

Disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal prezzo del gas

Realtà o fantasia?

Di Luca Lo Schiavo e Carlo Stagnaro

Il dibattito sui costi dell'energia elettrica in Italia ha raggiunto un nuovo picco di intensità. Durante l'assemblea di Confindustria, e davanti a Giorgia Meloni, il presidente Emanuele Orsini ha parlato di rischio "deindustrializzazione" e ha chiesto il disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità da quello del gas.¹ La Premier ha risposto citando una indagine (all'epoca) in corso sui costi del mercato elettrico,² probabilmente riferendosi a [quella pubblicata a inizio luglio dall'Autorità](#) sul mercato del giorno prima (MGP) per il biennio 2023-24 (ARERA, 2025). Tuttavia, su tale rapporto poi dalla stessa maggioranza sono arrivate molte critiche (a prima vista, in difesa dei produttori) dai deputati intervenuti nel corso dell'audizione alla Commissione attività produttive della Camera il 23 luglio 2025, nonostante mettesse in luce potenziali comportamenti di manipolazione del prezzo alla luce del regolamento europeo REMIT.

In questo contesto di crescente pressione politica e industriale, che si salda con l'incertezza derivante dalle difficoltà di pervenire al necessario accordo tra maggioranza e opposizione, previsto dalla legge 481/1995 per l'iter di rinnovo del Collegio dell'Autorità, è fondamentale fare chiarezza sui meccanismi di formazione dei prezzi e sulle reali soluzioni strutturali disponibili, anche in relazione alle effettive possibilità di monitorare il mercato all'ingrosso e di individuare e reprimere comportamenti abusivi degli operatori.

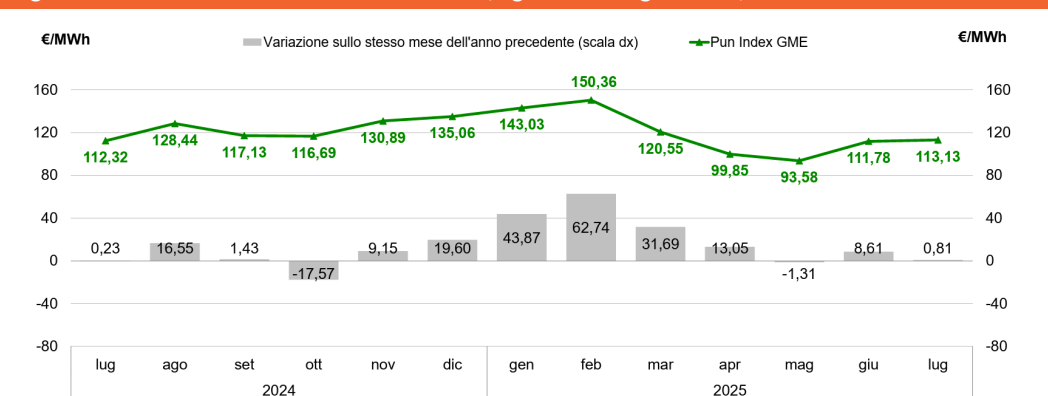
Nella borsa elettrica italiana il PUN index (che ha sostituito il PUN, prezzo unico nazionale, a partire da gennaio 2025) è stabilmente sopra ai 100 euro/MWh in media mensile, con poche eccezioni in cui è sceso leggermente al di sotto di tale soglia (Figura 1).

Luca Lo Schiavo è Senior Regulatory Specialist presso ERRA. Carlo Stagnaro è direttore ricerche e studi dell'Istituto Bruno Leoni

1 https://public.confindustria.it/repository/2025/05/26210326/Relazione_Presidente_2025.pdf

2 "Stiamo anche lavorando a un'analisi del funzionamento del mercato italiano per comprendere se eventuali anomalie nella formazione del prezzo unico nazionale possano essere la causa di aumenti ingiustificati, perché sarebbe inaccettabile se ci fossero speculazioni sulla pelle di chi produce e crea occupazione" <https://www.governo.it/it/articolo/intervento-del-presidente-meloni-allassemblea-di-confindustria/28828>

