile. La remunerazione può essere basata sul costo medio di lungo periodo di ogni impianto<sup>21</sup> oppure basata sulla stipula ex-ante di contratti per differenza<sup>22</sup>. In entrambi i casi, questo metodo permetterebbe di trasmettere un segnale di prezzo in grado di riflettere informativamente lo stato del mercato delle energie rinnovabili. Questo segmento di mercato, chiamato *as available*, viene poi chiuso calcolando la domanda residua non soddisfatta e trasmettendola al segmento successivo, denominato *on demand*, o "flessibile".

Il mercato residuale  
dedicato alle fonti  
ad elevata  
flessibilità

**Al secondo segmento, concettualmente residuale e temporalmente successivo al primo, partecipano tutti quegli impianti in grado di fornire energia in tempi brevi, anche se *non-green*.** Il funzionamento a questo punto è identico a quello dell'asta marginale odierna, con la differenza che la competizione si esercita solo tra impianti simili, a domanda ridotta, e solo nei casi in cui la generazione da rinnovabili non fosse sufficiente. I segnali di prezzo per capacità flessibile sono più evidenti proprio perché il mercato non subisce distorsioni causate da offerte a prezzo nullo o negativo. La categorizzazione delle tecnologie nei due sotto-mercati può essere lasciata al mercato, con la premessa che:

- nel segmento *as available* siano ammessi solo tecnologie a basse emissioni con una struttura di costo simile a quella di impianti fotovoltaici o eolici;
- nel segmento *on demand* siano ammesse solo tecnologie capaci di produrre con poco preavviso, come centrali a gas, sistemi di batterie e centrali idroelettriche operanti nei periodi di picco di domanda;
- la scelta venga effettuata per il lungo periodo e non sia possibile che, per esempio, un impianto fotovoltaico offra energia sul mercato *on demand* in alcune ore di alcune giornate, forte di previsioni meteo favorevoli.

Secondo la delegazione greca<sup>23</sup>, questo sistema risolverebbe lo stretto legame tra prezzo del gas e prezzo dell'energia elettrica: nel caso in cui l'energia scambiata nel primo segmento corrispondesse a due terzi della domanda e fosse disponibile a 80 euro/MWh, e il prezzo d'equilibrio del secondo segmento fosse di 250 euro/MWh, il prezzo finale per i consumatori sarebbe di 137 euro/MWh, ossia del 45% più basso rispetto a quello che si formerebbe in un mercato unico (ossia il costo marginale della generazione a gas, 250 euro/MWh).

Anche questa  
proposta non è  
esente da  
numeroso critiche

Alcuni dubbi che possono sorgere ad una prima analisi di questa proposta sono:

- la transizione da un sistema a mercato unico ad uno segmentato rischia di occupare molto tempo, disincentivando nel frattempo nuovi investimenti;
- **la determinazione del prezzo sul segmento *as available* diventerebbe di fatto indipendente dall'equilibrio di domanda/offerta** ma determinato in modo esogeno sulla base dei costi o sulla base di contratti per differenza che oggi, però, hanno elevata opacità, non esistendo un soggetto incaricato della raccolta dati su tali contratti;

<sup>21</sup> *Review of electricity market arrangements*, UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy, luglio 2022. Si veda anche: *The decarbonized electricity system of the future: the "two markets" approach*, The Oxford Institute for Energy Studies, giugno 2017.

<sup>22</sup> Nota 11398/22, ENER 366, 22 luglio 2022.

<sup>23</sup> Nota 11398/22, ENER 366, 22 luglio 2022.



- **dividere il mercato in due segmenti potrebbe risultare, nel lungo periodo, in un mercato *on demand* altamente concentrato**, poco competitivo e rischioso. Partecipare ad un mercato in cui si soddisfa domanda residuale, determina che tale domanda sia altamente influenzata dall'aleatorietà delle rinnovabili, con complessità di previsione di tale domanda da parte degli operatori e incremento del rischio implicito di tale mercato;
- il fatto che il mercato *on demand* sarà residuale **disincentiva gli investimenti in capacità programmabile** che rimane essenziale per garantire la sicurezza del sistema. Tale disincentivo può creare nel lungo termine problemi di elevata concentrazione e ridotta competizione in tale mercato con conseguenze in termini di livello di prezzo;
- come si discuterà a breve, molta attenzione andrà posta sugli alti costi di implementazione di tecnologie di *smart metering* e sull'elevata comunicazione coi clienti finali;
- la domanda finale dovrebbe autosepararsi<sup>24</sup> in un segmento elastico (che opti per il mercato *as available*) e uno inelastico (che opti per il mercato *on demand*). Tuttavia, nel breve e medio periodo la curva di domanda sembra essere perfettamente inelastica. Nel lungo periodo, **la vera forma della curva di domanda è sconosciuta**: non è possibile conoscere ex-ante se la sezione elastica sia abbastanza popolata da poter sostenere l'intera produzione del segmento *as available*.

