POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Gestionale e della Produzione

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea Magistrale

Disegno del mercato elettrico e comportamenti strategici degli operatori



Relatore

prof. Carlo Cambini

Candidato

Francesco Bocci

Settembre 2026

ABSTRACT

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica paga tutti i venditori accettati al prezzo dell'offerta che chiude la domanda. Ne nasce un incentivo che non richiede accordi fra imprese: offrire parte della propria capacità a un prezzo che non verrà accettato riduce l'energia a buon mercato e alza il prezzo incassato sul resto. Quando la rete si congestiona e le zone formano prezzi distinti, l'incentivo diventa locale e prescinde dalla taglia di chi lo esercita. Nel 2025 ARERA ha pubblicato un'indagine sul biennio 2023-2024 che individua trattenimento economico di capacità in oltre metà delle ore, per decine di TWh.

L'indagine poggia su un registro tecnologico degli impianti che nessuno, fuori dall'Autorità, possiede. Senza quell'accesso una stima alternativa dei volumi non è producibile. La tesi ricostruisce allora l'anagrafica dove le fonti pubbliche lo consentono, dichiarando i margini di errore, e privilegia analisi che dalla classificazione tecnologica dipendono solo in parte: lo stato della rete, il comportamento della singola unità nel tempo, il modo in cui la capacità compare o non compare nella curva di offerta.

La base empirica è l'archivio pubblico delle offerte del mercato del giorno prima, gradino per gradino. L'anagrafica è ricostruita da fonti indipendenti dal comportamento di offerta: attribuire la tecnologia guardando ai prezzi richiesti è stato escluso, perché un impianto rinnovabile che offra a prezzi da centrale a gas verrebbe classificato come tale e sparirebbe dal fenomeno da misurare. L'analisi copre principalmente i cicli combinati, i soli su cui la ricostruzione anagrafica raggiunge copertura sufficiente.

La ricostruzione raggiunge il 94,5% della potenza a ciclo combinato e restituisce volumi entro circa l'8% da quelli pubblicati. Il numero di operatori resta invece inferiore della stessa quantità in entrambi gli anni, firma della copertura mancante.

Il risultato centrale riguarda la misura. Contare un'offerta come trattenuta solo se il prezzo zonale supera il costo dell'impianto qualifica la condotta, ma decide anche quante ore siano osservabili: la quota passa da bassi valori % a quasi il 100% al crescere dello scostamento del prezzo zonale dalle altre, e fra i due anni cresce in ogni classe in cui la rete si separa, restando ferma dove il prezzo è unico. Il primo trimestre 2024 lo mostra. I prezzi crollano di oltre il 40% e il trattenimento raddoppia; circa metà del salto viene dal gas che scende più dell'elettricità, quindi dalla soglia superata più spesso, e il ricarico medio delle offerte contate si dimezza. Il conteggio si allarga catturando casi marginali, non più gravi.

Il fenomeno di trattenimento è concentrato: diciassette unità su circa ottanta spiegano metà del trattenimento del biennio, i primi sei operatori circa il 90%. Due ipotesi non trovano invece

riscontro: il trattenimento fisico severo non si osserva, e un trattenimento eolico strumentale alla capacità termica dello stesso portafoglio non emerge con la potenza statistica disponibile.

Come soglia che fa scattare un’istruttoria il criterio è corretto; come serie confrontabile fra anni e zone no. Affiancare al conteggio la misura della finestra in cui è stato ottenuto è il correttivo più immediato.

INDICE

1. INTRODUZIONE.....1

2. SEZIONE TECNICA.....5

2.1. Introduzione sezione.....5

2.2. I soggetti del mercato: chi rende il mercato osservabile e chi lo osserva.....5

2.2.1. Chi gestisce il mercato e ne produce i dati: GME e Terna.....5

2.2.2. Chi osserva, indaga e sanziona: ARERA, ACER, AGCM.....5

2.2.3. Il contorno istituzionale.....6

2.3. Struttura mercati energia elettrica: analisi strategica.....7

2.3.0. La formazione del prezzo: ordine di merito, prezzo marginale, rendita inframarginale 8

2.3.1. Mercato a pronti dell'energia (MPE).....9

2.3.2. Mercati a termine (MTE).....19

2.3.3. Mercato della capacità.....21

2.3.4. Il mercato elettrico italiano nel contesto europeo: integrazione e limiti del market coupling.....27

2.3.5. Le modalità di offerta: granularità, struttura e implicazioni per il monitoraggio.....30

2.3.6. Mercato Locale della Flessibilità (MLF).....35

2.3.7. Piattaforma Conti Energia a Termine PCE e Piattaforma di Nomina (PN).....35

2.3.8. Bacheca PPA.....36

2.3.9. Mercati dell'Ambiente: Quote di Emissione (EU ETS) e Garanzie di Origine (GO).....39

2.3.10. Il mercato del gas naturale e il suo legame con il prezzo dell'elettricità.....41

2.4. Focus tecnici mercati.....46

2.4.1. Zone di offerta.....46

2.4.2. Euphemia: struttura, logica e implicazioni strategiche.....52

2.4.3. Il PUN e il suo superamento: prezzo unico, prezzi zonali e segnale locale.....57

2.5. Il trattenimento economico di capacità: leve, pivotalità, identificazione.....63

3. ANALISI DATI.....67

3.1. Dati e metodo.....67

3.2. Dalla fonte grezza alla base interrogabile.....67

3.3. Due limiti strutturali....71
3.4. La ricostruzione dell'anagrafica....72
3.5. Il costo di riferimento....76
3.6. La replica dello screening....79
3.7. Cosa seleziona la condizione 2....80
3.8. Dalle medie ai percentili....85
3.9. Trattenimento per fascia oraria e il primo trimestre 2024....89
3.10. Panel a effetti fissi....93
3.11. I prezzi negativi....96
3.12. I portafogli integrati....99
3.13. Sintesi finale analisi dati....104
4. CONCLUSIONI....106
5. BIBLIOGRAFIA....110
APPENDICE....115

1. INTRODUZIONE

Questa tesi si occupa del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano, cioè della sede in cui i produttori vendono l'energia e i grandi acquirenti la comprano prima che arrivi ai consumatori finali. Al centro del lavoro c'è una domanda precisa: se e in che misura le regole con cui quel mercato è costruito consentano a chi vende di far salire il prezzo a proprio vantaggio, e quanto di un simile comportamento sia riconoscibile da fuori. La domanda non è astratta. Nel 2025 l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ha pubblicato i risultati di un'indagine sul biennio 2023-2024 che ha individuato un fenomeno diffuso di trattenimento economico di capacità, cioè di capacità produttiva disponibile che gli operatori avrebbero tenuto fuori dal mercato offrendola a prezzi tali da non essere accettata. La tesi ricostruisce il disegno del mercato che rende possibile quella condotta e verifica, lavorando sui dati, quanto di quei risultati sia replicabile dall'esterno e quanto dipenda invece da informazioni che solo il regolatore possiede.

Il meccanismo e il problema

Il mercato del giorno prima, dove si scambia la maggior parte dell'energia elettrica italiana, funziona come un'asta che si chiude ogni giorno per le ventiquattro ore del giorno successivo. I produttori indicano a quale prezzo sono disposti a vendere; le loro proposte vengono ordinate dalla più economica alla più cara e accettate una dopo l'altra finché la domanda non risulta coperta. La proposta accettata per ultima fissa il prezzo, e quel prezzo viene riconosciuto a tutti i venditori accettati, compresi quelli che avevano chiesto molto meno. Un produttore che rientri comodamente fra gli accettati guadagna quindi su tutta la propria produzione venduta ogni euro in più che il prezzo finale riesce a raggiungere.

Da questa regola nasce un incentivo che non richiede accordi fra imprese per manifestarsi. Un operatore può chiedere per un proprio impianto un prezzo superiore a quello che gli costa produrre, oppure può chiedere un prezzo così alto da non essere accettato, o non presentare affatto quell'impianto. In entrambi i casi l'energia disponibile a basso prezzo si riduce e il mercato è costretto ad accettare un impianto più caro, che in condizioni di concorrenza sarebbe rimasto fuori. Chi manovra rinuncia al ricavo dell'impianto escluso, ma incassa il prezzo più alto su tutto il resto di quello che vende, e se la capacità che colloca comunque è sufficiente il conto torna.

La rete di trasmissione rende l'incentivo locale. Il territorio italiano è diviso in zone, e quando le linee che le collegano non riescono a trasportare tutta l'energia richiesta il

mercato si divide e ciascuna zona forma un proprio prezzo. In quelle ore alzare il prezzo non richiede di essere un grande operatore su scala nazionale: richiede che quella zona, in quella specifica ora, non possa fare a meno dei propri impianti. Un produttore di dimensioni modeste può trovarsi in quella posizione, e un produttore molto grande può non trovarcisi mai.

La stessa regola che genera l'incentivo offre però al regolatore un termine di paragone. Se il comportamento concorrenziale consiste nel chiedere un prezzo pari a quanto costa produrre quell'energia, uno scostamento sistematico da quel valore diventa un indizio osservabile. Perché il confronto funzioni serve però che quel costo sia stimabile dall'esterno, e in Italia lo è soprattutto per gli impianti a gas a ciclo combinato, il cui costo dipende in modo abbastanza diretto dal prezzo del combustibile e da quello dei permessi di emissione. Sono anche gli impianti che più spesso si trovano nella posizione di fissare il prezzo: secondo l'indagine dell'Autorità risultano essere l'ultimo impianto accettato in circa il 70% delle ore del biennio esaminato. Il confronto con il costo, però, non è una prova. Un prezzo alto può riflettere un vincolo tecnico dell'impianto o un guadagno a cui il produttore rinuncerebbe altrove, informazioni che l'operatore conosce e l'osservatore no.

L'indagine e la discussione che ne è seguita

Su questo terreno si colloca l'indagine conoscitiva svolta da ARERA sugli esiti del mercato del giorno prima nel biennio 2023-2024, i cui risultati sono raccolti nell'Allegato A alla delibera 302/2025. Il regolatore applica alle offerte un test composto da tre condizioni verificate ora per ora. Queste richiedono che il prezzo richiesto sia pari o superiore al prezzo che si è formato in quella zona, il prezzo di zona deve a sua volta superare il costo di riferimento attribuito all'impianto, e l'offerta deve essere stata respinta dal mercato. Il costo di riferimento, cioè il costo variabile standard, è un parametro costruito dal regolatore, stimato fra un valore massimo e uno minimo che si distinguono per come i due trattano il costo di trasporto del gas.

I risultati dell'indagine riportano nel 2023 un trattenimento che riguarda il 54,3% delle ore, circa 53,5 TWh di energia e 26 operatori mentre nel 2024 il 58,6% delle ore, 60,6 TWh e 25 operatori. L'indagine simula inoltre un mercato in cui tutti gli impianti offrono ai propri costi, e quindi quale effetto le condotte manipolatorie avrebbero avuto sui prezzi. Alla pubblicazione seguono poi procedimenti sanzionatori nei quali gli operatori possono presentare le proprie giustificazioni, dato che il test non accerta condotte.

Cambini e Lo Schiavo (2025) hanno discusso questi risultati in un contributo che non contesta l'indagine ma ne sposta il baricentro. L'osservazione più tagliente riguarda quanto i numeri dipendano dal parametro di costo. Adottando l'ipotesi massima i volumi

si dimezzano mentre la platea degli operatori non si muove, quindi discutere il livello esatto del costo di riferimento rende poco. Gli autori aggiungono che, guardando non alla media ma alle offerte più alte, il prezzo richiesto è sostanzialmente indifferente all'ipotesi adottata, e che il fenomeno che colpisce non è lo scostamento medio ma le offerte fuori scala di pochi operatori su alcuni impianti. Ricavano da questo ragionamento un consiglio operativo per il regolatore, indicandogli di concentrarsi sui casi più eclatanti, dove sarà anche difficile per l'operatore trovare una giustificazione razionale.

Questo lavoro aggiunge un'osservazione che riguarda la costruzione stessa del test. La seconda condizione richiede che il prezzo di zona superi il costo di riferimento e questo la trasforma in un filtro sulle ore. Dove il prezzo è basso il test non può segnalare nulla, qualunque cosa gli operatori facciano, quindi il conteggio del trattenimento insegue in parte il livello del prezzo, con la conseguenza che i confronti fra zone, fra momenti della giornata e fra anni sono anche confronti fra situazioni di prezzo diverse.

L'indagine parte da un archivio che nessun soggetto esterno all'Autorità possiede: il registro amministrato da Terna in cui ogni impianto è associato alla propria tecnologia e alla propria potenza. Da quella classificazione discende tutto il resto, perché senza sapere quali impianti sono a ciclo combinato non si sa a quali applicare un costo di riferimento. Il registro non è consultabile dall'esterno e, per quanto risulta, nemmeno da un operatore che voglia esaminare i concorrenti. Gli esiti del mercato del giorno prima sono invece integralmente pubblici, offerta per offerta, con prezzo, quantità, impianto, operatore e risultato.

Metodo e struttura del lavoro

Il capitolo 2 ricostruisce il disegno del mercato elettrico italiano a partire dalle fonti regolatorie e dai documenti tecnici del Gestore dei Mercati Energetici, di Terna e di ARERA: chi produce l'informazione sugli esiti e chi la usa per vigilare, in che forma le offerte possono essere presentate, come il territorio è diviso in zone, come funziona l'algoritmo europeo che calcola i prezzi, come sono organizzati i mercati per le consegne future e quello che remunera la disponibilità degli impianti, in che modo il prezzo del gas e quello dei permessi di emissione si trasmettono all'elettricità. Ogni meccanismo viene esaminato per stabilire dove lasci spazio a un comportamento strategico e quanta informazione su quel comportamento sia resa disponibile al regolatore.
La sezione conclusiva ricompone il meccanismo del trattenimento chiarendo con quali leve si esercita e in quali condizioni diventa conveniente.

Le valutazioni ricavate vengono confrontate con la letteratura economica, verificando ogni volta su quale mercato, in quale periodo e con quale modello un certo risultato sia stato ottenuto, discutendo se e perché si trasferisca al caso italiano.
Il capitolo 3 è empirico. La base dati è costruita a partire dall'archivio pubblico delle offerte presentate sul mercato del giorno prima nel biennio 2023-2024, e verificata confrontandone i totali con quelli pubblicati nelle relazioni annuali del Gestore dei Mercati Energetici. L'elenco degli impianti, con la loro tecnologia e la loro potenza, è stato ricostruito incrociando fonti indipendenti dal comportamento di offerta, in ordine di solidità decrescente e registrando i casi in cui due fonti si contraddicono invece di risolverli d'ufficio. La strada più rapida, cioè attribuire la tecnologia guardando a quanto un impianto chiede per la propria energia, è stata deliberatamente esclusa: se un impianto eolico offre a prezzi da centrale a gas, quel criterio lo classificherebbe come centrale a gas e cancellerebbe proprio il comportamento che si vuole misurare.

L'analisi si concentra sugli impianti a ciclo combinato, gli unici per cui esiste un costo di riferimento stimabile da parametri pubblici e per cui la ricostruzione raggiunge una copertura sufficiente. L'eolico viene analizzato in un secondo momento e limitatamente a un numero ristretto di 4 operatori, gli unici per cui è stato possibile identificare, con un adeguato livello di confidenza, i diversi sottotipi rinnovabili. Il costo di riferimento è stato ricostruito testando varie ipotesi di valori e formule, la replica del test dell'Autorità è servita sia come controllo della ricostruzione sia come misura del peso delle singole assunzioni.

Sopra la replica si inseriscono anche analisi che l'indagine non svolge: la distribuzione degli scostamenti dal costo guardata nei suoi valori estremi e zona per zona invece che come media nazionale; la distribuzione del fenomeno nelle diverse ore della giornata e nel corso del biennio; una stima statistica che mette in relazione il comportamento di offerta con il momento in cui una zona si separa dalle altre, affiancata da un esperimento di controllo in cui le offerte di ciascun impianto vengono tenute ferme; il ricorso a prezzi negativi come modo per assicurarsi di essere accettati; e la verifica dell'ipotesi sui portafogli che combinano gas e rinnovabili. Diversi di questi test non producono un risultato netto. In alcuni casi la ricostruzione incompleta degli impianti impedisce di costruire il campione necessario, in altri le osservazioni si concentrano quasi interamente in una sola delle due situazioni da confrontare. Operatori e impianti vi compaiono con etichette anonime.