Figura 1. Andamento del PUN index su MGP (luglio 2024-luglio 2025)



Fonte: Newsletter GME

La principale determinante dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica è l'andamento dei prezzi del gas naturale e, in seconda battuta, le quotazioni della CO₂. Secondo quanto descritto nel [Rapporto Draghi](#) sulla competitività dell'economia europea, nel 2022 il gas ha determinato il prezzo dell'energia elettrica nel nostro paese in circa il 90% delle ore, pur incidendo sulla generazione complessiva per poco più del 40% (Draghi, 2024, p.10). Questo ha portato molti a identificare nel *system marginal price* (SMP) – la regola che governa il funzionamento delle principali sessioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica – la causa principale degli alti costi.

Il meccanismo attuale prevede che il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica 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. Il prezzo marginale viene quindi pagato a tutti i produttori, indipendentemente dai loro costi di produzione. L'indagine ARERA riguarda proprio [potenziali manipolazioni del mercato in questa fase di formazione del prezzo](#), che non è l'unica ma è la principale. Il funzionamento di MGP nei prossimi anni dovrebbe subire dei cambiamenti sostanziali, tra cui il passaggio dall'attuale prezzo unico per i consumatori a un sistema di prezzi zonal (diversi le singole zone di mercato non più solo dal lato dell'offerta ma anche dal lato della domanda) e l'intensificazione della frequenza delle aste (da orarie a quortarie). Tali riforme, per quanto rilevanti, sono secondarie ai fini di questo articolo, quindi le ignoreremo.

L'uscita dal SMP non risolverebbe i problemi strutturali dell'energia italiana per due ragioni fondamentali:

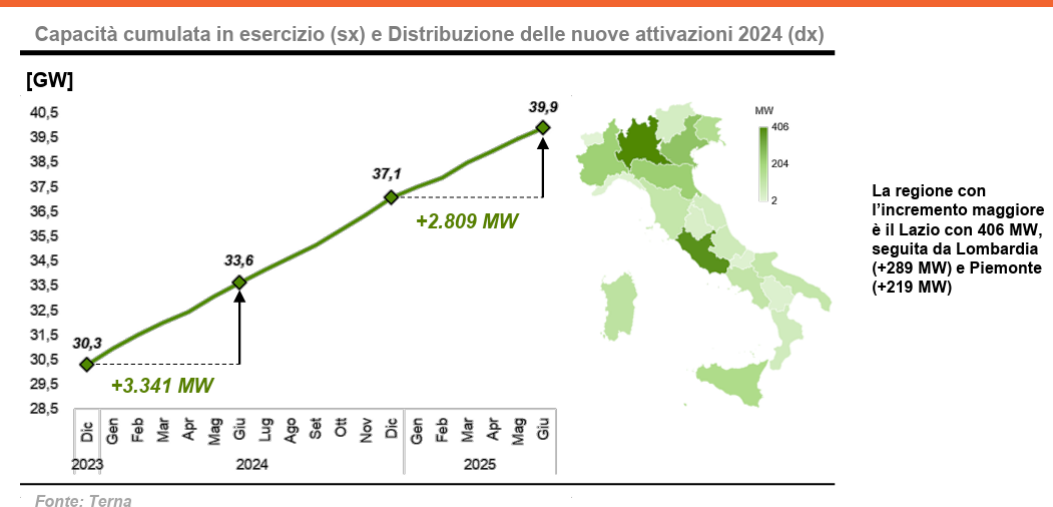
- Primo, cambierebbero le strategie di offerta degli operatori ma non i fondamentali del mercato. I produttori di energia rinnovabile, oggi remunerati al prezzo marginale superiore ai loro costi, dovrebbero modificare le loro strategie di offerta per riflettere i costi reali. Questo comporterebbe una redistribuzione dei ricavi ma non necessariamente una riduzione strutturale dei prezzi per i consumatori (Ranci e Pototschnig, 2022).
- Secondo, nell'Unione europea un simile dibattito si è già svolto – e si è concluso. La recente riforma del mercato elettrico dell'Unione europea, nota

come *Electricity Market Design Reform*, adottata nel luglio 2024, rappresenta il quinto pacchetto energia dell'UE e ha mantenuto sostanzialmente inalterato il sistema del prezzo marginale, introducendo piuttosto strumenti complementari come i contratti per differenza (CfD) e meccanismi di protezione dei consumatori.