#### Come gestire il retail in caso di segmentazione del mercato

Il successo di un *market design* simile è strettamente legato allo step successivo del mercato elettrico, ossia il retail. Nel caso in cui fosse possibile offrire ai consumatori finali diversi prezzi dell'energia in base alla propensione individuale al rischio flessibilità, rivelando le preferenze individuali rispetto alla variabilità sia del prezzo che della disponibilità stessa dell'energia elettrica in certi orari, allora si potrebbe creare un mercato retail in cui i consumatori possono scegliere da quale segmento servirsi. I consumatori del mercato *as available* beneficerebbero di bassi prezzi dell'energia a fronte di un rischio quantità, mentre i consumatori nel segmento *on demand* pagherebbero un premium per la flessibilità. Da una parte, quindi, si incentiverebbero comportamenti virtuosi di consumo nei periodi di ampia disponibilità, mentre dall'altro si trasmetterebbe un informativo segnale sul valore della flessibilità. Nel caso, invece, in cui la tecnologia degli *smart meter* si sviluppasse ulteriormente e divenisse relativamente economica, sarebbe possibile<sup>25</sup> collegare ogni consumatore ad entrambi i segmenti di mercato in simultanea e provvedere in tempo reale ad informarli di quale tipo di energia stanno usufruendo in un determinato momento ed a quale prezzo (due prezzi fissi, decisi in fase di stipula del contratto per entrambi i segmenti, o variabile). Nel momento in cui la tecnologia lo permettesse, sarebbe possibile costruire contratti personalizzati caratterizzati da soglie di consumo: uno studio<sup>26</sup> propone come esempio una tariffa secondo la quale il cliente possa caricare liberamente la propria auto elettrica solo nei periodi di disponibilità di energia *as available*, a meno che la carica delle batterie dell'auto non sia sotto il 20%, valore raggiungibile anche attraverso energia spacciata dal mercato *on demand*. Un ulteriore esempio<sup>27</sup> di contratto proporrebbe accesso ad un prezzo fisso al mercato *as available* e 1000 ore all'anno di accesso al mercato *on demand* ad un altro prezzo fisso.

<sup>24</sup> Lynch, M., et al., *Future market design options for electricity markets with high RES-E: lessons from the Irish single electricity market*, ESRI working papers, settembre 2021.

<sup>25</sup> *The decarbonized electricity system of the future: the "two markets" approach*, The Oxford Institute for Energy Studies, giugno 2017.

<sup>26</sup> *Review of electricity market arrangements*, UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy, luglio 2022.

<sup>27</sup> *The decarbonized electricity system of the future: the "two markets" approach*, The Oxford Institute for Energy Studies, giugno 2017.



**Sarebbe comunque possibile, almeno inizialmente, rimandare il problema di segmentazione della domanda retail semplicemente determinando un prezzo uguale per tutti attraverso la ponderazione tra il mercato flessibile e quello rinnovabile.** In questo modo, tutti pagherebbero un prezzo per la flessibilità. La relativa maggior semplicità di questa soluzione, però, si accompagna al fatto che essa non garantisce una selezione della domanda secondo le preferenze dei singoli consumatori.

Le opzioni sono evidentemente moltissime, ma risulta chiaro come il livello di complessità sia dal punto di vista tecnologico che dal punto di vista della comunicazione coi clienti rischi di raggiungere vette molto alte. Un ulteriore problema da non sottovalutare potrebbe essere legato all'impossibilità per le famiglie appartenenti a basse fasce di reddito di optare per i prezzi più elevati del mercato *on demand*, col rischio di creare un mercato in cui si approvvigionano solo consumatori in grado di permettersi un premium sulla flessibilità, la quale potrebbe invece rivelarsi un miraggio per altri consumatori, costretti a limitarsi più dei primi nei propri comportamenti di consumo.