Il capitolo 4 raccoglie le conclusioni e discute le implicazioni per l'attività di vigilanza, in particolare quali informazioni e ulteriori analisi servirebbero per rendere osservabile ciò che con i dati oggi disponibili resta indeterminato.

2. SEZIONE TECNICA

2.1.Introduzione sezione

Questo capitolo non descrive il mercato elettrico italiano per intero. Seleziona gli elementi del suo disegno che rispondono a una di due domande: se creino per un operatore la possibilità o la convenienza di offrire a un prezzo diverso dal proprio costo, oppure se determinino quanta informazione su quel comportamento venga prodotta e resa accessibile a chi vigila.

2.2.I soggetti del mercato: chi rende il mercato osservabile e chi lo osserva

2.2.1. Chi gestisce il mercato e ne produce i dati: GME e Terna

Trattiamo insieme il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e Terna poiché sono la coppia che genera i dati del monitoraggio. Il GME organizza e gestisce la borsa elettrica, operando come controparte centrale delle transazioni, e in qualità di Nominated Electricity Market Operator (NEMO) per l'Italia, determina gli esiti del Mercato del Giorno Prima applicando l'algoritmo Euphemia[1]. Una funzione che per noi è di particolare interesse è la pubblicazione a consuntivo di ogni sessione, non solo dei prezzi zonali e dei volumi, ma anche delle curve aggregate di domanda e offerta, e dei transiti tra zone e del fabbisogno. Questi sono i dati su cui poggia qualsiasi tentativo di ricostruire un comportamento di trattenimento.
Terna è invece il gestore della rete di trasmissione nazionale e l'operatore del Mercato per il Servizio di Dispacciamento, qui garantisce in tempo reale il bilanciamento del sistema e risolve le congestioni residue attraverso il redispacciamento. Terna gestisce anche il mercato della capacità, e quindi i contratti di reliability option il cui strike price entra nel ragionamento sui tetti impliciti ai prezzi di picco (2.3.3).

2.2.2. Chi osserva, indaga e sanziona: ARERA, ACER, AGCM

ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) è l'autorità di regolazione indipendente competente, in Italia, per l'applicazione del REMIT.[2] È il soggetto-perno di questa tesi: è ARERA ad aver avviato, nell'ottobre 2024, l'indagine conoscitiva sul

[1] Il GME riceve e verifica le offerte, determina gli esiti di ciascuna sessione e le relative valorizzazioni, gestisce la Piattaforma di Nomina che traduce i programmi commerciali in programmi fisici per Terna, e acquisisce i margini a salire e a scendere. La struttura del coupling (PCR) e il funzionamento di Euphemia sono trattati nella sezione 2.4.2. Fonte: GME, Vademecum Borsa Elettrica, 2025; GME, Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME), artt. 40 e 50.
[2] Reg. (UE) 1227/2011 (REMIT) e successive modifiche.

trattenimento di capacità nel MGP del biennio 2023-2024, conducendola con il supporto analitico di RSE. Il rapporto del 2025 che ne è scaturito è la fonte empirica intorno a cui ruota l'intero lavoro.

ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) è l'agenzia europea che coordina i regolatori nazionali e svolge un monitoraggio pan-europeo e cross-platform dei mercati all'ingrosso che, come osservano Cambini e Lo Schiavo, "non ha eguali nemmeno nei mercati finanziari."[3] La novità rilevante è recente. Con la revisione del REMIT del 2024, il cosiddetto REMIT II, ACER ha acquisito poteri investigativi sui casi a dimensione transfrontaliera, con facoltà di ispezioni in loco, richieste di informazioni e penalità di mora; il potere di sanzione resta però esclusivamente nazionale.[4] La distinzione ha importanza per i casi transfrontalieri, dove un operatore può sfruttare asimmetrie tra Stati membri diversi, un esempio concreto di questo fenomeno è il caso Danske/Equinor, deciso dal solo regolatore francese, mentre se si presentasse oggi, sarebbe il terreno naturale dei nuovi poteri di ispezione di ACER. Per il trattenimento oggetto della delibera 302/2025, quello trattato in questa tesi, quei poteri non si applicano, dato che indagine e sanzione restano ad ARERA. ACER mantiene comunque il monitoraggio pan-europeo tramite ARIS[5] e coopera con le autorità nazionali nei casi domestici.

L'AGCM (Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato) lavora insieme e in maniera complementare ad ARERA sui casi che richiedano l'applicazione della disciplina antitrust. ARERA applica la regolazione settoriale e il REMIT mentre l'AGCM si concentra sul diritto della concorrenza e tratta gli abusi di posizione dominante e la collusione. ARERA prevede anche la possibilità di segnalare all'AGCM eventuali criticità di natura concorrenziale emerse dall'indagine pubblicata nel 2025.

2.2.3. Il contorno istituzionale

RSE (Ricerca sul Sistema Energetico), ente di ricerca sul sistema elettrico, va tenuto nel quadro perché è il soggetto che ha materialmente costruito parte delle analisi su cui ARERA ha fondato l'indagine. RSE è controllata dal GSE, che controlla anche il GME: la capacità tecnica su cui ARERA si è appoggiata per le simulazioni what-if e il soggetto che

[3] Cambini C., Lo Schiavo L., Un'indagine complicata, da spiegare bene, 2025, p. 10.

[4] Reg. (UE) 2024/1106 (REMIT II), in vigore dal 7 maggio 2024. Tali poteri investigativi non hanno tuttavia effetto retroattivo: ACER ha adottato le proprie Rules of Procedure solo con la Decisione del Consiglio di Amministrazione n. 01/2026 del 20 gennaio 2026, e le prime indagini cross-border partiranno nel quarto trimestre del 2026. Per il biennio oggetto dell'indagine ARERA, quindi, ACER non disponeva ancora di alcuna capacità operativa di indagine.

[5] ARIS (ACER REMIT Information System) è il sistema con cui ACER raccoglie quotidianamente le transazioni sui mercati energetici all'ingrosso. La sua architettura si articola su tre livelli, raccolta dati, data warehouse e sorveglianza: è quest'ultimo ad analizzare automaticamente i dati per individuare pattern compatibili con un possibile abuso di mercato, generando gli alert mensili poi condivisi con le autorità nazionali. Cfr. "ARIS", Emissions-EUETS.com, Internal Electricity Market Glossary.

organizza il mercato monitorato fanno capo alla stessa holding pubblica.[6] Un'eventuale distorsione riconducibile non ai singoli operatori ma al funzionamento del mercato amministrato dal GME avrebbe dovuto emergere da un'analisi prodotta da una società sorella, sotto lo stesso controllo azionario.

Riportiamo anche alcuni soggetti che incidono sul mercato ma non rientrano nel ragionamento sui comportamenti strategici: il **MASE (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)** fissa gli indirizzi di politica energetica recependo le direttive europee; l'**Acquirente Unico** approvvigiona energia all'ingrosso per i clienti in regime di tutela; ed **Elettricità Futura** è la principale associazione del mondo elettrico italiano, questa non ha funzioni regolatorie ma pesa nel dibattito sulle policy.

2.3.Struttura mercati energia elettrica: analisi strategica

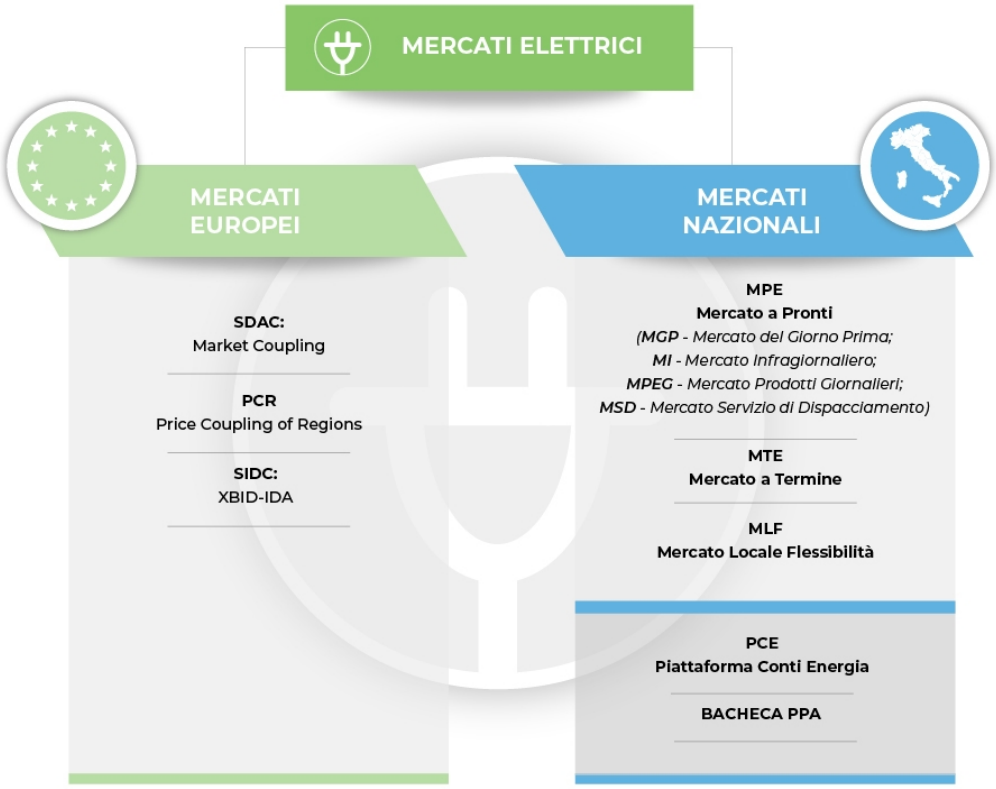


Figura 2.1: Panoramica mercati elettrici
Fonte: GME, sito web

[6] Catena di controllo: MEF (Ministero dell'Economia e delle Finanze) controlla il GSE, questo a sua volta controlla sia GME che RSE. Cfr. GSE, assetto societario.

2.3.0. La formazione del prezzo: ordine di merito, prezzo marginale, rendita inframarginale

Le sezioni che seguono passano in rassegna i mercati in cui l'energia si compra e si vende, e in ciascuna tornerà la stessa domanda: dove il disegno lascia spazio a comportamenti strategici, e cosa permette di vederli. Per porla serve però un riferimento comune, perché quasi tutto ciò che conta in questo lavoro, l'incentivo a trattenere capacità e la possibilità di accorgersene, discende da come il prezzo si forma e da chi guadagna cosa quando il mercato funziona.

Come si forma il prezzo

Le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente e accettate in quella sequenza fino a coprire la domanda, questo definisce l'ordine di merito. Il prezzo di equilibrio è il prezzo dell'ultima offerta necessaria a bilanciare il sistema, cioè l'unità detta "marginale", questo prezzo viene riconosciuto a tutte le unità accettate, indipendentemente dal prezzo offerto.[7]

Chi non può influenzare il prezzo di equilibrio non ha nulla da guadagnare a offrire sopra il proprio costo marginale, visto che il prezzo che incasserà non dipende dalla sua offerta e il rialzo può solo escluderlo in ore in cui avrebbe venduto con margine positivo. Per chi non ha potere di mercato l'offerta al costo marginale è quindi la strategia migliore, il prezzo di equilibrio coincide con il costo marginale di breve periodo dell'impianto marginale, e da qui viene il nome di prezzo marginale di sistema. Quando invece un operatore può influenzare il prezzo questa logica si rompe: è il caso su cui torna, con tutti i pezzi in mano, la sezione 2.5.

Offrire non è vendere al prezzo offerto, l'offerta serve a decidere il posto in graduatoria, la remunerazione è invece legata al prezzo marginale. Un impianto che offre un prezzo pari a 10, per un'ora in cui il prezzo del mercato risulta successivamente essere 100, guadagna 90. Offrire basso quindi non significa vendere effettivamente ad un prezzo basso, significa garantire l'accettazione della propria offerta.

La rendita inframarginale e il markup al margine

La conseguenza è che ogni impianto accettato che produce a un costo marginale inferiore al prezzo di clearing, incassa la differenza tra quel prezzo e il proprio costo, questa differenza è detta rendita inframarginale, e sarà tanto maggiore quanto più basso è il costo marginale. Un impianto a costo quasi nullo, pagato al prezzo fissato da un ciclo combinato a gas che sta al margine, ottiene di fatto come rendita quasi l'intero prezzo.

[7] ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

Non è un'anomalia ma è il modo in cui un mercato a prezzo marginale remunera gli impianti efficienti e ne copre i costi fissi.[8] Il problema nasce quando il prezzo marginale viene spinto artificialmente sopra il livello che l'interazione tra domanda e offerta avrebbe prodotto in un mercato competitivo.

Rendita inframarginale e markup al margine vanno però tenuti distinti. La prima la cattura anche un produttore efficiente in un mercato perfettamente competitivo. Il secondo è la differenza tra prezzo offerto e costo marginale dell'unità che sta al margine: in concorrenza è nullo, perché quell'unità offre al proprio costo ed è lei a fissare il prezzo; quando è positivo, si trasferisce per intero nel prezzo di equilibrio, gonfiandolo di pari misura.[9]

Un'ultima avvertenza, prima di entrare nei singoli mercati. Il prezzo di cui si è parlato finora è uno solo perché il mercato è stato trattato come un'unica piazza. Nella realtà i prezzi del giorno prima sono zonali: la rete ha limiti di trasporto e, quando si saturano, il territorio si separa in aree con prezzi diversi (2.4.1). A calcolarli, per l'Italia insieme al resto d'Europa, è un unico algoritmo d'asta, Euphemia (2.4.2). E fino alla fine del 2024 chi comprava non pagava il prezzo della propria zona ma una media nazionale, il PUN, parzialmente superata con la riforma entrata in vigore nel 2025 (2.4.3). Bastano queste coordinate: quando nelle sezioni che seguono compare un prezzo zonale o un esito d'asta, il meccanismo che li produce è quello appena descritto, e i dettagli sono rinviati ai focus tecnici della sezione 2.4.

2.3.1. Mercato a pronti dell'energia (MPE)

I mercati a pronti dell'energia sono quelli in cui l'elettricità si compra e si vende in prossimità della consegna fisica, su orizzonti che vanno dal giorno prima fino al tempo reale. Qui si formano i prezzi all'ingrosso, i produttori fissano i programmi di immissione e il sistema trova il proprio equilibrio ora per ora[10]. MGP, MI, MSD e MB non sono però sedi parallele: sono fasi di una sequenza.[11] Si susseguono nell'arco di poche ore, ciascuna più vicina al tempo reale, ciascuna costruita sulle posizioni cristallizzate nella fase

[8] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, nota 143. Nelle ore di inadeguatezza il prezzo è invece fissato dal valore stimato del carico perso (VoLL) e anche la tecnologia marginale ottiene una rendita legittima: un limite da tenere presente quando il benchmark del costo marginale viene applicato alle ore di scarsità.

[9] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, § 3.3. Se il markup al margine è un segnale di condotta da price maker, la sua assenza non è un segnale in senso contrario: l'Autorità precisa che non esclude condotte di trattenimento fisico o economico di capacità.

[10] Quarto d'ora dal 1° ottobre 2025

[11] La partizione in quattro fasi (MGP, MI, MSD ex-ante, MB) è quella del biennio 2023-2024 oggetto dell'indagine, ed è la stessa adottata da Cambini e Lo Schiavo (2025, Tabella 1). Il TIDME vigente definisce oggi il MSD come il mercato per il bilanciamento e redispacciamento costituito dall'Integrated Scheduling Process, che assorbe l'ex MB (TIDME, art. 2; TIDE, revisione 4).

precedente. Lo spazio per il comportamento strategico esiste già nel singolo mercato, a partire dal MGP, che è il mercato su cui questa tesi si concentra, la concatenazione tra le fasi lo amplia ulteriormente.