Non è un caso, del resto, se – con alcune variazioni e peculiarità – il sistema del prezzo marginale (o meccanismi analoghi) sia largamente adottato nei diversi paesi o regioni del mondo: se si vuole massimizzare l'efficienza di breve termine del sistema, cioè garantire che il fabbisogno elettrico sia soddisfatto selezionando tutti e soli gli impianti che minimizzano il costo complessivo, i prezzi di equilibrio devono riflettere i costi marginali del sistema (Joskow e Léautier, 2021). Tale sistema presuppone che tutti gli impianti i cui costi variabili sono inferiori al prezzo di equilibrio vengano remunerati attraverso la cosiddetta "rendita inframarginale", nell'assunzione che abbiano presentato offerte in linea con il loro costo variabile di breve periodo. La rendita inframarginale svolge in realtà una funzione importante come segnale di lungo periodo, soprattutto per gli investimenti in tecnologie pulite che tipicamente hanno costi variabili molto ridotti o prossimi a zero (a fronte di costi fissi significativi, che vengono appunto coperti dalla rendita inframarginale).

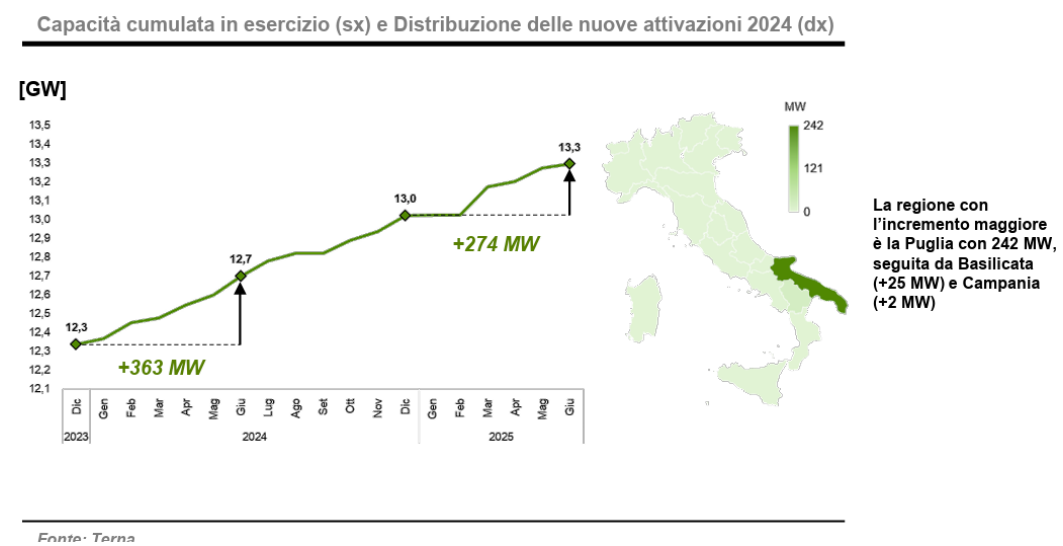
Con la crescente preoccupazione a livello globale per i cambiamenti climatici e la volontà di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili, sempre maggiore centralità è stata acquisita da parte delle fonti di energia rinnovabile (e, in prospettiva, del nucleare). La rendita inframarginale fornisce il segnale di mercato necessario per continuare ad attrarre capitali verso queste tecnologie. E proprio nelle fasi in cui i prezzi del gas raggiungono livelli molto alti, facendo crescere a dismisura tali rendite, esse manifestano nel modo più forte la propria funzione, creando prospettive di profitto molto elevate e quindi incoraggiando gli investimenti in fonti diverse dal gas. E' anche per questo – e non solo per le semplificazioni che pure ci sono state e hanno avuto un ruolo – che l'installazione di fonti rinnovabili in Italia ha raggiunto livelli record negli ultimi anni (Figure 2 e 3).