## REVISIONE DEL MARKET DESIGN: GREEN POOL

Una proposta  
alternativa prevede  
l'uso frequente di  
PPA

Il concetto di *Green Pool* è motivato, come nel caso precedente, dal desiderio di separare i mercati dell'energia rinnovabile intermittente da quello flessibile, ripristinando i corrispettivi segnali di prezzo. Si propone come un'alternativa più semplice da implementare rispetto ad una pura segmentazione del mercato, ma prevede la partecipazione attiva dell'autorità o del TSO. Secondo gli ideatori Michael Grubb e Paul Drummond<sup>28</sup>, **il TSO potrebbe operare come aggregatore sia di domanda che di offerta istituendo uno schema** (la parola inglese *pool* rende meglio l'idea) **comprendente la maggior parte (se non tutti) gli impianti di energia rinnovabile non programmabile.** Dal lato dei produttori, **la partecipazione alla *pool* assicura la vendita di energia elettrica a prezzo fisso secondo quanto indicato da dei contratti di *Power Purchase Agreement*,** ossia dei contratti di acquisto di energia elettrica a lungo termine. Tale tipologia di contratto è particolarmente adatta al caso delle energie rinnovabili in quanto assicurano un flusso di ricavi costante negli anni e permettono di aumentare considerabilmente la bancabilità dei progetti<sup>29</sup> di investimento. Il gestore della *pool*, in rappresentanza di tutti i produttori, gestisce il bilanciamento sul mercato tradizionale, con costi suddivisi equamente tra tutti i partecipanti dal lato dell'offerta. La *Green Pool* può anche essere costituita come entità giuridica a sé stante, sotto diretto controllo dello stato, più o meno aperta anche a partecipazioni di privati. Dal lato della domanda, è possibile stipulare contratti PPA con l'intero pool invece che col singolo produttore. In questo modo si diminuisce il rischio di controparte da entrambe le prospettive, in quanto ogni produttore serve formalmente molteplici clienti e ogni cliente è servito dalla *pool* nella sua interezza. Una forma di risparmio per coloro che partecipano dal lato della domanda in questo schema è data dal fatto che non si sostiene alcun tipo di costo legato al prezzo del carbonio, riducendo allo stesso tempo notevolmente la volatilità dei prezzi.

**Un modo per incentivare la partecipazione dal lato della domanda potrebbe essere quella di creare un limitato numero di contratti standard PPA a determinate durate e caratteristiche,** in modo che si possa creare un mercato secondario per i PPA: nel caso in cui un'azienda vada in

<sup>28</sup> Grubb, M. and Drummond, P., *UK industrial electricity prices: competitiveness in a low carbon world*, UCL Energy Institute, febbraio 2018.

<sup>29</sup> La stessa ACER, nel già citato report *EU wholesale electricity market design*, indica come prioritaria la maggior diffusione dei contratti PPA, anche ad attori che normalmente troverebbero difficoltoso accedervi, tramite sistemi di aggregazione di domanda e offerta.

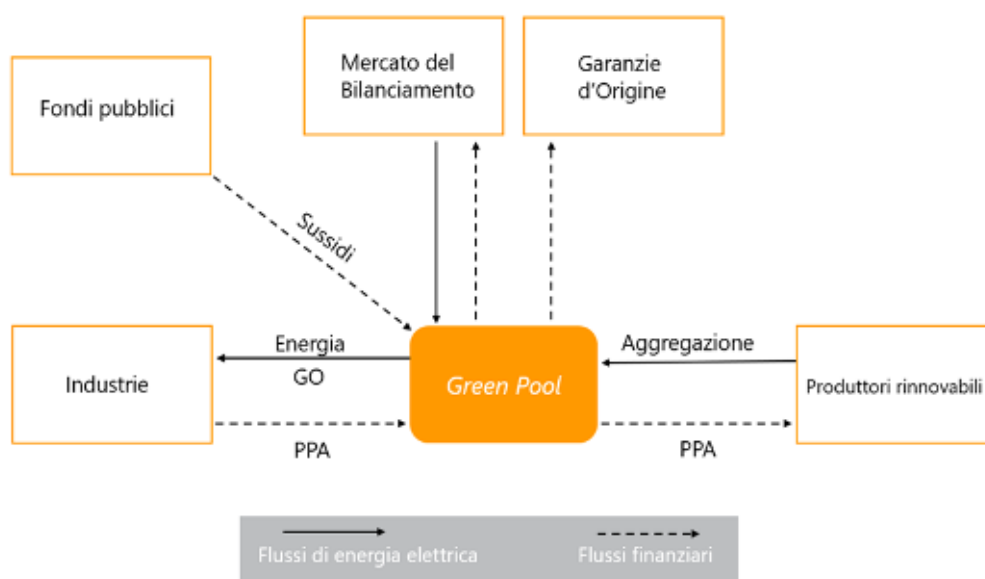
bancarotta dopo 6 anni di partecipazione al lato domanda della *Green Pool* potrà cedere a terzi il proprio contratto PPA standardizzato dalla durata residua ancora positiva (le durate consigliate in questo caso rientrano in una finestra di 10-20 anni).