Chiariamo subito perché dedichiamo a queste fasi una trattazione ravvicinata invece di descriverle e passare oltre. La tesi non si concentra soltanto sui casi di offerta palesemente anomala, ma sviluppa anche l'ipotesi secondo cui è il disegno stesso della sequenza a rendere possibili condotte manipolative o comunque opache. Un operatore presente su più piattaforme può vendere meno su un mercato a monte per ritrovarsi in posizione migliore su uno a valle, giocando sui margini di costo e sfruttando le maglie del REMIT in tema di costo-opportunità, definito da ACER come il valore atteso della scelta più vantaggiosa non intrapresa, e spiegato in due esempi. Il primo, con la possibilità di offrire in un momento diverso, riguarda solo gli impianti a disponibilità limitata, come l'idroelettrico a bacino. Il secondo, offrire in un mercato sequenziale diverso, vale per qualunque impianto, termico incluso.[12] È su questo secondo caso che si regge l'argomento: non serve possedere una risorsa energy-limited per giustificare, ai sensi REMIT, di aver venduto meno su MGP perché ci si aspettavano condizioni migliori su un mercato a valle, con il MSD come destinazione plausibile, per ragioni che vedremo. Va detto subito che la scappatoia non è illimitata: l'onere della prova, ai sensi dell'articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, è in capo all'operatore, che deve dare evidenza dei costi-opportunità invocati, non al regolatore che dovrebbe smentirli. Ma quanto sia verificabile in concreto un'aspettativa su condizioni future di mercato è, appunto, la questione aperta su cui torneremo.

C'è poi un secondo elemento che amplifica il primo, ed è informativo. Il meccanismo di clearing è pubblico e ben noto; gli operatori dispongono di una mole crescente di informazioni preliminari su domanda attesa, produzione rinnovabile, prezzi del gas e posizioni altrui. Il disegno stesso della seduta lo istituzionalizza: il GME pubblica le informazioni preliminari, relative al MGP, alle 11:30 del giorno di chiusura, mezz'ora prima della gate closure delle 12:00, lasciando agli operatori una finestra finale in cui aggiustare le offerte su informazione quasi ufficiale.[13] Algoritmi di negoziazione sempre più raffinati usano questi dati per anticipare con buona approssimazione gli esiti ancora prima della chiusura dell'asta, ottimizzando le offerte rispetto a ciò che ci si attende

[12] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, § 315(t), nota 147. Il testo distingue "energy-limited available generation assets" dal generico "available generation assets", senza fornire una definizione di quest'ultima espressione altrove nel documento. Il termine più prossimo, "available generation capacity", ricorre nello stesso paragrafo con riferimento alla capacità che un operatore potrebbe offrire sul mercato, indipendentemente dalla tecnologia.

[13] GME, DTF n. 03 rev. 14 MPE; GME, Vademecum Borsa Elettrica, 2025.

dall'algoritmo. Il problema non è che qualcuno abbia meno informazioni degli altri. È che la combinazione tra abbondanza informativa e velocità di calcolo potrebbe trasformare la partecipazione in qualcosa di lontano dalla semplice competizione sul prezzo.

a) Mercato del giorno prima (MGP)

Il MGP è il principale segmento del mercato a pronti, per volumi e perché apre la sequenza: nel 2025 vi sono stati negoziati direttamente 234,4 TWh, contro i 37,2 del MI.[14] È anche l'oggetto su cui si concentrano l'indagine conoscitiva di ARERA e l'analisi di Cambini e Lo Schiavo, e per questo merita più attenzione delle fasi successive.
La seduta è il momento in cui gli operatori possono presentare le proprie offerte di acquisto e di vendita. Per il MGP, la seduta apre alle 8.00 del giorno D-9 e chiude alle 12.00 del giorno D-1, dove D è il giorno di consegna,[15] questa finestra lunga conta. Confrontarla con le tempistiche degli altri mercati è ciò che permette di ragionare sul trattenimento di chi partecipa contemporaneamente a più piattaforme: circa nove giorni di seduta lasciano margine per costruire e aggiustare le posizioni con largo anticipo.

Sul MGP convivono il lato dell'offerta, dove stanno i produttori[16], e lato domanda, con i grandi consumatori e i trader che rivendono al dettaglio. È prassi che un produttore agisca anche da trader, comprando e vendendo sulle diverse piattaforme non solo per collocare la propria generazione ma per gestire le proprie posizioni e quindi anche per spostarsi dove conviene.

Le offerte sono coppie di quantità e prezzo. Il mercato è ad asta, questo comporta che le offerte vengono accettate o rifiutate per merito economico solo alla chiusura della seduta, e non in contrattazione continua. Il MGP è quartorario da ottobre 2025, quindi la compravendita si riferisce al singolo quarto d'ora, con un prezzo distinto per ciascun intervallo.[17] Ed è zonale: i limiti di transito tra aree del territorio possono far emergere prezzi differenziati per zona. È proprio la zonalità a costituire la principale leva del potere di mercato locale, che svilupperemo dove si trattano la formazione dei prezzi e la geografia delle zone.

[14] Il dato si riferisce ai soli volumi scambiati direttamente nella borsa del GME; a questi si aggiungono 57,1 TWh di programmi bilaterali over the counter, registrati sulla PCE e nominati sul MGP ai fini della programmazione fisica, concorrenti alla formazione degli esiti. GME, Relazione Annuale 2025
[15] GME, DTF n. 03 rev. 14 MPE.
[16] Ad eccezione dei piccoli produttori, i quali accedono al mercato tramite aggregatori.
[17] Il MGP è diventato quartorario da ottobre 2025, in attuazione del TIDE. L'analisi dei comportamenti manipolatori seguenti ragiona però sul modello orario, poiché i dati dell'indagine conoscitiva relativi al biennio 2023-2024 si riferiscono ancora a tale granularità.

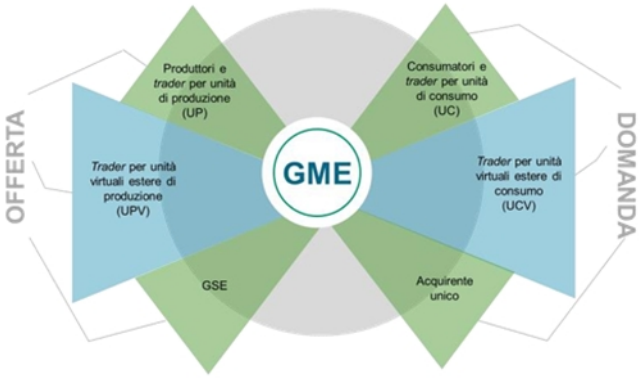


Figura 2.2: Operatori MGP
Fonte: APE MGP, RSE

b) Mercato infragiornaliero (MI)

Il MI è la seconda fase e muove volumi assai inferiori, 37,2 TWh nel 2025 contro i 234,4 del MGP. Serve agli operatori per aggiustare i programmi fissati il giorno prima; i partecipanti sono gli stessi del MGP, salvo le limitazioni che Terna impone a chi è coinvolto nel dispacciamento. Le contrattazioni aprono alle 12.55 del giorno D-1, a meno di un'ora dalla chiusura del MGP, e proseguono fino a un'ora prima della consegna.

Sul piano del ragionamento il MI interessa per due motivi, nessuno dei quali riguarda il livello dei prezzi. Un'idea a prima vista plausibile, vuole che spostarsi verso il tempo reale convenga perché lì i prezzi salgono. I dati del GME dicono il contrario. Nel 2024 i prezzi MI si sono attestati tra 108 e 113 €/MWh nelle sessioni in asta e intorno a 109 sul continuo, sostanzialmente in linea con il PUN Index di 108,52; nel 2023 lo scarto rispetto al day-ahead era dell'ordine di un solo euro, con segno variabile a seconda della sessione.[18]

Tra MGP e MI, sembrerebbe non esserci un premio sistematico. Ito e Reguant (2016) mostrano però, in un modello di mercati sequenziali con imprese dominanti e arbitraggio a entrata limitata, che il potere di mercato genera un premio sistematico della prima sessione sulla seconda, in cui chi domina concentra le vendite nel day-ahead e sostiene lì un prezzo più alto confidando che l'arbitraggio non basti a riallineare le sessioni. Il contesto empirico è il mercato iberico tra il 2010 e il 2012, con quattro imprese attorno ai due terzi della generazione. Il dato istruttivo è che anche lì il premio medio era minimo, 0,9 €/MWh su prezzi attorno ai 44: la firma del potere di mercato non stava nella media, ma nella sua distribuzione, con premi concentrati nelle ore di domanda alta e offerta rigida, e nel comportamento asimmetrico di dominanti e frangia.

[18] GME, Relazione Annuale 2024 (par. 2.1.2 e Fig. 2.1.15) e Relazione Annuale 2023, nel 2025 si confermano i ragionamenti e gli scostamenti dei due anni precedenti, Relazione Annuale 2025

Chiudendo il discorso, lo scarto quasi nullo del biennio 2023-2024 è coerente con l'assenza di un esercizio sistematico di potere di mercato lungo la sequenza MGP-MI, ma un premio medio prossimo allo zero non esclude premi condizionali nelle ore di scarsità e il test rigoroso andrebbe condotto lì.[19]
La modalità di scambio nel MI comprende, accanto alle sessioni ad asta analoghe al MGP, fasi a contrattazione continua dove le offerte si abbinano immediatamente al verificarsi del match e non alla chiusura della seduta.[20] Qui il prezzo non è unico, sono presenti tanti prezzi quante sono le transazioni concluse.



Figura 2.3: Match offerte nel mercato continuo
Fonte: APE MI, RSE

Questa frammentazione è comoda per gli operatori ma scomoda per chi monitora, questo perché una nuvola di abbinamenti bilaterali dispersa nel tempo, non offre alcun riferimento fisso contro cui confrontare le offerte. L'assetto attuale, del resto, è figlio

[19] Ito K., Reguant M. (2016), "Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage", American Economic Review, 106(7), pp. 1921-1957. Nel campione iberico (2010-2012) la firma del potere di mercato sta nella concentrazione del premio in poche ore. In Italia l'arbitraggio tra MGP e MI è per di più riservato agli operatori fisici, non essendo presente il virtual bidding, quindi il presupposto di arbitraggio limitato su cui poggia il modello continua a valere. L'arbitraggio a operatori finanziari dedicati probabilmente non basterebbe a riallineare le sessioni, lo mostrano Birge J.R., Hortaçsu A., Mercadal I., Pavlin J.M. (2018), "Limits to arbitrage in electricity markets: A case study of MISO", Energy Economics, 75, pp. 518-533. Nel MISO, un premio positivo del giorno prima è persistito per anni nonostante i virtual traders.
[20] Le condizioni di esecuzione e di validità delle offerte in negoziazione continua sono definite nel TIDME e nelle relative DTF, cui si rimanda.

dell'integrazione europea nel SIDC, che nel settembre 2021 ha ridisegnato il MI attorno alla negoziazione continua.[21]

Resta un filo che lega il MI al dispacciamento: gli intervalli di fattibilità. Poiché la contrattazione continua consente di modificare le posizioni fino a un'ora dalla consegna, Terna impone alle unità abilitate al MSD limiti di potenza entro cui devono restare a seguito di nuove offerte infragiornaliere. È una contromossa, e dice già qualcosa su quanto la libertà di riposizionamento preoccupi il gestore.

c) Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

Sul MPEG si negoziano, in contrattazione continua, prodotti che non trovano spazio né sul MGP né sul MI. La sua rilevanza per il nostro tema è prossima allo zero, e lo diciamo apertamente invece di gonfiarne la trattazione: nel 2025 vi sono stati scambiati 0,30 TWh, una frazione trascurabile del totale.[22] Lo registriamo per completezza e passiamo oltre.

d) Mercato del servizio di dispacciamento (MSD)

Il MSD è la sede in cui Terna, gestore della rete, si procura le risorse per tenere il sistema in sicurezza: risolve le congestioni, costituisce le riserve, bilancia immissioni e prelievi fino al tempo reale. Qui vige il pay-as-bid, quindi ogni offerta accettata è remunerata al prezzo dichiarato. Inoltre, il MSD viene dopo, e lavora sulle posizioni già fissate sui mercati dell'energia. Opera in due fasi, il MSD ex-ante in cui Terna costituisce i margini di riserva e il Mercato del Bilanciamento in cui li attiva fino al tempo reale.[23]

[21] SIDC, Single Intraday Coupling. Prima della riforma del settembre 2021 il MI era articolato in sette sessioni ad asta, sostituite dall'assetto attuale: negoziazione continua paneuropea affiancata da tre aste, prima le CRIDA e dal giugno 2024 le IDA, trattate nel capitolo 2.3.4.

[22] Si tratta di prodotti giornalieri a differenziale unitario di prezzo, nei profili baseload e peakload, negoziabili fino alla mattina del giorno D-1 e registrati sulla PCE; il prodotto a prezzo unitario pieno, pur previsto, non è al momento negoziabile. Dettaglio nel Vademecum della Borsa Elettrica e nella DTF n. 17 MPE.

[23] Il MSD ex-ante si articola in più sottofasi a partire da MSD1 (seduta dalle 12.55 alle 17.00 di D-1), nelle quali le offerte vengono aggiornate e non ripresentate. Sul Mercato del Bilanciamento le offerte sono presentabili dalle 22.30 di D-1 fino a 30 minuti prima del periodo rilevante (25 per l'aFRR). DTF n. 03 rev. 14 MPE.

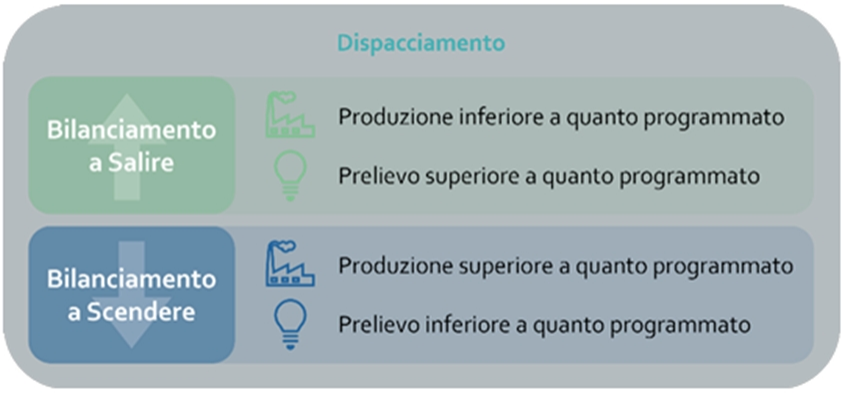


Figura 2.4: Bilanciamento a scendere e salire

Fonte: APE MSD, RSE

Le risorse che Terna acquista qui sono i servizi ancillari. Alcuni servono a tenere la frequenza vicina ai 50 Hz attraverso una gerarchia di riserve, dalla più rapida e automatica alla più lenta e manuale: riserva primaria, secondaria e terziaria. Altri non riguardano la frequenza ma grandezze come la tensione e la potenza reattiva, e sono in genere erogati su base obbligatoria, e non remunerata, dalle unità qualificate in servizio.[24] Su questi ultimi ci soffermiamo un istante, perché sono i più interessanti per noi. Finché un impianto esce acceso dal mercato dell'energia, la regolazione di tensione locale è un sottoprodotto gratuito del suo funzionamento. Ciò che ha un prezzo non è il servizio in sé: è la disponibilità dell'unità quando il mercato non la accende, cioè l'accensione al minimo tecnico che Terna deve comprare su MSD. E poiché questi servizi sono legati a specifici punti della rete, chi li fornisce in una zona vincolata non è sostituibile, e questa disponibilità ha un prezzo sistematicamente più alto di quello dell'energia.