Figura 2. Capacità cumulata in esercizio (sx) e Distribuzione delle nuove attivazioni 2024 (dx) da solare fotovoltaico



Fonte: Rapporto mensile Terna giugno 2025

Figura 3. Capacità cumulata in esercizio (sx) e Distribuzione delle nuove attivazioni 2024 (dx) da eolico ndex su MGP (luglio 2024-luglio 2025)



Fonte: Rapporto mensile Terna giugno 2025

Tuttavia, nel dibattito politico si è andata via via sviluppando una forma di refrattarietà alla rendita inframarginale, in particolare quella a favore delle rinnovabili, come se questa fosse un difetto (e non la caratteristica fondante) del sistema. Dimenticando, da un lato, che per molti degli impianti che si avvalgono del sostegno economico dei vecchi “Conti energia”, questa rendita è neutralizzata e viene incamerata dal GSE (che la usa per ridurre gli oneri generali di sistema); e dall’altro che le alternative praticabili al SMP, dal *pay as bid* alle offerte complesse che da qualche anno si stanno affermando in alcuni mercati USA (Battle e altri, 2020), non hanno proprietà intrinseche superiori al SMP in termini di minor costo totale di sistema.³ Anche i fautori del passaggio al *pay as bid* (tra cui uno degli autori di questo articolo) riconoscono che, in condizioni ideali, l’esito dei due sistemi è il medesimo: cioè entrambi i meccanismi non possono che avere un prezzo di equilibrio pari ai costi marginali. La preferenza per l’uno o per l’altro è legata essenzialmente agli effetti che possono avere sulle condotte degli operatori, semplificando o scoraggiando condotte manipolatorie.⁴ A ogni modo, anche il dibattito tra i fautori del *pay as bid* e quelli del *system marginal price* si è svolto nel passato, è stato a tratti intenso e si è risolto con una vittoria dei secondi.

La tentazione di identificare nel *system marginal price* il capro espiatorio dei problemi energetici italiani è forse comprensibile per esponenti politici che vogliono semplificare, ma è molto fuorviante (tanto è vero che nessuno riesce a “mettere a terra” queste fantasie). Nel box “*La bacchetta magica esiste solo per chi ci crede*” abbiamo raccolto alcune dichiarazioni recenti di personalità sulla scena della *public*

3 Il tentativo teorico di dividere in due il mercato in modo ottimo separando le fonti – da un lato quelle a costo marginale trascurabile e dall’altro lato tutte le altre, pur affrontato sul piano modellistico (Frangioni e Lacalandra, 2022), non ha ancora nessuna implementazione pratica per le complessità operative che comporta.

4 <https://lavoce.info/archives/92758/sul-prezzo-del-energia-elettrica-vanno-riviste-le-regole/>

policy. La vera sfida consiste da un lato nell'assicurare l'adeguato livello di *enforcement* (monitoraggio del mercato e ove necessario procedimenti sanzionatori ove si riscontrino elementi di presunta manipolazione di mercato⁵) nell'implementare riforme strutturali che riducano il peso degli oneri impropri sulle bollette delle imprese, mantenendo al contempo gli incentivi necessari per la transizione energetica.

Il dibattito sull'energia deve evolvere oltre le soluzioni apparentemente semplici e a volte misteriose per abbracciare riforme complesse ma efficaci, come la proposta ARERA di fiscalizzazione graduale degli oneri generali di sistema, sollecitata dal Governo Meloni e poi accantonata, che appare ancora più urgente alla luce dei dati pubblicati da ARERA in termini di euro/MWh dovuti per questa voce di spesa dalle diverse categorie di utenza⁶. Solo così sarà possibile conciliare competitività industriale e sostenibilità ambientale in un quadro normativo europeo che non può essere ignorato.