I principali dubbi legati a questa proposta sono:

- il coinvolgimento in prima persona del TSO o di un ente di controllo e gestione creato ad-hoc, piuttosto che un meccanismo di puro libero mercato;
- la necessità di creare contratti facilmente scambiabili su un mercato secondario anch'esso da creare.

Nella figura a conclusione del paragrafo si può osservare uno possibile schema dei flussi energetici e finanziari in un meccanismo di *Green Pool*: i PPA possono essere negoziati bilateralmente tra clienti e produttori di energia rinnovabile oppure, come in figura, in forma "consorziale" tra singoli clienti e la *pool* nella sua interezza. In caso di trasferimenti pubblici sotto forma di sussidi, l'ente pubblico preposto al trasferimento può interfacciarsi direttamente con la *Green Pool* stessa.

### MECCANISMO DI FUNZIONAMENTO DI UNA GREEN POOL



Fonte: elaborazioni REF Ricerche su grafici da "The Green Pool: a concept for decarbonizing the electro-intensive industry of Greece", Enervis, 10.03.2021

In Italia, di recente, è stato fatto un piccolo passo che potrebbe rivelarsi molto interessante nell'ottica futura di una Green Pool: con la legge 27 aprile 2022 n. 34/2022 di conversione del DL 17 del 1 marzo 2022, viene concessa ai produttori di energia rinnovabile la facoltà di stipulare col GSE degli accordi di fornitura di energia a lungo termine (minimo 3 anni), il quale garantisce che i prezzi di tale energia siano direttamente praticati ai clienti finali, in particolare ad aziende energivore. Se è chiaro che la ratio alla base della norma sia quella di abbassare il costo dell'energia e sostenere la copertura dei costi degli impianti rinnovabili attraverso flussi stabili nel tempo, si può pensare ad un futuro in cui questo strumento venga modificato in una vera e propria Green Pool, col GSE a prendersi carico del ruolo di gestore della stessa. Perché ciò si concretizzi con successo, però, **è anche necessario che si lavori ad un framework ben chiaro per la stipula di contratti PPA**, oltre che ad una maggior condivisione di *best practices* da poter seguire in maniera semplice e rapida.

#### SEGMENTAZIONE IN DUE MERCATI E GREEN POOL A CONFRONTO

	Segmentazione	Green Pool
Complessità di implementazione	Molto complesso	Complesso
Grado di regolamentazione dello strumento	Aperto	Amministrato da TSO
Separazione tra fonti rinnovabili e non	Sì, ma non in maniera perfetta	Sì
Ruolo delle aste marginali orarie	Sì, per l'intero segmento <i>as available</i> e per la parte residua nel segmento <i>on demand</i>	Solo per soddisfare la domanda residua alla <i>Pool</i>
Decoupling tra prezzo del gas e prezzo dell'energia elettrica	Sì	Sì
Rischio di aumento della concentrazione nel segmento <i>on demand</i>	Alto	Medio, in quanto la domanda servita da <i>Green Pool</i> è prevalentemente solo di origine industriale
Necessità di tecnologie avanzate di <i>smart metering</i>	Sì	Preferibilmente

Fonte: elaborazioni REF Ricerche

---

## CONCLUSIONI

La struttura di mercato a prezzo marginale *Pay-As-Clear* potrà determinare forti incrementi volatilità sebbene, al momento, si tratti ancora del sistema più efficiente per la determinazione di segnali di prezzo sul mercato elettrico. Le conseguenze cominciano ad essere visibili già oggi, con gli altissimi prezzi dell'energia elettrica legati agli aumenti del prezzo del gas, ma lo saranno anche in futuro, quando le rinnovabili domineranno il mix elettrico e comporteranno, per l'appunto, elevati livelli di volatilità dei prezzi e di incertezza.