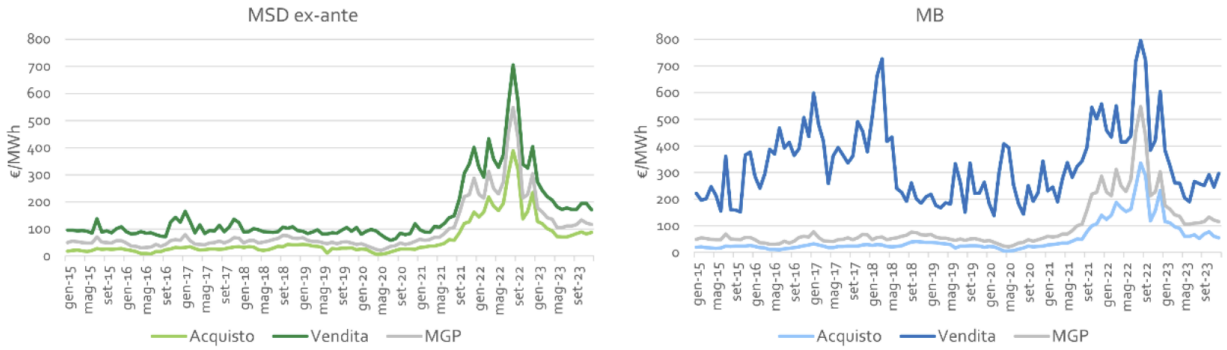


Figura 2.5: Medie mensili prezzi MSD e MB, e confronto con prezzi medi MGP

Fonte: APE MSD, RSE

[24] La classificazione completa dei servizi (riserve di frequenza FCR, aFRR, mFRR e di sostituzione; servizi non di frequenza quali regolazione di tensione e potenza reattiva, inerzia, black start) con soglie di attivazione e requisiti di abilitazione è nel Codice di Rete di Terna, Cap. 4 e Allegato A.15, e nel TIDE. Il coordinamento europeo dell'aFRR e dell'mFRR avviene sulle piattaforme PICASSO e MARI.

RSE documenta che i prezzi di vendita sul bilanciamento sono sensibilmente superiori a quelli della fase a programma, questo perché corrispondono a variazioni molto più vicine al tempo reale e più costose per gli operatori. Terna misura il costo unitario del servizio come differenza tra le offerte accettate a salire e a scendere, questo risulta in crescita negli ultimi anni.[25] Il MSD a salire, in altri termini, paga meglio del MGP. Per un operatore con impianti indispensabili in una certa zona l'implicazione è immediata: tenersi parzialmente fuori dal programma a monte può convenire, se questo lo rende necessario, e quindi ben remunerato, a valle.

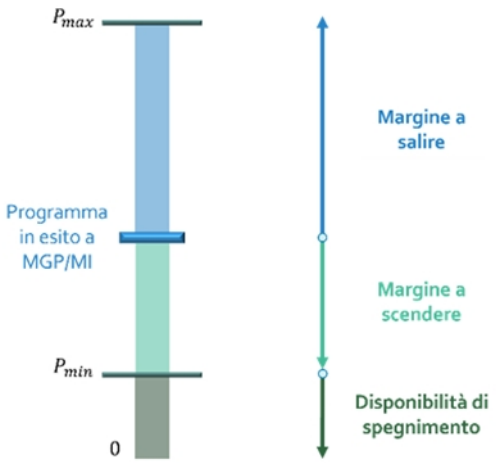


Figura 2.6: Margini a salire e a scendere risultanti dai programmi MGP/MI
Fonte: APE MSD, RSE

La meccanica del profitto conferma l'intuizione, e la riassumiamo nella sua conclusione senza appesantirla.[26] Un'offerta a salire che viene accettata, aggiunge produzione a un prezzo superiore al costo marginale, ed è quindi sempre conveniente. Invece, un'offerta a scendere accettata, in cui il produttore riduce la generazione riacquistando a prezzo basso l'energia già venduta sul MGP, conviene quando il risparmio sui costi di produzione supera il costo di riacquisto. Qui il guadagno cresce non soltanto in base all'offerta sul MSD, ma anche in base a come l'operatore si era posizionato sul MGP.

Just e Weber (2015) studiano il meccanismo di bilanciamento della Germania tra il 2006 e il 2011. Qui ogni operatore vende a programma una certa quantità sui mercati a pronti incassando il prezzo spot. Ciò che poi consegna in più o in meno rispetto al

[25] RSE, Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (marzo 2024); Terna, Relazione 2022, incentivo per la riduzione dei costi di dispacciamento.

[26] In forma compatta, posto il profitto di riferimento $\pi_1 = P^{MGP} \cdot Q - C(Q)$: con offerta a scendere accettata di ΔQ si ottiene $\pi_2 = P^{MGP} \cdot (Q - \Delta Q) - C(Q - \Delta Q) + (P^{MGP} - P^{MSD}) \cdot \Delta Q$ e una differenza $\Delta\pi = \pi_2 - \pi_1 = [C(Q) - C(Q - \Delta Q)] - P^{MSD} \cdot \Delta Q$, positivo quando il costo marginale evitato supera $P^{MSD} \cdot \Delta Q$; con offerta a salire accettata il profitto addizionale è $(P^{MSD} - MC) \cdot \Delta Q$, sempre positivo poiché l'operatore razionale offre solo se P^{MSD} eccede il proprio costo marginale.

programma è il suo sbilanciamento regolato a un prezzo unico. Chi consegna più del programmato cede l'eccesso al sistema a quel prezzo, chi consegna meno deve comprare la differenza dal sistema al prezzo unico. Ogni MWh può essere quindi venduto o sullo spot o sul bilanciamento, con due prezzi distinti. Dato che il prezzo di sbilanciamento è prevedibile in anticipo e poco correlato con lo spot, il produttore può confrontarli e scegliere dove vendere. Se lo spot atteso è più alto, gli conviene vendere a programma anche energia che non intende produrre e ricomprare il mancante al prezzo di sbilanciamento più basso, intascando così la differenza. Se lo spot atteso è più basso, conviene il contrario, cioè trattenere l'ultimo MWh dal programma, produrlo comunque e cederlo al sistema al prezzo di sbilanciamento.[27] La strategia si autolimita, lo sbilanciamento dei singoli operatori sposta quello aggregato di zona nella direzione sfavorevole. La differenza è che in Germania l'operatore si sbilancia e subisce un prezzo che è in grado di prevedere, qui offre attivamente su un MSD pay-as-bid in cui può essere pivotale. Sono due disegni che generano incentivi strategici distinti, e non sappiamo quale dei due sia meno dannoso. La radice del problema resta comune: quando i prezzi delle fasi vicine al tempo reale si staccano da quelli della fase a programma, la posizione presa a monte diventa una variabile strategica.
I costi che si aggiungono legati alla vicinanza al tempo reale, di natura tecnica e vincolati agli impianti, sono costi opachi e difficili da monitorare, premiando il produttore e penalizzando proprio la capacità di controllo del regolatore.

Su MSD questo incentivo ha lasciato in Italia una traccia documentata, ed è il caso di Brindisi. Tra il 27 marzo e il 15 giugno 2016, nel nodo di Brindisi, Terna aveva bisogno di alcune unità accese al minimo tecnico per regolare la tensione locale, un servizio che fino a quel momento le arrivava gratis con le unità attive in vendita sul MGP e che cambiò regime proprio in quelle settimane. Enel Produzione alzò le offerte del polo di Brindisi Sud su MGP e l'impianto uscì spento, mentre Sorgenia dal 16 aprile smise di offrire su MGP l'energia del proprio impianto di Modugno. La domanda di Terna su MSD nacque da qui. Le due controparti localmente non sostituibili e in pay-as-bid, incassarono prezzi via via più alti. Le offerte di Sorgenia per il minimo tecnico salirono da circa cento a 999 €/MWh.[28]

[27] Just S., Weber C. (2015), "Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism: Incentives, Evidence, Costs and Solutions", Journal of Regulatory Economics, 48(2).
[28] Le parti erano Enel Produzione, con la controllante Enel S.p.A. (caso A498A, provv. n. 26562), e Sorgenia (A498B, provv. n. 26563), entrambi del 4 maggio 2017. Nel cluster figura anche un impianto di Enipower, gruppo Eni, ma è sempre dispacciato e non fu parte dei procedimenti.

Enel offrendo quindi a prezzi tanto alti da non venire accettati fece trattenimento economico, Sorgenia non offrendo affatto fece trattenimento fisico.[29] L'AGCM chiuse entrambe le istruttorie nel maggio 2017 senza accertare infrazioni e accettò da Enel impegni che limitavano la redditività di Brindisi Sud per gli anni successivi, mentre per Sorgenia riconobbe la mancanza di posizione dominante.

Sorgenia il potere di mercato lo aveva eccome esercitato, vendendo a 999 ciò che prima offriva attorno a cento. Quel potere però non era stabile né prevedibile: dipendeva ora per ora da quante unità di Enel fossero disponibili e da come Enel le offrisse, e Sorgenia fu chiamata in poco più di un terzo dei casi.[30] Applicando la categoria della dominanza, l'AGCM non poteva che fermarsi qui. Ma quella categoria non era lo strumento giusto: la domanda che conta in questi mercati non è se un'impresa sia dominante, è se il modo di offrire lungo la sequenza MGP-MSD costituisca un trattenimento. Ed è una domanda sulla condotta, che il test di dominanza non arriva nemmeno a porsi.

Il provvedimento, del resto, non scioglie il nodo: il ritirarsi di Sorgenia dal mercato dell'energia fu trattenimento, o fu la risposta razionale a prezzi troppo bassi per un impianto a gas? L'AGCM attribuisce la produzione nulla in parte all'uno e in parte all'altro, e non decide, perché sulla dominanza non ne ha bisogno. La risposta però cambia poco. Se i prezzi erano davvero così bassi, e con quote rinnovabili crescenti sono proprio le ore di prezzo depresso a moltiplicarsi, allora il problema è di disegno: la regolazione di tensione, gratuita finché il termico girava per vendere energia, va comprata cara su MSD appena il termico esce dal programma. Se invece fu trattenimento, l'indispensabilità fu costruita. Distinguere le due ipotesi a posteriori richiede di ricostruire cosa sarebbe accaduto con offerte competitive, un controfattuale che qui si complica perché va costruito su due mercati insieme e, per Sorgenia, anche sul comportamento di un terzo operatore.

[29] La definizione delle due forme, fisico come assenza di offerte ed economico come offerte sopra il prezzo atteso, è dell'AGCM stessa (provv. A498B, par. 3). Per Sorgenia l'assenza di offerte su MGP è documentata dal 16 aprile al 15 giugno; prima aveva offerto solo saltuariamente.

[30] Sorgenia coprì circa il 36% delle attivazioni e il 29% delle ore al minimo tecnico richieste nel cluster. Per misurare un'indispensabilità così intermittente l'AGCM richiama il Pivotal Supplier Index della Commissione (Energy Sector Inquiry, 2007); il requisito di stabilità e durevolezza della dominanza è quello di Hoffmann-La Roche (Corte di Giustizia, 1979).

Giorno di riferimento	D-1														
	MGP	MI1	MSD1	MI-XBID (Fase 1)	MI2	MBn	aFRR	MI-XBID (Fase 2)	MSD2	MSD3	MSD4	MI3	MI-XBID (Fase 3)	MSD5	MSD6
Informazioni preliminari	11.30	15:00	n.d.		22.00	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.	10.00		n.d.	n.d.
Apertura della seduta	08.00**	12.55	12.55	15.30	12.55	22.30*	22.30*	22.30	12.55°*	12.55°*	12.55°*	12.55*	10.30	12.55°*	12.55°*
Chiusura della seduta	12.00	15.00	17.00	21.40	22.00	Q-30 (quarti d'ora ricompresi nelle ore 1-24)	Q-25 (quarti d'ora ricompresi nelle ore1-24	Q-30 (quarti d'ora ricompresi nelle ore 1-12) 9.40 (quarti d'ora ricompresi nelle ore 13-24)	17.00°*	17.00°*	17.00°*	10.00	Q-30 (quarti d'ora ricompresi nelle ore 12-24)	17.00°*	17:00°*
Risultati provvisori	12.55	n.d.	n.d.	n.d	n.d.	n.d.	n.d		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d	n.d.	n.d.
Risultati finali	13.05	15.30	21.00	n.d	22.30	#	n.d		2.00	6.00	9.45	10.30	n.d	14.00	18.00

** l'ora si riferisce al giorno D-9

* l'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1

Disciplina del dispacciamento

Figura 2.7: Tempistiche MGP, MI e MSD
Fonte: DTF n. 03 rev. 14 MPE, GME

2.3.2. Mercati a termine (MTE)

I mercati a termine servono agli operatori a coprirsi dalla volatilità dei prezzi spot, ma hanno un effetto meno ovvio e, per noi, più interessante: chi ha già venduto a termine una parte della propria produzione ha meno da guadagnare nel manipolare il prezzo spot perché è già impegnato su una quota della propria produzione. Quindi la copertura a termine disciplina, o dovrebbe disciplinare lo spot.

Allaz e Vila (1993) in un modello di concorrenza alla Cournot esteso ai mercati a termine, mostrano che la possibilità di vendere forward rende i produttori più aggressivi sullo spot e abbassa il prezzo di equilibrio[31]. Il contesto del paper è teorico e non si basa su un mercato elettrico specifico. La predizione vale come tendenza generale e il suo effetto dipende in prima battuta interamente dalla presenza di un mercato a termine che sia liquido, cioè che vi si scambino volumi significativi.

Il MTE è dove il GME organizza la negoziazione di contratti a termine standardizzati sull'energia, con obbligo di consegna e ritiro.[32] Le transazioni concluse, vengono registrate sulla Piattaforma Conti Energia e da qui riversate sul MGP come offerte equivalenti, un dettaglio non secondario: significa che la posizione a termine si traduce, a valle, in un'offerta che sul mercato spot si comporta da price-taker, e quindi incide sulla formazione del prezzo invece di restarne fuori.

[31] Allaz B., Vila J.-L. (1993), "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", Journal of Economic Theory, 59(1), pp. 1-16.

[32] Sono negoziati in continuo contratti baseload e peakload con periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali; i trimestrali e gli annuali sono regolati con il meccanismo della cascata. La principale borsa europea per i derivati elettrici è l'EEX, e prodotti italiani sono trattati anche su ICE. Dettaglio negli artt. 61-62 della Disciplina del Mercato Elettrico e nella DTF n. 01 MTE.

Il problema è che il MTE italiano è privo di spessore: 0,08 TWh scambiati nel 2024, risaliti a 1,09 nel 2025 che corrispondono in entrambi gli anni totalmente ad OTC registrati a fini di clearing, e quindi non scambiati sul mercato organizzato dal GME.[33] Gli operatori che vogliono coprirsi preferiscono gli accordi bilaterali e l'OTC perché consentono di disegnare condizioni su misura, con profili e prezzi di riferimento scelti dalle parti.

Il costo che verrebbe naturale incolpare è il corrispettivo per la capacità di trasporto, il CCT. Serve a due cose: trasferire a Terna il valore della capacità di trasmissione tra le zone, e impedire che concludere a termine, ignorando i vincoli di rete, convenga rispetto al MGP che quei vincoli li sconta.[34] Regolando lo scarto tra prezzo zonale e riferimento nazionale, si applica a ogni programma di consegna fisica, indipendentemente dalla sede in cui il contratto è stato firmato e grava allo stesso modo sul contratto siglato in MTE e su quello bilaterale, entrambi finiscono nominati sul MGP attraverso le stesse offerte CET.

Il vero motivo per cui i contratti a termine non generano l'effetto disciplinante previsto è legato al riallineamento, da parte del CCT, dell'incasso del venditore a termine al prezzo zonale che si realizza. Un produttore che trattiene capacità per far salire il proprio prezzo zonale, guadagna di più anche sulla quota già venduta a termine.
L'incentivo a non trattenere non svanisce del tutto, questo perché, mentre il prezzo del contratto è un numero fisso, a legare l'esito del venditore ai prezzi di mercato è il CCT, che gli addebita lo scarto tra PUN Index e prezzo zonale. Un prezzo zonale più alto riduce lo scarto e avvantaggia il produttore, un PUN Index più alto lo aumenta e lo penalizza. Quando il produttore trattiene, alza soprattutto il proprio prezzo zonale e qui ci guadagna, ma di rimbalzo alza anche il PUN Index, perché la sua zona entra nella media nazionale, quindi in parte il guadagno è controbilanciato da questo aspetto, anche se in maniera minima perché una zona conta poco in quella media.
A rovesciare il quadro basterebbero i CCC, lo swap sul differenziale tra prezzo zonale e PUN Index, infatti chi li impiega riporta la propria posizione a un prezzo davvero fisso e non al prezzo zonale, riducendo così un rischio ma anche l'incentivo a trattenere.