La bacchetta magica esiste solo per chi ci crede

Il dibattito pubblico sul decoupling è stato caratterizzato da una serie di dichiarazioni che tradiscono scarsa comprensione dei meccanismi di funzionamento del mercato elettrico. Un fenomeno trasversale che ha coinvolto politici, imprenditori e persino ex regolatori. Vediamo alcune delle principali "fesserie" pronunciate da personaggi autorevoli:

L'illusione della soluzione nazionale istantanea

Durante la campagna elettorale del 2022, il tema del decoupling è diventato un mantra ricorrente. "Il disaccoppiamento può essere realizzato subito anche a livello nazionale. E secondo i nostri calcoli avrebbe un costo sostenibile e un effetto immediato sulle bollette", dichiarava Giorgia **Meloni** il 9 settembre 2022. Le promesse erano ambiziose: "Scollegare il prezzo dell'energia elettrica da quello del gas, è una proposta che siamo disposti a votare anche domani".

La realtà si è rivelata ben diversa. Nel primo decreto del nuovo governo sull'energia del novembre 2022, del disaccoppiamento non si è parlato affatto. Come era prevedibile: implementare il decoupling a livello nazionale avrebbe significato uscire dal mercato europeo integrato, con conseguenze economiche devastanti. L'Italia finirebbe per staccarsi dal resto dell'Unione Europea riguardo al mercato dell'energia, una mossa che nessun governo responsabile può permettersi.

5 In particolare a seguito di una indagine conoscitiva così approfondita, infatti, nella fase istruttoria del procedimento l'impresa avrebbe la facoltà – con tutte le garanzie a difesa – di dimostrare al regolatore i propri costi variabili, evitando in questo modo che i tempi della pre-istruttoria tecnica siano eccessivamente lunghi e che l'istruttoria formale sia sostanzialmente ripetitiva della pre-istruttoria tecnica (ARERA, 2023b).

6 L. Lo Schiavo, C. Stagnaro "Bollette, darsi una mossa" *Il Foglio*, 30 luglio 2025

Energy Release e decoupling

L'ex ministro della Transizione Ecologica Roberto Cingolani il 16 settembre 2022 annunciava: "Ieri ho firmato il decreto ministeriale energy release che dedica 18 terawattora con la mediazione del Gse alle categorie industriali interrompibile energivori a un prezzo controllato di 210 euro al MWh rispetto agli attuali 450".

Il problema non stava nella misura in sé, ma nella sua presentazione. Cingolani presentò l'Energy Release come "un primo decoupling per separare il prezzo dell'energia elettrica da quello del gas", generando un equivoco pericoloso. L'Energy Release era in realtà un semplice sussidio alle imprese energivore, finanziato dalla collettività attraverso il GSE, senza alcun impatto strutturale sul meccanismo di formazione dei prezzi. "Siamo leggermente in anticipo sulla discussione europea", sosteneva Cingolani, ma in realtà semplicemente spalmando una parte della bolletta energetica degli industriali su altre categorie di consumatori (principalmente le piccole e medie imprese).

Il fraintendimento industriale: Confindustria e i suoi presidenti

Anche il mondo imprenditoriale ha mostrato confusione sui meccanismi energetici. Carlo Bonomi, presidente di Confindustria fino al 2024, ha ripetutamente invocato soluzioni nazionali. "Se l'Europa non vuole, dobbiamo agire da soli: un tetto che valga in Italia sul prezzo del gas comprato all'ingrosso, molto sotto i livelli attuali", dichiarava Bonomi nell'aprile 2022.

La proposta di Bonomi era "fattibilissima" secondo le sue valutazioni: "L'A-rera convoca gli importatori di gas e chiede trasparenza. Può farlo. Dobbiamo sapere quanto pagano il gas e conoscere la durata dei contratti". Una visione semplicistica che ignorava completamente l'integrazione dei mercati europei e i vincoli del diritto comunitario.

Il suo successore, Emanuele Orsini, ha ereditato la stessa linea confusa. "Dopo tutti gli incentivi per le rinnovabili, noi non possiamo più accettare di continuare a pagare l'energia al prezzo vincolato a quello del gas. Per questo dobbiamo entrare subito nella logica del disaccoppiamento", ha dichiarato Orsini all'assemblea 2025 di Confindustria. Ma non è chiaro come dovrebbe realizzarsi nel concreto questo disaccoppiamento, ammette persino la stampa specializzata.