Per mitigare gli effetti del forte incremento dei prezzi dell'elettricità, diverse tipologie di *price cap* potrebbero essere implementate, ma solo quelle ex-post potrebbero offrire respiro dagli altissimi prezzi dell'energia elettrica attuali. In ogni caso, misure di questo genere possono solo essere temporanee, in quanto molto onerose per le casse pubbliche. Inoltre, esiste il rischio concreto di settare il *cap* ad un livello troppo basso, tale che i consumatori non reagiscano diminuendo la domanda di energia elettrica. Con il rischio di *shortage* sul mercato del gas per quest'inverno (e, di conseguenza, di elettricità) è fondamentale che il prezzo finale venga fissato correttamente: si consiglia una via intermedia tra i valori attuali, non sostenibili da famiglie ed imprese, e valori talmente bassi da essere disincentivanti verso comportamenti virtuosi di riduzione dei consumi.

Nell'orizzonte di medio termine, al fine di avere un mercato elettrico sostenibile e che fornisca i corretti segnali di prezzo sono necessari interventi di più ampio respiro, ma che presuppongono tempistiche maggiori.

In primo luogo, si può agire sul livello delle interconnessioni, aumentandone il livello tra aree e paesi, con benefici in termini di maggior bilanciamento tra domanda e offerta. Tale processo è tuttavia lungo ed estremamente costoso.

La seconda opzione riguarda la revisione del *market design* del mercato all'ingrosso. In tale contesto, il sistema *Pay-As-Bid*, da alcuni proposto come soluzione, non è implementabile in quanto incentiva i produttori ad avanzare offerte molto più alte rispetto al proprio costo marginale di produzione. Il risultato è un equilibrio di mercato sostanzialmente identico a quello che sarebbe il risultato oggi e un azzeramento dei segnali di prezzo legati alle varie tecnologie.

La proposta di un doppio mercato dell'energia elettrica composto da un segmento per le rinnovabili e un segmento per quegli impianti che offrono flessibilità presenta molte criticità, seppur sulla carta risulti attuabile. I maggiori problemi sono legati agli incentivi all'investimento in capacità flessibile e alla segmentazione del settore retail.

Infine, la *Green Pool*, ossia la proposta secondo la quale si costituisce un aggregatore di domanda e offerta per PPA su larga scala, sembra la più interessante, seppur sia entrata poco nel dibattito generale.

In ogni caso, la necessità di riformare il mercato elettrico a livello italiano ed europeo è impellente e la riforma risultante deve essere in grado di fronteggiare sia i problemi di prezzo odierni che i futuri di volatilità per evitare di dover rimettere mano all'intero sistema nel giro di un decennio.

**PRO E CONTRO DEGLI STRUMENTI ANALIZZATI**

	Tipologia	Efficacia a ridurre il prezzo/volatilità	Fattibilità, facilità di implementazione	Livello di potenziamento degli effetti di mercato	Principali effetti collaterali
Price cap al prezzo del gas	Breve termine	Bassa	Facile	Elevato (rischio di shortage di offerta)	Alto rischio di shortage di offerta; rischio di arbitraggio
Price cap al prezzo elettrico	Breve termine	Buona	Facile	Elevato	Difficoltà nello stabilire il livello del cap; costoso nel medio termine; rischio di arbitraggio tra paesi
Cap alle rendite Intra-marginali	Breve termine	Buona	Facile	Elevato	Difficoltà nello stabilire il livello del cap; costoso nel medio termine; rischio di arbitraggio tra paesi
Pay-as-Bid	Brevi/medio termine	Nulla	Facile	Medio	Reazione ottima dei partecipanti è offerta ad alto prezzo; annullamento dai segnali di prezzo
Segmentazione in due mercati	Medio/lungo termine	incerta	Molto complessa	Elevato	La suddivisione (esogena) della domanda determina il prezzo finale; alto rischio concentrazione nel segmento on demand
Green Pool	Medio termine	Buona	Complessa	Bassa	Necessaria la partecipazione del settore pubblico; necessario un chiaro framework per PPA

Fonte: elaborazioni Laboratorio REF Ricerche