[33] GME, Relazione Annuale 2025.
[34] Oggi Articolo 4-24.4 del TIDE (approvato con deliberazione 345/2023 e ss.mm.ii.), in continuità con l'art. 43 dell'Allegato A alla delibera 111/06. Il meccanismo poggia sul fatto che chi immette è valorizzato al prezzo zonale mentre chi preleva paga il PUN Index. Addebitando alle immissioni nominate a termine la differenza tra PUN Index e prezzo zonale, il CCT toglie convenienza all'accordo bilaterale concluso a un prezzo intermedio tra i due, che altrimenti avvantaggerebbe entrambe le parti scavalcando gli esiti del MGP. Nel biennio 2023-2024 dell'indagine l'asimmetria era ancora più netta, perché il PUN era il prezzo effettivamente pagato dalla domanda e non un indice ex post; la riconduzione degli acquisti al PUN Index è oggi affidata alla componente compensativa, perequazione transitoria tuttora vigente. Fonte: TIDE, Articoli 4-24.4.1 e 4-24.4.2 e relativa relazione tecnica.

C'è poi un altro problema a carico del regolatore. I contratti che si spostano sul bilaterale e sull'OTC escono dal suo campo visivo, quindi abbiamo sia meno disciplina competitiva e allo stesso tempo meno modo di monitorarla.

Tabella 2.1: Volumi scambiati nei mercati elettrici

TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Var. 25/24
MERCATI ELETTRICI													
MGP	**281,98**	**287,13**	**289,70**	**292,20**	**295,56**	**295,83**	**280,18**	**290,40**	**289,17**	**277,97**	**283,93**	**286,21**	**+0,8%**
Borsa	185,85	194,59	202,82	210,92	212,93	213,26	209,83	221,28	210,91	209,91	226,80	234,44	+3,4%
Bilaterale	96,13	92,54	86,88	81,28	82,63	82,56	70,35	69,12	78,27	68,05	57,13	51,77	-9,4%
MI	**22,79**	**24,92**	**28,01**	**25,35**	**25,38**	**26,37**	**24,91**	**26,04**	**25,97**	**29,11**	**35,40**	**37,19**	**+5,0%**
MI-A1								4,01	13,92	14,36	15,06	16,02	+6,4%
MI-A2								1,47	5,42	5,30	5,86	7,11	+21,3%
MI-A3								0,67	2,58	2,65	2,98	3,19	+7,2%
XBID								0,73	4,04	6,80	11,51	10,87	-5,5%
MI1	12,23	12,91	15,04	13,81	13,35	12,73	11,39	9,19					
MI2	6,47	6,15	6,97	5,45	4,53	4,44	4,58	3,10					
MI3	2,01	2,39	2,50	2,38	3,34	4,19	3,65	2,72					
MI4	2,09	1,22	1,20	0,78	0,93	1,20	1,34	1,07					
MI5		2,24	2,31	1,12	1,15	1,40	1,31	1,10					
MI6				1,47	1,59	1,82	1,96	1,47					
MI7				0,34	0,48	0,61	0,68	0,49					
MTE	**32,27**	**5,09**	**1,07**	**1,36**	**1,19**	**1,64**	**0,77**	**0,02**	**0,01**	**0,13**	**0,08**	**1,09**	**+1186,6%**
Borsa	18,40	5,09	1,07	1,36	1,19	1,64	0,77	0,02	0,01	0,03			-
OTC clearing	13,87	-	-	-	-	-	-	-	-	0,11	0,08	1,09	+1186,6%
MPEG			**0,00**	**3,93**	**3,16**	**0,70**	**0,72**	**0,29**	**0,15**	**0,55**	**0,75**	**0,30**	**-60,6%**
PCE *	**345,72**	**354,47**	**342,14**	**302,83**	**311,57**	**291,74**	**265,14**	**232,22**	**249,72**	**227,39**	**195,32**	**207,17**	**+6,1%**

Fonte: Relazione Annuale 2025, GME

2.3.3. Mercato della capacità

Il mercato della capacità nasce da un problema del mercato del giorno prima, questo da solo, non è sufficiente a garantire che il sistema elettrico abbia sempre abbastanza potenza disponibile. L'MGP remunera l'energia prodotta, cioè i MWh. Ma un produttore razionale non costruisce un impianto solo sulla base di quanto guadagnerà nelle ore in cui vende energia sul mercato spot, dovendo anche coprire i costi fissi. Con un mix energetico che si sposta sempre più verso le rinnovabili, questa tensione si sta facendo sempre più acuta. Le centrali a gas a ciclo combinato (CCGT), ancora indispensabili nelle ore di picco o nei periodi di scarsa disponibilità del vento e del sole, girano sempre meno ore all'anno, e i ricavi che ottengono nell'MGP non bastano a ripagare i capitali investiti. È il cosiddetto problema del "missing money", discusso da Cramton et al. (2013): i mercati "energy-only" tendono a sottoprodurre capacità rispetto a ciò che sarebbe socialmente ottimale.

Terna, con qualche anno di anticipo rispetto al periodo di consegna, stima il fabbisogno di capacità necessario al sistema e bandisce un'asta.[35] I produttori, gli operatori di sistemi

[35] La previsione del fabbisogno avviene con 3-4 anni di anticipo rispetto all'anno di consegna. Il mercato si articola in un'Asta Madre (procedura principale), un'Asta di Aggiustamento (che affina gli obiettivi all'avvicinarsi del periodo

di accumulo e le unità di demand response[36] offrono la propria disponibilità futura espressa in MW. Chi viene selezionato riceve un corrispettivo fisso in €/MW all'anno, indipendentemente da quanta energia produrrà effettivamente. In cambio, si impegna a offrire quella capacità sui mercati nei momenti di picco, pena penali significative.
L'asta segue un meccanismo a prezzo unico simile al MGP e per l'anno di consegna 2025 la capacità assegnata è stata circa 42,2 GW per un costo complessivo di circa 1,73 miliardi di euro; per il 2027 si è attestata su 43 GW per circa 1,85 miliardi.[37]
Il punto davvero rilevante ai fini di questa tesi, però, è un altro: il mercato della capacità non è semplicemente un contratto di remunerazione fissa. Il modello italiano è quello della reliability option, cioè un'opzione di affidabilità.

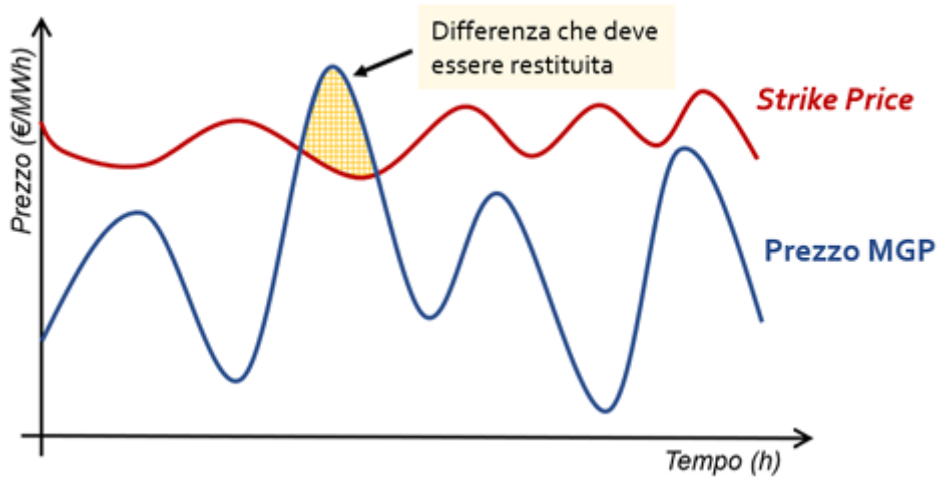


Figura 2.8: Meccanismo di restituzione sopra lo strike price
Fonte: APE Il mercato italiano della capacità, RSE

Chi partecipa non si limita a ricevere un premio fisso, ma firma con Terna un contratto d'opzione che prevede l'obbligo di restituire al gestore ogni differenza positiva tra i prezzi spot realizzati sui mercati dell'energia e un prezzo di esercizio predefinito: lo strike price. Lo strike price è calibrato sul costo variabile standard di una turbina a gas a ciclo aperto, la cosiddetta OCGT (Open Cycle Gas Turbine)[38]. Le OCGT sono gli impianti di punta del sistema elettrico: progettati per avviarsi in pochi minuti e coprire i picchi di domanda nei momenti di massima scarsità, vengono usati raramente e hanno costi variabili elevati proprio perché non recuperano il calore dei gas di scarico come i più efficienti CCGT.

---

di consegna) e un Mercato Secondario con negoziazione continua mensile per la rinegoziazione delle posizioni.
[36] Le UCMC, secondo la disciplina del mercato della capacità, sono semplicemente unità di consumo che invece di offrire produzione futura offrono una capacità di riduzione del prelievo.
[37] Terna, Rendiconti degli esiti delle aste madri per gli anni di consegna 2025 e 2027, download.terna.it"
[38] Lo strike price non è fisso: varia giornalmente in funzione delle quotazioni del gas naturale sui mercati title (MGP-GAS e MI-GAS), mantenendo come tecnologia di riferimento l'OCGT per tutta la durata del contratto. La metodologia di calcolo del prezzo di esercizio per i periodi di consegna qui considerati è stata fissata dalle delibere ARERA 363/2019/R/eel (per il biennio 2022-2023) e 399/2021/R/eel (per il biennio 2024-2025).

Sono la tecnologia marginale per eccellenza nelle ore critiche, e proprio per questo rappresentano il riferimento naturale per fissare lo strike price.
La conseguenza logica è questa: un produttore che ha incassato il premio dell'asta non ha interesse a spingere il prezzo dell'MGP oltre lo strike price, ma solo in relazione alle quantità impegnate. Su quei MW ogni euro guadagnato in più nel mercato spot viene restituito a Terna, e il ricavo resta di fatto cappato allo strike. Sull'eventuale capacità non impegnata, invece, l'esposizione ai prezzi alti rimane piena. Nei limiti della copertura, dunque, il meccanismo agisce come tetto implicito ai prezzi di picco, riducendo gli incentivi al price-making nelle ore di scarsità.

La domanda che ci poniamo relativamente all'analisi del withholding strategico è questa: il mercato della capacità funziona davvero come freno al potere di mercato? La teoria dà una risposta condizionata, e la condizione è precisa. Fabra (2018) costruisce un modello teorico di investimento e offerta[39] in cui in presenza di potere di mercato i prezzi di scarsità non inducono da soli investimenti efficienti, nemmeno con investitori neutrali al rischio. Inoltre, nel modello, le reliability option mitigano il potere di mercato solo se lo strike price viene fissato sufficientemente vicino al costo marginale degli impianti. Quindi, in un'asta neutrale rispetto alla tecnologia, uno strike calibrato sulla tecnologia più cara mina per costruzione la disciplina su quelle a costo inferiore.
Il disegno italiano rispecchia molto bene questa parte del modello, con uno strike calibrato sul costo variabile di una OCGT, tendenzialmente superiore a quello di una CCGT. Esiste quindi una fascia di prezzo compresa tra il costo del CCGT e lo strike, in cui il produttore che ha vinto l'asta della capacità può esercitare potere di mercato senza che la reliability option produca alcun effetto di mitigazione. E la fascia non è ipotetica: nella maggior parte dei casi di trattenimento economico rilevati nel biennio 2023-2024, le offerte delle UPR CCGT si collocavano proprio lì, al di sotto dello strike price ma ben al di sopra del costo variabile standard stimato dal regolatore.[40]
ARERA ricorda però, che l'obiettivo del meccanismo è l'adeguatezza del sistema e non la mitigazione del potere di mercato, che risulta essere soltanto un effetto collaterale.[41]

Un altro aspetto importante riguarda il fatto che la partecipazione al mercato della capacità sia volontaria e che la quantità offerta in asta sia decisa dall'operatore.[42]

[39] N. Fabra, "A primer on capacity mechanisms", Energy Economics, 75, 2018, pp. 323-335.
[40] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, Graf. 16, p. 45.
[41] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, commento al Graf. 16, p. 45.
[42] Disciplina del mercato della capacità, art. 24.2. La capacità ammissibile non offerta è considerata, ai soli fini della costruzione della curva di offerta, come offerta a premio nullo e non riceve remunerazione (APE RSE, Il mercato italiano della capacità, 2023, p. 5); le obbligazioni della reliability option gravano sulla Capacità Impegnata degli Assegnatari.

Un operatore che si copre solo in parte, conserva il premio su una quota, mentre sulla restante può sfruttare l'esposizione piena ai prezzi alti che lui stesso può contribuire a generare, e la libertà di non offrire senza incorrere nelle penali, dato che anche l'obbligo di offerta segue la capacità impegnata. Per chi ha potere di mercato la copertura integrale non è affatto la scelta ovvia.

La rinuncia al premio è un costo certo e non piccolo: in tutte le aste per le consegne 2022-2024 il premio per la capacità esistente si è fermato sul tetto fissato da ARERA, 33.000 €/MW/anno[43]. Il beneficio è invece incerto e concentrato nelle poche ore sopra lo strike, quindi non coprirsi conviene solo a chi è pivotale in maniera sufficiente da aspettarsi di produrre in quelle ore, tra l'altro, nel biennio dell'indagine il grosso del trattenimento si trova sotto lo strike, dove la copertura non cambia nulla.

Per la capacità impegnata, offrire sopra lo strike non può aumentare i ricavi, che restano limitati dallo strike anche in caso di accettazione, quindi un'offerta sopra strike da un'unità impegnata è ipotizzabile come razionale solo se i costi superano davvero lo strike, o se cerca il rigetto, per alzare il prezzo a beneficio del resto del portafoglio. Le 17 UPR CCGT del 2023 e le 12 del 2024 con prezzo medio offerto sopra lo strike, quasi tutte riconducibili allo stesso operatore, andrebbero lette anche con questa lente; a condizione di verificare, cosa che il rapporto non consente, se quelle unità fossero effettivamente contrattualizzate.

Vale infine la pena ragionare su chi entra. Gli impianti esistenti, in particolare le CCGT, partecipano massicciamente: per loro l'asta della capacità rappresenta un flusso di ricavi certi che integra quanto guadagnano nel mercato spot nelle ore di infra-marginalità, con contratti annuali.[44]
Per gli impianti di nuova costruzione il discorso è diverso: il contratto può arrivare fino a 15 anni, un orizzonte temporale sufficiente a rendere bancabili investimenti che

[43] La domanda di capacità non è caratterizzata da una semplice curva di mercato, questa viene disegnata da Terna interpolando quattro punti ancorati al LOLE, cioè alle ore annue in cui ci si attende che la capacità non basti a coprire il carico. Il premio è pari al CAP per tutte le unità fino al livello di capacità corrispondente a un LOLE di 6 ore/anno, scende a una quota del CAP in corrispondenza del target di adeguatezza (LOLE di 3 ore) e si annulla al livello che azzera il LOLE. Il premio al CAP dice quindi che la capacità esistente offerta non ha superato la soglia oltre cui la curva comincia a flettere, non che l'offerta fosse scarsa rispetto alla domanda come in un mercato concorrenziale. Cfr. Terna, Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, e DTF n. 2 per i valori per Area; i parametri economici (CAP e punto centrale) sono fissati da ARERA con la delibera 399/2021.