Il decoupling che "già c'è": l'errore degli esperti

L'ex presidente ARERA Guido Bortoni, in qualità di vicepresidente dell'associazione Elettricità Futura che rappresenta i produttori di energia elettrica, ha dichiarato che "Il disaccoppiamento c'è già, non c'è bisogno di evocarlo, e non sono le norme che lo consentiranno, il disaccoppiamento è contrattuale". Questa affermazione confonde il decoupling strutturale del mercato con i contratti bilaterali a lungo termine (PPA), che non sono incompatibili con il normale funzionamento della borsa, anzi, e possono rappresentare un volano per la crescita delle fonti rinnovabili (Stagnaro e Zorzoli, 2024).

In un'altra occasione, Bortoni e Gallo (2025) hanno scritto che "per trovare

la via giusta del disaccoppiamento, occorre distinguere i tre momenti (modo passato, fase presente e modo futuro) della transizione energetica”, come se si potesse progettare un sistema di prezzi diverso per ogni “momento” (o modo, o fase) temporale. La realtà è che i PPA possono trasferire alcuni benefici finanziari ai consumatori finali (o, meglio, alle controparti contrattuali) ma non possono cambiare la realtà fisica sottostante: se in una zona di mercato vi è eccesso di fonti rinnovabili, i prezzi scenderanno a zero o sotto zero nei momenti di massima produzione; ma nelle altre ore dell’anno dovranno subentrare altre tipologie di impianto (o sistemi di accumulo) per soddisfare il fabbisogno. Inoltre, i PPA (o, se è per questo, i contratti alle differenze) possono trasferire ai consumatori finali i benefici derivanti dai bassi costi di produzione dell’energia ma non possono garantire il profilo orario, che è ciò che rileva ai fini del funzionamento del sistema: il consumatore vuole guardare la finale di *Champions* alla sera mentre si svolge, non il giorno successivo a mezzogiorno quando brilla il sole. Se nei PPA (o CfD) si includesse il costo del profilo – cioè l’esigenza di accumulare l’eccesso di produzione in un certo momento per restituirlo in un momento successivo – difficilmente i prezzi finali sarebbero altrettanto convenienti.

Quello che conta, a tal fine, è il prezzo finale che i consumatori pagano (e i costi sottostanti che lo generano), non il mero prezzo all’ingrosso, che ne costituisce una parte. Il saldo netto tra le riduzioni del prezzo all’ingrosso e gli incrementi dei costi di sistema è una questione empirica, non teorica, che deve tenere conto non solo degli incentivi alle fonti rinnovabili ma anche di altre componenti di costo (reti, accumuli, mercato della capacità, ecc.) (Liebensteiner et al., 2025). Ulteriori interventi di *policy* possono spostare il peso di questi costi dall’una all’altra categoria di consumatori (come in parte già avviene) ma non possono cancellare i costi.

Detto in altri termini, non c’è architettura regolatoria che possa fare scomparire dei costi reali né che possa cambiare la realtà fisica della congestione o della adeguatezza della rete.

L’illusione della convergenza europea

Il fraintendimento più diffuso ha riguardato l’esistenza di una presunta “strada europea” verso il decoupling. Già nel dicembre 2021, Italia, Francia e Spagna, Romania e Grecia avevano chiesto una riforma incisiva delle regole del mercato, accoppiamento gas-elettricità incluso. Altri nove Paesi (Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Irlanda, Lettonia, Lussemburgo, Paesi Bassi) erano disponibili a considerare variazioni, ma solo a patto di non sconvolgere l’assetto esistente.

Il risultato è stato prevedibile: la riforma dell’*Electricity Market Design* del 2024 ha mantenuto sostanzialmente inalterato il meccanismo del *system marginal price*, introducendo solo strumenti complementari come i contratti per differenza. La “convergenza europea” sul *decoupling* di cui si è parlato per mesi si è tradotta in una conferma sostanziale dello *status quo*.

Le conseguenze di tanta confusione

La proliferazione di dichiarazioni fuorvianti ha prodotto effetti negativi concreti:

- 1) disorientamento dell'opinione pubblica: cittadini e imprese hanno sviluppato aspettative irrealistiche su soluzioni magiche inesistenti;
- 2) perdita di tempo prezioso: mentre si inseguivano chimere, si sono trascurate le vere riforme strutturali come la fiscalizzazione degli oneri e si è alimentata la credenza che si potesse trasformare, in pochi anni, l'intero sistema energetico senza costi e, anzi, con dei benefici;
- 3) delegittimazione delle istituzioni: promesse non mantenibili hanno eroso la credibilità di chi le ha formulate;
- 4) distorsione del dibattito: la discussione si è concentrata su soluzioni apparenti invece che su problemi reali.

Le dichiarazioni analizzate condividono errori concettuali ricorrenti:

- fraintendimento del problema di fondo: il c.d. *decoupling* non elimina i costi elevati, li redistribuisce. Se il gas costa caro per ragioni geopolitiche, qualcuno deve comunque pagare la differenza tra il prezzo di mercato e quello "amministrato"; e se il gas deve essere sostituito con altre fonti, queste pure comportano dei costi che possono avere caratteristiche o natura differenti, ma non per questo sono inesistenti.
- ignoranza sui meccanismi di mercato: cambiare il meccanismo di *pricing* non cambia i fondamentali economici dell'offerta e della domanda. Gli operatori adatterebbero le loro strategie, ma i costi complessivi rimarrebbero invariati e i prezzi di equilibrio continuerebbero a riflettere i costi marginali del sistema.
- confusione tra emergenza e struttura: misure temporanee di sostegno (come l'Energy Release 1.0 o altri meccanismi emergenziali quali il *cap* sui ricavi di mercato delle fonti rinnovabili) vengono spacciate per riforme strutturali del mercato;
- sottovalutazione della complessità normativa: il mercato elettrico europeo è un sistema integrato da decenni di normative comunitarie: non si può "uscire" unilateralmente senza conseguenze devastanti; né si può aggirare la normativa europea sugli aiuti di Stato, come si è tentato di fare, almeno inizialmente e comunque senza successo, per l'Energy release 2.0;
- wishful thinking istituzionale: si attribuisce alle istituzioni europee posizioni che non hanno mai assunto, creando false aspettative.

La lezione è chiara: quando si parla di energia, la bacchetta magica non esiste. Le soluzioni vere richiedono competenza tecnica, visione di lungo termine e, soprattutto, onestà intellettuale nel riconoscere che non esistono scorciatoie indolori. Il *decoupling* è diventato il simbolo di questa ricerca illusoria della soluzione facile, quando la risposta era già scritta nelle [proposte tecniche di ARERA](#): fiscalizzare gli oneri impropri, misura complessa ma efficace che richiede coraggio politico vero, non slogan dal sapore elettorale (ARERA, 2023a; Lo Schiavo e Stagnaro, 2024). Oltre a questo, anche cambiamenti strutturali nella composizione della domanda e dell'offerta – la crescita delle fonti rinnovabili, l'aumento della flessibilità, l'incremento della domanda attraverso l'elettrificazione e quindi la possibilità di spalmare i costi fissi del sistema su una platea di consumatori più ampia – possono avere effetti sui prezzi medi dell'energia. E' molto probabile, per esempio, che la riduzio-

ne delle ore in cui il gas è la tecnologia marginale sortisca tale effetto. Ma si tratta di una questione da verificare caso per caso, in funzione delle condizioni e delle caratteristiche concrete dei singoli investimenti, la quale non può trovare risposte né semplicistiche, né fideistiche, né meramente di architettura istituzionale.