[44] il potere di mercato può esercitarsi anche dentro l'asta di capacità: Fabra (2018, § 4.2) mostra che trattenere capacità nel capacity market alza il premio di equilibrio e che la mitigazione passa per una curva di domanda a pendenza negativa, come nel Regno Unito e nel PJM. La curva di domanda definita da Terna, con premi decrescenti tra i punti fissati da ARERA, è lo stesso dispositivo.

altrimenti non troverebbero finanziamento. Non a caso, la quota di sistemi di accumulo elettrochimici nella capacità nuova aggiudicata è cresciuta rapidamente: nella terza asta (anno di consegna 2024) rappresentavano circa il 30%, nell'asta per il 2025 hanno superato il 50%, nell'asta per il 2026 sono arrivati al 60%, fino al 95% nell'asta per il 2027, con 594 MW di nuova capacità assegnata totale.[45]

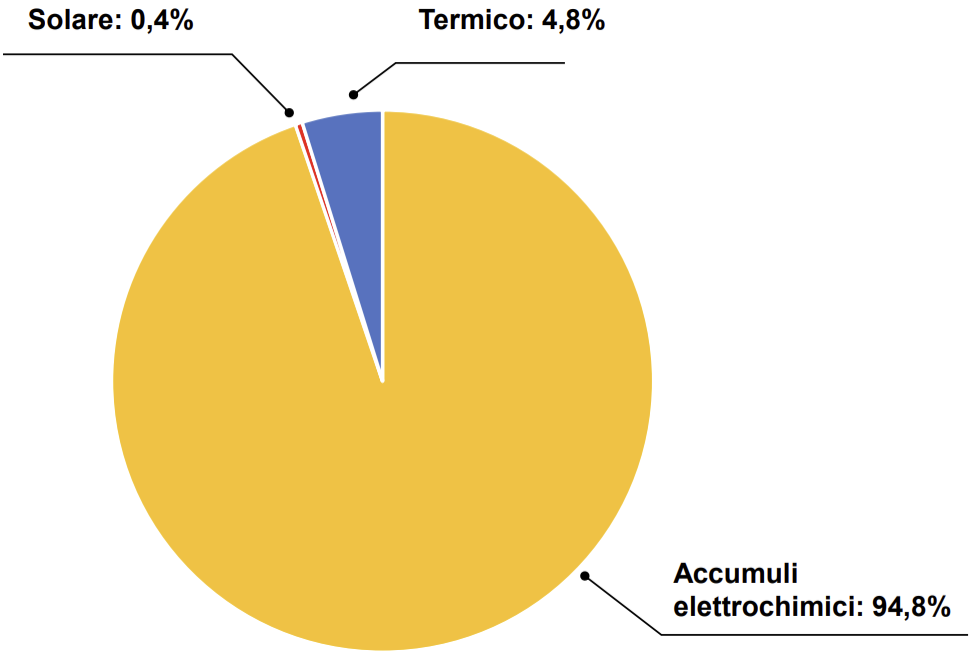


Figura 2.9: Capacità nuova assegnata asta madre 2027
Fonte: Rendiconto degli esiti - Asta madre 2027, Terna

Rimane aperta una tensione interessante per le fonti rinnovabili non programmabili. Queste possono partecipare al mercato della capacità, ma sono soggette a tassi di de-rating: poiché la loro disponibilità nei momenti di picco è incerta, la capacità riconosciuta ai fini dell'asta è inferiore alla potenza nominale installata, perché nelle ore di punta serali o invernali quella potenza semplicemente non ci sarà. Il de-rating è quindi una correzione tecnica necessaria, ma introduce uno svantaggio competitivo strutturale per le rinnovabili rispetto alle tecnologie programmabili.[46]

[45] Terna, Rendiconti degli esiti delle aste madri per gli anni di consegna 2024, 2025, 2026 e 2027, download.terna.it"

[46] I tassi di de-rating per le fonti rinnovabili non programmabili (solare, eolico, idrico fluente) sono calcolati da Terna su base storica, a partire dalla generazione media registrata da ciascuna fonte nelle ore di picco settimanale degli ultimi tre anni. La stessa logica vale per capacità nuova ed esistente. Per i sistemi di accumulo il tasso dipende dal rapporto energia/potenza (E/P) dichiarato e più lunga è l'autonomia, minore è il de-rating, perché l'impianto riesce a coprire una quota maggiore delle ore di picco. Le unità termoelettriche non sono esenti da de-rating, ma la riduzione è molto più contenuta (intorno al 10% per le unità nuove), perché riflette solo il rischio di guasto imprevisto. Valori e metodologie sono definiti da Terna nelle Disposizioni tecniche di funzionamento n. 2 del mercato della capacità e nei relativi allegati annuali

Fonte	Tasso di derating
Solare	*88%*
Eolico	*84%*
Fluente	*67%*

Rapporto energia/potenza accumulo (h)	CDP in percentuale (1-tasso di derating)
1	24%
2	44%
3	56%
4	67%
5	74%
6	81%
7	86%
8	90%

Figura 2.10: Tassi di derating delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e dei sistemi di accumulo elettrochimici per l'anno di consegna 2027
Fonte: Allegato 3 alla DTF n. 2 per l'anno di consegna 2027, Terna

Le categorie regolatorie con cui Terna classifica la capacità assegnata permettono di vedere quanto pesino davvero le rinnovabili intermittenti nel mercato. Negli esiti dell'asta madre 2027 la capacità esistente nazionale si ripartisce in 2.202 MW di unità FRNP e 35.845 MW di unità non flessibili e non FRNP[47]: le rinnovabili non programmabili valgono dunque circa il 5,8% della capacità esistente. La disciplina qualifica come FRNP eolico, solare e idroelettrico fluente. La loro quota ridotta dipende in misura rilevante dal de-rating, che riconosce a un impianto solare o eolico solo una frazione della potenza installata. Lo stesso quadro emerge anche nella capacità nuova, in cui dei 594 MW assegnati, il 94,8% sono accumuli elettrochimici e appena lo 0,4% solare, queste quote sono già espresse al netto del de-rating, e quindi si riferiscono ad una potenza installata maggiore.
L'obbligo di restituire la differenza tra prezzo di riferimento e strike price grava solo sulla capacità contrattualizzata, e come abbiamo visto, per un impianto eolico o solare la CDP (Capacità Disponibile in Probabilità) riconosciuta è minima. Sul resto della capacità l'unico vincolo che grava è il CAP stesso del mercato, oggi pari a 4.000 €/MWh.[48] La leva che dovrebbe sterilizzare gli incentivi a offrire alto nelle ore di scarsità non tocca quindi quasi per nulla proprio le tecnologie per cui il rapporto ARERA rileva la maggiore

[47] Terna, Mercato della Capacità - Rendiconto degli esiti, Asta Madre 2027, p. 15 (Capacità Assegnata per Categoria e Partecipante).
[48] GME, DTF n. 20 rev. 04 MPE

frequenza di trattenimento economico: per l'eolico, nel 100% delle ore sia nel 2023 sia nel 2024 (99,8%).

2.3.4. Il mercato elettrico italiano nel contesto europeo: integrazione e limiti del market coupling

Il sistema del market coupling è un meccanismo tecnico di allocazione della capacità di interconnessione ed è il modo in cui il prezzo dell'energia italiana smette di essere un fatto puramente nazionale e diventa il risultato di un'ottimizzazione che coinvolge simultaneamente decine di mercati europei. I vantaggi che produce sono reali, ma i limiti che introduce per il monitoraggio dei comportamenti strategici lo sono altrettanto.

Come funziona l'integrazione

Nel 2009 è partita l'iniziativa Price Coupling of Regions (PCR), sostenuta da otto borse elettriche europee, tra cui il GME per l'Italia. L'operatività si basa sull'algoritmo Euphemia (2.4.2), questo raccoglie tutte le offerte presentate sulle borse nazionali e calcola simultaneamente i prezzi di equilibrio per ogni zona di mercato e alloca la capacità di interconnessione disponibile. Sul piano infrastrutturale, la rete italiana si collega ai sistemi confinanti attraverso quattordici zone virtuali estere, descritte nel capitolo 2.4.1 relativo alla struttura zonale.

L'integrazione non si limita al giorno prima. Sul mercato infragiornaliero l'Italia partecipa al Single Intra-Day Coupling (SIDC), che alterna la contrattazione continua sulla piattaforma XBID a tre aste implicite pan-europee (IDA, Intraday Auctions). In Italia le tre IDA corrispondono alle sessioni d'asta MI-A1, MI-A2 e MI-A3 gestite dal GME. Dal giugno 2024 queste aste coprono anche le frontiere italiane con Francia e Austria, estendendo il perimetro del coupling rispetto alle precedenti CRIDA, le quali includevano già le frontiere con Slovenia e Grecia.[49] Sul fronte del bilanciamento, il quadro si completa con le piattaforme PICASSO (riserva aFRR), MARI (riserva mFRR) e TERRE (Replacement Reserve), verso cui il TIDE orienta progressivamente l'attività di Terna.[50]

[49] GME, Vademecum Borsa Elettrica, 2025, par. 5.3;
[50] RSE, Appunti di Energia, Il TIDE, 2024, p. 3.

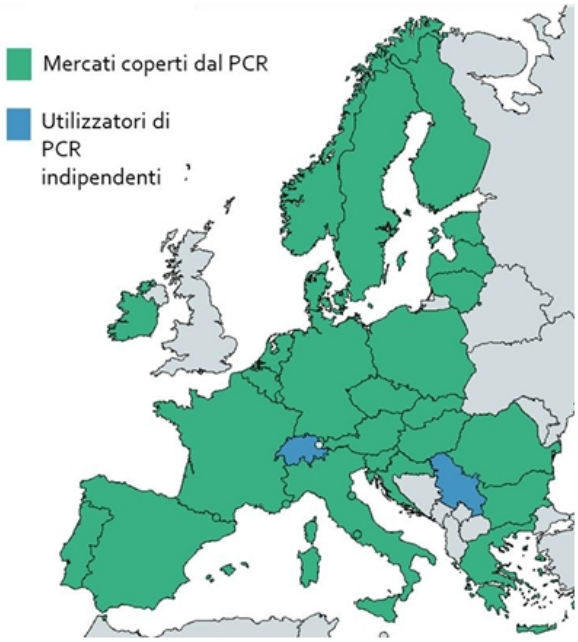


Figura 2.11: Stati coperti dal PCR
Fonte: APE Euphemia, RSE

Il vantaggio

Quando i mercati sono separati, energia a basso costo prodotta in un paese non riesce a raggiungere zone dove il prezzo sarebbe più alto, e la congestione genera rendite artificiali. Il coupling risolve esattamente questo problema: i flussi vengono diretti dai mercati con prezzi più bassi verso quelli con prezzi più alti, finché la capacità di interconnessione è disponibile. L'ottimizzazione quindi, non è più circoscritta al confine nazionale e i guadagni di efficienza allocativa eccedono quelli ottenibili da qualsiasi soluzione puramente domestica.

Il vincolo generalizzato

La capacità di import non è fissa. Terna, come gestore della rete nazionale e per ragioni di sicurezza del sistema, può limitarla lungo i confini settentrionali con Francia, Austria e Slovenia, è il cosiddetto vincolo generalizzato. Quando scatta, l'algoritmo riduce i flussi in ingresso e talvolta genera controflussi, dirottando energia dalla zona estera a prezzo più basso verso quella a prezzo più alto senza che entri mai in Italia.[51]

Non è un'eventualità marginale: attivato nel 6% delle ore nel 2022, nel 17% nel 2023 e nel 21% nel 2024, il vincolo si è assestato anche nel 2025 sugli stessi livelli, con il 21%

[51] "Per garantire il soddisfacimento del vincolo di rete imposto da Terna l'algoritmo potrebbe generare flussi di export dalla zona fittizia COUP, atta a gestire il vincolo generalizzato, verso una delle frontiere in coupling anche in presenza di un prezzo di quest'ultima inferiore a quello italiano."Cfr. GME, Relazione Annuale 2023, p. 26, note 17-18, e Relazione Annuale 2024, p. 29, note 14-15.

delle ore tra gennaio e settembre e il 14% dei quarti d'ora nell'ultimo trimestre, dopo il passaggio del MGP alla risoluzione quartoraria. La crescita rapida del triennio precedente si è dunque fermata, ma su una frequenza che ormai tocca stabilmente quasi un'ora su cinque.[52] Il GME osserva che l'attivazione si addensa nelle giornate festive, quando la domanda bassa potrebbe tradursi in un basso tasso di accettazione degli impianti termoelettrici nazionali e in maggiori difficoltà di dispacciamento. Il condizionale è del GME, e lo tengo. La ragione di fondo resta comprensibile, quegli impianti valgono al sistema più dell'energia che vendono, perché è la generazione sincrona a sostenere la frequenza e a fornire le riserve, e un parco di soli import e rinnovabili non programmabili lascerebbe Terna con poco margine in tempo reale.[53] Limitando l'import, Terna alza la domanda residua sui produttori nazionali e li tiene in esercizio.

La conseguenza è che la concorrenza estera che il coupling dovrebbe far pesare sul potere di mercato domestico non opera sempre, infatti nelle ore di vincolo è Terna stessa a sospenderla, e lo fa proprio dove il carico è basso. Ma tenere accesi quegli impianti significa anche non lasciarli uscire spenti dal mercato dell'energia proprio quando servono al sistema per frequenza e riserve, ed è la condizione rovesciata rispetto a quella che aveva aperto il caso di Brindisi, lì le unità necessarie alla sicurezza ma assenti da MGP diventavano controparti localmente non sostituibili su MSD, e il servizio andava ricomprato a caro prezzo invece di arrivare come sottoprodotto della produzione. Il vincolo non cancella quel rischio in generale, ma per quelle ore lo tiene chiuso: meno disciplina competitiva sul giorno prima, in cambio di un problema di dispacciamento che non si apre. Letto su un mercato solo, il bilancio sfuggirebbe.

I limiti: più scala, meno leggibilità

L'indagine conoscitiva ARERA sul biennio 2023-2024 documenta un dato preciso: in una quota significativa di ore, il 46% nel 2023 e il 37% nel 2024, è risultata al margine almeno un'offerta proveniente da paesi esteri in coupling con l'Italia di cui, nelle parole dello stesso documento, "non si conosce il sottostante fisico e quindi il sottotipo tecnologico", stante la modalità con cui le offerte estere vengono trasmesse in forma aggregata attraverso le zone virtuali.[54] Per chi monitora il mercato, applicare il benchmark sul costo marginale di breve periodo richiede sapere con che tecnologia quell'energia è stata prodotta, e per le offerte estere in coupling quella informazione semplicemente non c'è.

[52] GME, Relazione Annuale 2024, p. 21 e 29, e Relazione Annuale 2025, pp. 30-31 (Fig. 2.1.10)

[53] L'interpretazione sull'addensamento festivo è del GME (Relazione Annuale 2023, p. 26), che la formula al condizionale. Il legame tra generazione sincrona, regolazione di frequenza, inerzia e riserve è quello già richiamato in 2.3.1 a proposito dei servizi ancillari e applicarlo qui è una lettura coerente con quel quadro.

[54] ARERA, Indagine conoscitiva MGP 2023-2024, Allegato A, 302/2025/R/eel, p. 24.

Il punto più concreto rimane però sulla leggibilità delle strategie. Un operatore (o più operatori collusi) con impianti e posizioni su entrambi i lati di una frontiera in coupling può strutturare le proprie offerte sfruttando le asimmetrie tra mercati contigui in modi che risultano opachi se osservati dal solo angolo nazionale. Il caso Danske/Equinor (Francia, 2025), citato da Cambini e Lo Schiavo, è già una dimostrazione pratica di come la manipolazione coordinata di capacità transfrontaliere emerga come fattispecie concreta, e di quanto il confine tra ottimizzazione legittima di portafoglio e condotta abusiva sia, in questi contesti, strutturalmente più difficile da tracciare.

2.3.5. Le modalità di offerta: granularità, struttura e implicazioni per il monitoraggio

Per punto di offerta o per portafoglio

Nel biennio oggetto dell'indagine la regola era netta: sul MGP, sul MI-A e sul MSD le offerte andavano presentate per singolo punto di offerta.[55] Il punto di offerta corrisponde al punto di dispacciamento, questo in immissione coincide tipicamente con la singola unità di produzione, mentre in prelievo può aggregare più punti di consumo. Solo sul MI-XBID l'operatore poteva scegliere tra le due modalità di presentazione, per portafoglio, cioè riferita all'insieme di tutti i suoi punti in una zona; oppure per singolo punto di offerta, ad eccezione dei punti in prelievo appartenenti a zone geografiche, ammessi esclusivamente per punto.[56]

Le zone geografiche corrispondono alle aree fisiche della rete nazionale[57], dove i vincoli di trasporto sono concreti e le congestioni reali, quelle virtuali rappresentano invece le interconnessioni con l'estero, ossia i poli in cui le frontiere con i paesi confinanti entrano nel mercato, come individuate dalla disciplina del dispacciamento.