E alla luce della travagliata presentazione del Rapporto dell'indagine conoscitiva di ARERA sugli esiti di MGP nel biennio 2023-24, a cui abbiamo fatto già cenno nell'apertura di questo contributo, mentre si svolgono le verifiche "caso per caso" previste dal Regolamento europeo per l'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia (REMIT), che il Presidente di ARERA ha assicurato non si fermeranno a causa del regime di prorogatio intervenuto a causa delle mancate designazioni dei Componenti del nuovo Collegio di ARERA, vogliamo sottolineare un aspetto poco considerato nel dibattito sul disegno del mercato, ma a nostro parere essenziale: la capacità di monitoraggio regolatorio deve essere una considerazione esplicita nel market design. In altri termini, il meccanismo di formazione del prezzo va esaminato anche alla luce della capacità del regolatore di individuare e contrastare adeguatamente le eventuali manipolazioni di mercato⁷.

In via generale, strutture di mercato semplificate e trasparenti abilitano sorveglianza migliore dei mercati all'ingrosso. Come ha detto anche il Presidente Besseghini nell'audizione del 23 luglio 2025 alla Commissione attività produttiva della Camera, il *system marginal pricing* fornisce capacità di sorveglianza superiore perché tutte le risorse dovrebbero offrire vicino al costo marginale, creando benchmark chiari per rilevare offerte superiori ai livelli competitivi.

Non è proprio il momento di indebolire l'enforcement di ARERA, già messo a dura prova da una giurisprudenza del Consiglio di Stato particolarmente severa in materia di termini dei procedimenti sanzionatori. Considerate le difficoltà che ARERA sta incontrando, in regime di SMP, a dimostrare le ipotesi di trattenimento economico di capacità emerse dall'indagine conoscitiva, forse dovrebbe bastare questo a conservare il metodo attuale senza adottare riforme cervelotiche che rischiano di complicare il funzionamento del mercato e conseguentemente le attività di sorveglianza, persino se non ci fosse il vincolo europeo – che comunque c'è.

7 Il concetto di manipolazione di mercato è definito in via legislativa nell'ordinamento europeo all'articolo 2, paragrafo 2, del Regolamento (UE) N. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio.

Bibliografia

- ARERA (2023a), Proposta dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente in tema di trasferimento alla fiscalità generale di oneri generali di sistema, Allegato A alla Delibera 28 settembre 2023 432/2023/I/com.
- ARERA (2023b), Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni, , Allegato A alla Delibera 22 dicembre 2023 598/2023/E/com.
- ARERA (2025), Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, Allegato A alla Delibera 1 luglio 2025 302/2025/R/eel.
- Battle C., I. Herrero and P. Rodilla (2020), Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets, Working papers, MIT CEEPR (Center for Energy and Environmental Policy Research), July 2020
- Bortoni, G. e F. Gallo (2025), Disaccoppiamento non è spezzettare il mercato né una fuga nel "fai da te", *Staffetta Quotidiana*, 16 giugno 2025.
- Draghi, M. (a cura di) (2024), The future of European competitiveness. Part B: In-depth analysis and recommendations, Settembre 2024.
- Frangioni, A. e F. Lacalandra (2022), Mercati dell'Energia Efficienti a Prezzi Marginali Disaccoppiati, Technical Report, Università di Pisa (<https://pages.di.unipi.it/frangio/papers/MGPDecoupling-ITA.pdf>)
- Joskow, P.L. and Léautier, T.-O. (2021), Optimal wholesale pricing and investment in generation: the basics, in J.-M. Glachant, P.L. Joskow and M.G. Pollitt (eds.), *Handbook on Electricity Markets*, Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing, pp.36-72.
- Liebensteiner, M., F. Ocker e A. Abuzayed (2025), High electricity price despite expansion in renewables: How market trends shape Germany's power market in the coming years, *Energy Policy*, 198, 114448.
- Lo Schiavo, L. e C. Stagnaro (2024), Adelante con juicio: la fiscalizzazione degli oneri generali di sistema nel settore elettrico, *Bilancio Comunità Persona*, 1-2024, pp.120-139.
- Ranci, P. e A. Pototschnig (2022), Meccanismi di mercato per l'elettricità e il gas, *Energia*, 1/2022, pp.32-34.
- Stagnaro, C. e G.B. Zorzoli (2024), Un errore prediligere i Cfd ai Ppa, *Energia*, 3/2024, pp.76-81.

IBL Focus

Chi Siamo

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

Cosa Vogliamo

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.