La conseguenza sulla monitorabilità dipende dall'offerta per portafoglio, questa aggrega più unità in un'unica posizione commerciale, rendendo opaco quale specifico impianto stia operando e in che misura. L'offerta per punto, al contrario, consente di tracciare ogni singola unità, ed è esattamente questa granularità ad aver reso possibile, unità per unità, il confronto tra prezzi offerti e costo variabile standard su cui l'indagine ARERA si regge. Non a caso il rapporto individua nel portfolio bidding adottato dai paesi d'oltralpe la ragione per cui delle offerte estere al margine non si conosce il sottostante fisico.

Dal 1° gennaio 2025 il quadro formale è cambiato: con il TIDE la negoziazione su MGP e MI è riferita ai portafogli zonali, mentre la presentazione per unità resta prescritta solo sul MSD, dove è imprescindibile perché Terna seleziona e dispaccia i singoli impianti.[58] La sostanza, però, per ora non è cambiata. Il GME attribuisce i portafogli in via predefinita,

[55] art. 26.1bis del TIDME nella versione previgente.
[56] Art. 2.1(llll, mmmm), 26.1bis e 26.1quater TIDME.
[57] Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna

uno per ciascuna unità, ed esclude espressamente modalità ulteriori di aggregazione, pur avendo la facoltà di introdurle con una propria disposizione tecnica.[59] Il portafoglio è quindi, oggi, un contenitore con dentro una sola unità e il prezzo di offerta resta di fatto riferibile al singolo impianto, il confronto tra prezzo offerto dalla UPR e costo variabile standard resta replicabile, e non a caso ARERA, scrivendo a metà 2025, descrive ancora il disegno nazionale come unit bidding.[60] L'aggregazione vera, quella per cui il TIDE ha introdotto i portafogli come paradigma per integrare nel sistema rinnovabili diffuse, accumuli e domanda flessibile, è predisposta ma non attivata.[61]

Il punto per il monitoraggio va quindi posto al condizionale. Se una futura disposizione tecnica attivasse portafogli multi-unità, il programma fisico per impianto resterebbe osservabile[62], perché le nomine sulla Piattaforma di Nomina avvengono per unità e su di esse Terna costruisce il programma base del MSD; a sparire sarebbe il prezzo di offerta per unità, e con esso la possibilità di distinguere la capacità che l'operatore ha scelto di non offrire da quella offerta e rifiutata dal mercato, lasciando alla vigilanza solo ricostruzioni da richiedere ex post agli operatori.[63] Che l'architettura contempli già questo scenario lo mostrano le disposizioni del mercato della capacità, che per verificare gli obblighi di offerta prevedono la ricostruzione della quantità per unità ripartendo l'offerta del portafoglio in proporzione alla potenza nominale, quindi una convenzione contabile pronta per il giorno in cui il dato osservato non ci fosse più.[64] Il dato su cui l'indagine 2023-2024 si basa esiste ancora, ma è passato da scelta strutturale del disegno di mercato a disposizione tecnica revocabile senza riforma.

Tipologie formali di offerta

Ogni offerta è strutturata come coppia quantità-prezzo. Le varianti ammesse differiscono in base al mercato.

L'offerta semplice è la forma base con una coppia quantità-prezzo per ogni singolo intervallo o per un blocco multi-periodo.

[58] TIDME nella versione in vigore dal 1° gennaio 2025; ARERA, deliberazione 345/2023 e Relazione tecnica al TIDE, sez. 13.3.

[59] Disciplina del Mercato Elettrico, art. 26.4; GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 24 MPE.

[60] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, Executive Summary e p. 9.

[61] RSE, Appunti di Energia, Il TIDE, 2024, pp. 3-4, "elementi di contesto".

[62] Per le criticità nel passaggio al portfolio bidding vedi anche "Osservazioni al documento per la consultazione ARERA 685/2022 (TIDE)", 13 marzo 2023, pp. 12-13, Spunto 10.3.1.,

[63] Un'unità con 500 MW disponibili e 200 nominati può avere offerto tutti i 500 MW con 300 rifiutati perché offerti sopra il prezzo di equilibrio, oppure averne offerti 200 e trattenuti 300, il programma fisico risultante è identico e a distinguerli è solo il prezzo al quale la capacità mancante era o non era sul mercato.

[64] Terna, Mercato della capacità, Disposizioni tecniche di funzionamento n. 1, Formule 1.10-1.13.

L'offerta multipla consiste in una serie di offerte semplici presentate dallo stesso operatore per lo stesso prodotto e lo stesso intervallo, con condizioni di prezzo diverse. Permette di rappresentare una curva di costo a gradini: un produttore può offrire i primi 100 MW a 40 €/MWh, i successivi 80 MW a 65 €/MWh e così via, fino a un massimo di quattro gradini per MGP e MI-A. Ammessa su MGP, MI-A e MSD.[65]

L'offerta predefinita è un'offerta semplice o multipla che il GME considera automaticamente presentata nelle sedute in cui l'operatore non inserisce nulla, questa serve soprattutto agli operatori con obbligo di offerta continuativo ed è ammessa su MGP e MSD.

L'offerta bilanciata è specifica del MI-A e consiste in due offerte di segno opposto con un codice comune, riferite allo stesso intervallo e alla stessa zona. Una è di vendita al prezzo minimo tecnico, l'altra di acquisto al prezzo massimo tecnico in modo da compensarsi, le offerte vengono accettate con priorità massima a parità di prezzo. L'obbiettivo è spostare una posizione senza esporsi al rischio di prezzo, si tratta di uno strumento tipico per aggiustamenti tecnici (anche tra più operatori).

Prodotti e granularità temporale

Fino al 2024 il mercato italiano operava esclusivamente su base oraria, dal 2025[66], in recepimento del framework europeo SDAC/SIDC, sono stati introdotti prodotti con granularità inferiore. Sul MGP si possono presentare offerte semplici a 15 minuti, 30 minuti e 1 ora, compresi i blocchi di tipo profile nelle stesse granularità. Sul MI-A sono ammessi solo prodotti semplici a 15 minuti e blocchi profile mentre sul MI-XBID prodotti semplici a 15 minuti e a 1 ora, senza blocchi.

La granularità non è un dettaglio operativo neutro, quando un'offerta oraria comprime in un unico prezzo la disponibilità a produrre dei sessanta minuti, sta mediando un profilo che dentro l'ora può variare sensibilmente, soprattutto in presenza di rampe rapide del carico. Il passaggio alla granularità quarto-oraria rende il mercato più informativo, soprattutto con molti impianti con vincoli di rampa stringenti, e ancora di più per accumuli e domanda flessibile, ma complica ulteriormente il monitoraggio perché moltiplica le dimensioni lungo cui confrontare comportamenti osservati e comportamenti attesi.[67]

Offerte a blocchi: logica e tipologie

Le offerte semplici e multiple sono limitate dalla loro possibilità di applicarsi ad un singolo intervallo. Un impianto termoelettrico avendo costi fissi di avviamento, tempi

[65] Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev. 05 MPE

[66] Il periodo di settlement degli sbilanciamenti è passato al quarto d'ora dal 1° gennaio 2025; i prodotti quarto-orari sul MGP, in recepimento dello SDAC, sono operativi con il go-live europeo delle MTU a 15 minuti del 30 settembre 2025, e da ottobre 2025 gli esiti MGP sono pubblicati su base quarto-oraria (96 intervalli)

[67] Sul punto cfr. Cambini e Lo Schiavo (2025), p. 39-40, Il monitoraggio.

minimi di funzionamento e vincoli di rampa, non può però accendersi per un quarto d'ora. Per questo in assenza di prodotti multi-periodo, molti produttori termici offrivano a prezzo nullo nelle ore a prezzo più basso del proprio ciclo di funzionamento per non essere estromessi dal merito a metà corsa, di fatto auto-programmandosi e distorcendo la curva di offerta. Le offerte a blocchi rispondono a questo problema con un'unica offerta che in linea di principio copre più intervalli consecutivi e con un unico prezzo limite, accettata o rifiutata nel suo insieme.

L'unico blocco oggi ammesso in Italia è il blocco di tipo profile, introdotto dal 2025 su MGP e MI-A[68], questo ha un solo prezzo limite ma può specificare un volume diverso per ciascun intervallo coperto, il caso a volume costante coincide invece con il blocco detto regolare. Il grado di indivisibilità dipende dal Minimum Acceptance Ratio: con MAR pari a 1 il blocco viene accettato integralmente o rifiutato integralmente, con MAR inferiore può essere accettato parzialmente fino a quella soglia.[69]

Euphemia contempla anche prodotti più sofisticati come i blocchi linked che condizionano l'accettazione di un blocco a quella di un altro, con una struttura padre-figlio adatta a separare il recupero dei costi di avviamento dalle ore a costo marginale.

Prezzo, limiti e contenuto informativo dell'offerta

Sul MTE gli operatori possono presentare offerte senza limite di prezzo[70], queste avranno così priorità massima nel book e verranno abbinate al primo prezzo disponibile, qualunque esso sia. Sul MPEG invece il prezzo è sempre obbligatorio mentre su MGP e MI non esiste una categoria senza prezzo, ma offerte di acquisto presentate al cap tecnico producono un effetto equivalente ai fini dell'accettazione.

I limiti tecnici di prezzo sono: sul MGP da -600 a +4.000 €/MWh, sul MI da -9.999 a +9.999 €/MWh, sul MTE con cap a +4.000 €/MWh senza floor negativo.[71] Dal 2021 le offerte di vendita sul MGP possono assumere prezzi negativi, con un floor oggi a -600 €/MWh e la regola consente che anche il prezzo di equilibrio vada sotto lo zero, ed è effettivamente ciò che accade nel resto d'Europa, dove i prezzi negativi sono ormai ricorrenti nelle ore di eccesso rinnovabile.

[68] GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev. 05 MPE. Il numero di blocchi presentabili da ciascun operatore è peraltro contingentato e riassegnato trimestralmente, combinando una dotazione di base con una quota proporzionale ai portafogli e all'utilizzo effettivo nel trimestre precedente.

[69] il rapporto di accettazione è definito come volume accettato su volume totale offerto, e il blocco è accettato se tale rapporto è almeno pari al MAR.

[70] art. 65.2 TIDME

[71] Definiti dalle DTF in recepimento di decisioni ACER armonizzate a livello europeo, DTF n. 20 rev. 04 MPE

Tabella 2.2: Primi 10 paesi europei per numero di ore con prezzi negativi 2023-2025

Tab. 1 - PRIMI 10 PAESI EUROPEI PER NUMERO DI ORE CON PREZZI NEGATIVI E PREZZI MEDI IN TALI ORE, 2023-2025 (1)

2023			2024			2025		
Paese	n. ore	euro/MWh	Paese	n. ore	euro/MWh	Paese	n. ore	euro/MWh
Finlandia	467	–13,35	Finlandia	725	–1,76	Spagna	489	–2,35
Svezia	420	–2,57	Svezia	655	–2,63	Paesi Bassi	466	–14,25
Norvegia	329	–2,62	Paesi Bassi	458	–18,6	Germania	451	–12,89
Paesi Bassi	316	–26,06	Germania	457	–11,5	Francia	423	–7,36
Germania	301	–12,87	Belgio	404	–15,38	Belgio	418	–16,56
Danimarca	261	–8,38	Francia	352	–10,16	Finlandia	394	–1,46
Belgio	222	–10,45	Danimarca	334	–5,14	Austria	340	–16,98
Francia	147	–6,84	Rep. Ceca	315	–15,11	Svezia	336	–2,59
Rep. Ceca	134	–8,09	Austria	296	–15,77	Danimarca	325	–3,69
Estonia	129	–3,87	Svizzera	292	–18,60	Polonia	284	–16,64

(1) I dati scandinavi sono medie pesate per il consumo del totale di ore negative raggiunto nelle diverse *bidding zones* in cui sono divisi i territori nazionali in Danimarca, Svezia e Norvegia. Il dato del 2025 per la Norvegia è assente. Dati aggiornati al 6 agosto 2025.
Fonte: rielaborazione dell'Autore su dati Entso-E, via Fraunhofer Ise.

Fonte: Soldavini Rivista Energia 4.25

In Italia, invece, il prezzo tocca lo zero ma sotto non scende mai. Se la regola permette il prezzo negativo e altrove si forma regolarmente, la sua assenza in Italia non è un automatismo tecnico ma un fatto che chiede una spiegazione. Cambini e Lo Schiavo lo definiscono apertamente un mistero, e ne propongono una lettura, il trattenimento sulle rinnovabili, in particolare sull'eolico, potrebbe essere il modo con cui gli operatori multi-tecnologia evitano di fermare i propri impianti a gas: offrendo l'eolico a prezzi alti e facendoselo rifiutare, tengono i termici al margine e impediscono al prezzo di crollare. L'ipotesi è dichiarata come tale, perché l'indagine non ha i dati per dimostrarla, ma è coerente con un'evidenza solida: nel controfattuale di concorrenza perfetta dell'indagine ARERA il prezzo si sarebbe azzerato in più ore di quante se ne osservino nella realtà, segno che le rinnovabili offrivano sopra il proprio costo marginale, ARERA scrive: "le zone di offerta più impattate sono quelle caratterizzate da un maggior numero di UPR eoliche e solari, ovvero quelle dell'Italia meridionale e insulare."

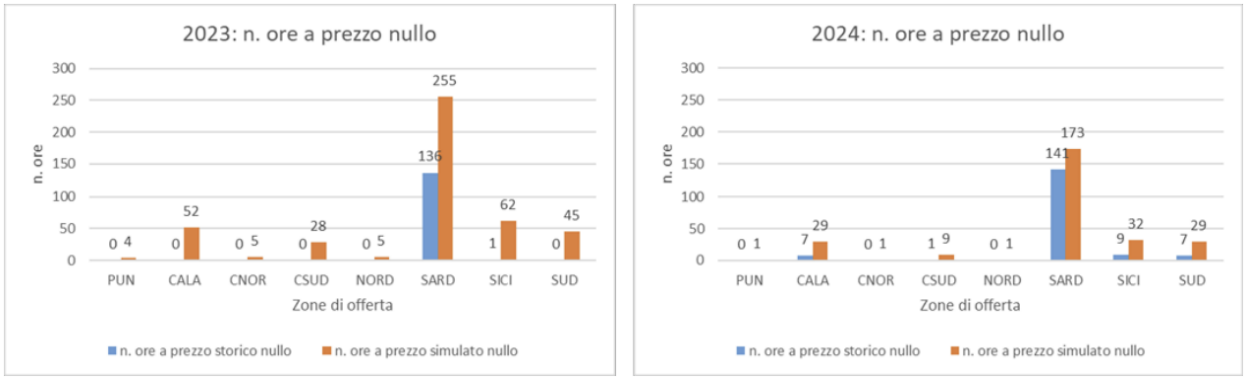


Figura 2.12: Numero di ore a prezzo nullo 2023 e 2024 per zona di offerta
Fonte: Allegato A alla delibera 302/2025, Graf. 39, ARERA

Letta così, l'assenza di prezzi negativi smette di essere una curiosità regolatoria e diventa un possibile sintomo del trattenimento stesso, cioè dello stesso comportamento che

questa tesi indaga. Quando nelle ore centrali estive la produzione fotovoltaica supera la domanda, un prezzo negativo segnalerebbe il surplus e renderebbe conveniente assorbirlo con accumulo e domanda flessibile. Tenuto fermo a zero il segnale si spegne, perché lo spread tra ore di carica e ore di scarica si comprime, riducendosi il ritorno atteso dello stoccaggio, inoltre Terna gestisce l'eccesso con curtailment e ridispacciamento, i cui costi finiscono in bolletta. Ciò che soffoca un segnale di mercato utile allo stoccaggio è, nello stesso momento, una possibile traccia di potere di mercato.

2.3.6. Mercato Locale della Flessibilità (MLF)

Il MSD è il mercato in cui Terna compra la flessibilità per la rete di trasmissione. Il Mercato Locale della Flessibilità sposta questa logica a livello di distribuzione: sono i gestori delle reti locali (DSO) a comprare servizi dai Balance Service Provider (BSP): soggetti che possono aggregare risorse distribuite come accumuli, fotovoltaico e carichi flessibili, ma che possono anche essere singoli produttori che offrono direttamente la flessibilità del proprio impianto, senza intermediazione.[72] Gestito dal GME nell'ambito dei progetti pilota istituiti dalla delibera ARERA 352/2021, oggi ha ancora un peso marginale, ma con la crescita della generazione distribuita una quota sempre crescente della flessibilità del sistema passerà dall'MSD al MLF.

2.3.7. Piattaforma Conti Energia a Termine PCE e Piattaforma di Nomina (PN)

Tutti i contratti a termine, sia quelli conclusi sul MTE sia quelli bilaterali, devono essere registrati sulla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE), gestita dal GME dal 2007. Come si è visto trattando il MTE, il saldo di ciascun conto energia viene riversato sul MGP come offerta equivalente, quindi la posizione a termine non resta fuori dal mercato a pronti ma ne fa parte e concorre a formare la posizione commerciale dell'operatore. La registrazione recupera così parte della visibilità che la liquidità perde migrando sull'OTC, infatti dei bilaterali e OTC il regolatore vede i volumi, le zone e le controparti ma non il prezzo, che resta invece una pattuizione privata.

La Piattaforma di Nomina costituisce il passaggio successivo, infatti traduce la posizione commerciale in programma fisico, stabilendo quali unità del portafoglio immettono o prelevano i MWh.[73] L'operatore può nominare una programmazione diversa dalla propria

[72] Il BSP va distinto dal BRP, nonostante possa essere lo stesso soggetto. Il Balance Responsible Party è responsabile dell'equilibrio commerciale di un portafoglio e risponde degli sbilanciamenti; il Balance Service Provider fornisce attivamente servizi di flessibilità (energia a salire o a scendere) al gestore di rete (in ambito MLF è più spesso detto FSP Flexibility Service Provider).

[73] La Piattaforma di Nomina nasce con l'avvio di XBID il 21 settembre 2021, limitata al MI continuo; con il TIDE assume la funzione generale di separare posizione commerciale e programmazione fisica per gli esiti di MGP e MI. Cfr. ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), rev. 4 efficace dal 5 giugno 2025, Sezione 17.2 (in

posizione di mercato, entro il vincolo che le nomine non eccedano la posizione netta, e lo scarto fra le due si chiude come sbilanciamento ed è valorizzato al prezzo di sbilanciamento.

2.3.8. Bacheca PPA

Un produttore eolico o fotovoltaico ha costo marginale prossimo a zero, e la teoria dell'offerta competitiva dice che dovrebbe offrire a zero: qualsiasi prezzo positivo è rendita inframarginale. Nel breve periodo il recupero del capitale non avviene qui, ma attraverso i contratti di lungo termine. Questo rende apparentemente semplice il benchmark per le rinnovabili, dove ARERA assume costo marginale nullo. Eppure, l'indagine ha riscontrato che almeno un'offerta eolica soddisfaceva le condizioni di trattenimento economico nel 100% delle ore del 2023 e nel 99,8% di quelle del 2024, e almeno un'offerta solare rispettivamente nel 61% e nel 77% delle ore: offerte a prezzi non solo positivi ma in molti casi elevati, rifiutate pur provenendo da impianti a costo nullo.[74] La domanda diventa allora perché un produttore a costo marginale zero offra a prezzi alti.

I Power Purchase Agreement sono contratti pluriennali, tipicamente tra cinque e vent'anni, in cui un produttore rinnovabile si impegna a fornire energia a un acquirente a prezzo fisso F. Chi compra ottiene stabilità dei costi, invece chi vende ottiene la certezza dei ricavi che rende bancabile l'investimento, queste sono le funzioni primarie del contratto. La Bacheca PPA, istituita dall'art. 28, comma 1, del D.Lgs. 199/2021 e gestita dal GME, facilita l'incontro tra le parti e impone la registrazione dei contratti articolandosi in tre comparti: Annunci, Registrazione Contratti, Energy Release. L'obbligo di registrazione copre però solo i contratti regolati con consegna fisica, mentre i PPA puramente finanziari sfuggono per intero alla registrazione, e con essi l'informazione sul costo-opportunità con cui quegli operatori offrono sui mercati a pronti. Inoltre, per i contratti registrati il regolatore vede solo la durata e la controparte, ma non il prezzo F né le clausole interne.[75]

Aver offerto a un prezzo alto, e aver così soddisfatto le condizioni di trattenimento, non basta: la Guidance REMIT di ACER richiede due requisiti ulteriori[76] perché si possa parlare di manipolazione, cioè la capacità di influenzare il prezzo e l'assenza di una giustificazione legittima di natura tecnica, regolatoria o economica, inclusi i costi

particolare Artt. 4-17.2.3 e 4-17.2.4).

[74] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, cap. 4. Le percentuali contano le ore dell'anno in cui almeno un'unità soddisfa le tre condizioni.

[75] GME, DTF n. 05 Rev. 03 Bacheca PPA, par. 3.2, il prezzo non compare tra le informazioni minime obbligatorie.

[76] REMIT Guidance di ACER del 18 dicembre 2024 (nota 139)

opportunità. La domanda rilevante diventa allora un'altra: quanto sopra lo zero è economicamente giustificabile offrire per un impianto a costo marginale nullo?
Per un impianto termico la risposta è ancorata al CVS, come vedremo in 2.3.10: so quanto costa bruciare gas, e un'offerta molto sopra quel valore segnala trattenimento. Per eolico e solare puri l'ancora è zero, e sopra lo zero le giustificazioni legittime sono poche e di portata limitata. Il rischio di sbilanciamento giustifica semmai prudenza nella quantità offerta, ed è così che lo tratta la stessa ARERA, che nello screening assume la produzione prudenzialmente attesa a prezzo nullo; come margine sul prezzo è un argomento più debole, ammissibile solo come difesa in sede di verifica individuale. I costi variabili residui di funzionamento aggiungono poco. La sola giustificazione che spiegherebbe offerte alte, il costo-opportunità intertemporale di chi conserva energia per un'ora più cara, vale per l'idroelettrico a bacino e per gli impianti con stoccaggio, ma non per fotovoltaico ed eolico non programmabili, che non conservano nulla: l'energia o la producono nell'ora o la perdono. La copertura tramite PPA spinge semmai nella direzione opposta, almeno nella struttura più comune per eolico e solare: nel pay-as-produced il venditore incassa il prezzo fisso solo sull'energia effettivamente prodotta, senza obbligo di reintegrare i volumi mancanti. Chi trattiene non protegge nessun ricavo, vi rinuncia: l'interesse è produrre ed essere dispacciati, quindi offrire basso.[77]
Nessuna di queste voci spiega offerte che, per l'eolico nelle ore di trattenimento, hanno media annua di 652 €/MWh[78] nel 2023, scesa a 192 nel 2024, con un gruppo di unità stabilmente intorno ai 3.000 €/MWh in entrambi gli anni (Fig. 2.13)[79]. Il calo tra i due anni ci dice anche che lo stesso parco, a parità di costo nullo, sceglie prezzi molto diversi in anni diversi, ed è un comportamento che nessuna giustificazione di costo riesce a seguire. La fascia di legittimità delle offerte sopra il costo nullo rimane, questa però difficilmente comprende al suo interno certe offerte stratosferiche, che forniscono quindi l'evidenza più solida a sostegno dell'ipotesi di trattenimento.

[77] Nel pay-as-produced l'acquirente ritira la produzione effettiva a prezzo fisso, quindi ogni MWh trattenuto è F perso. Con prezzi PPA italiani rilevati intorno ai 50-70 €/MWh contro scarti medi tra prezzi zonali e PUN Index dell'ordine di pochi €/MWh, la perdita domina qualunque guadagno via CCT sui volumi ancora consegnati. Nei PPA a profilo fisso (baseload) consegnare conviene sempre, perché l'energia mancante andrebbe ricomprata a prezzi di mercato sicuramente superiori ai costi delle rinnovabili, il trattenimento al massimo si fa con la capacità che eccede il profilo fisso, con lo stesso meccanismo del CCT visto per il MTE. Prezzi PPA: rilevazioni Pexapark e LevelTen 2024-2025; scarti zonali: GME, Relazione Annuale 2024 e 2025, Fig. 2.1.7.
[78] Cambini C., Lo Schiavo L. (2025), Tabella 4, p. 19.
[79] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, Graf. 22.

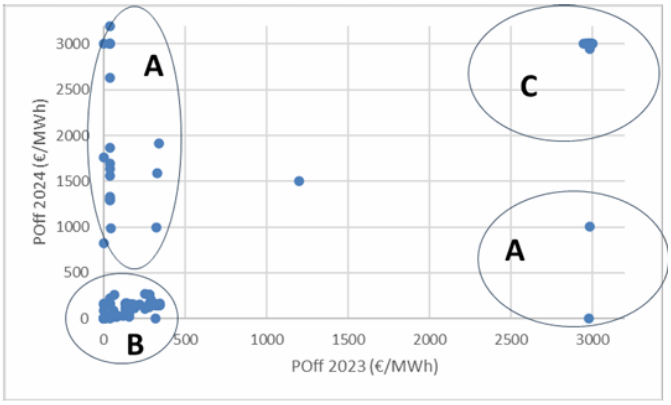


Figura 2.13: Valori annui medi del prezzo offerto per le UPR eoliche che soddisfano le condizioni di trattenimento economico di capacità (2023 vs 2024)
Fonte: Allegato A alla delibera 302/2025, Graf. 22, ARERA

Trattenimento, prezzi e stoccaggio

Il trattenimento economico delle rinnovabili descritto sopra ha un effetto che va oltre il benchmark, e tocca gli incentivi allo stoccaggio. Partiamo dal come guadagna una batteria: compra energia nelle ore in cui costa poco e la rivende nelle ore in cui costa molto. Il suo ricavo dipende interamente dallo spread tra il prezzo di carica e quello di scarica, più ampio è lo spread, più conviene investire in capacità di accumulo e quando le rinnovabili offrono sopra il proprio costo marginale nelle ore di surplus, come l'indagine ha riscontrato, tengono i prezzi di quelle ore più alti di quanto sarebbero in concorrenza. In quelle ore le batterie vorrebbero caricarsi a basso costo, ma il trattenimento, sostenendo il prezzo, comprime lo spread tra carica e scarica riducendo il ritorno atteso dell'accumulo.

In Italia nel biennio 2023-2024 i prezzi negativi non si sono di fatto formati (2.3.5), e le poche ore a prezzo zero si sono concentrate quasi solo in Sardegna: 167 nel 2023 e 263 nel 2024, contro un massimo di 12 in ogni altra zona.[80] È l'unica zona in cui il surplus rinnovabile riesce a schiacciare il prezzo fino in fondo, perché resta intrappolato dietro una capacità di export insufficiente.[81] Le PPA aggiungono un ulteriore meccanismo, nei contratti pay-as-produced in cui il rischio dei prezzi negativi è allocato sul venditore, questi ottiene tipicamente il diritto di curtailare nelle ore negative, questo contribuisce a impedire la formazione di prezzi sotto zero[82], anche se nel periodo analizzato questo

[80] GME, Relazione Annuale 2024, Tab. 2.1.4
[81] Il 2025 aggiunge però un'avvertenza: le ore a zero compaiono in tutte le zone, Nord e perfino PUN Index compresi, dove nel biennio non se n'era registrata nessuna, mentre in Sardegna il fenomeno si ridimensiona (133 ore fino a settembre, contro 240 dello stesso periodo del 2024). Relazione Annuale 2025, Tab. 2.1.4.
[82] Pexapark, "Negative Prices in PPAs", Part One e Part Two (2024). Part Two segnala che in Italia non si erano ancora formati prezzi negativi e che clausole di questo tipo stanno entrando solo ora nei PPA italiani.

meccanismo pesa poco, perché clausole di questo tipo stanno entrando nei PPA italiani solo di recente. È qui che si chiude il cerchio con lo stoccaggio: la stessa assenza di prezzi bassi o negativi che il trattenimento sostiene, e che il curtailment contrattuale rafforzerà, è ciò che comprime lo spread su cui si fonda l'investimento in accumulo.

2.3.9. Mercati dell'Ambiente: Quote di Emissione (EU ETS) e Garanzie di Origine (GO)

Quote di emissione

Una centrale a gas, per ogni tonnellata di CO_2 che emette, deve consegnare una quota di emissione, queste arrivano dall'EU ETS, il sistema con cui l'Unione decide quanta CO_2 complessiva i settori interessati possono emettere ogni anno, un tetto che si abbassa nel tempo, ed emette un numero corrispondente di quote. Chi emette deve procurarsene una per ogni tonnellata e restituirla a fine anno, le quote si comprano e si vendono, quindi la loro scarsità ne determina il prezzo.[83] Una parte è assegnata gratuitamente alle industrie più esposte alla concorrenza estera, per non spingerle a spostare la produzione fuori dall'Europa; il settore elettrico, invece, dal 2013 non ne riceve e le compra all'asta.[84] Per una CCGT, quindi, il carbonio non è un costo figurativo ma una spesa monetaria, ed è una delle componenti del CVS costruito in 2.3.10.

Ogni unità termoelettrica compra le quote alle aste giornaliere della piattaforma EEX, dove per l'Italia conferisce il GSE, oppure sul mercato secondario. I diversi prezzi (asta, pronti, future) restano allineati dall'arbitraggio, e il riferimento comunemente citato è il future dicembre su ICE, il contratto più liquido. Nel periodo dell'indagine si è mosso parecchio: dopo il massimo sopra i 96 €/tCO_2 di febbraio 2023, media di circa 84 €/tCO_2 nel 2023, 65 nel 2024, 74 nel 2025 con oscillazioni tra 60 e 80, e circa 75 nella prima metà del 2026.[85]

Garanzie di Origine

Sulle stesse piattaforme ambientali del GME si scambia un secondo titolo, la Garanzia di Origine, che a differenza della CO_2 tocca da vicino il discorso su prezzi negativi e stoccaggio aperto in 2.3.8. È un certificato elettronico che il GSE emette per ogni MWh rinnovabile immesso in rete; chi vuole dimostrare di consumare energia verde lo acquista e lo annulla, e quell'annullamento attribuisce a quel consumatore quel MWh

[83] È il modello cap-and-trade: si fissa un tetto (cap) alle emissioni e si lascia che il diritto a emettere si scambi sul mercato (trade), così chi riduce può vendere le quote che non usa e chi non riduce deve comprarle.

[84] Il settore elettrico è stato il primo a passare all'asta integrale proprio perché, potendo trasferire ai consumatori il costo delle quote, con l'assegnazione gratuita realizzava profitti inattesi: incassava nel prezzo dell'energia il valore di mercato di quote ricevute senza spesa (Sijm J., Neuhoff K., Chen Y. (2006), «CO2 cost pass-through and windfall profits in the power sector», Climate Policy, 6(1): su dati dei mercati all'ingrosso tedesco e olandese del 2005-2006.

[85] Report from the commission to the european parliament and the council on the functioning of the European carbon market 2023, 2024; Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading System & Auctioning of allowances, europa.eu.

pulito.[86] Lo scambio avviene su tre canali del GME: il mercato organizzato M-GO, con sessioni d'asta e il GME come controparte centrale, la piattaforma PB-GO che registra gli accordi bilaterali, e la Bacheca GO che fa incontrare domanda e offerta; oltre confine i titoli circolano tramite l'hub europeo dell'AIB. È lo strumento con cui un'azienda dichiara che l'elettricità che acquista e consuma è rinnovabile. Un acquirente di PPA spesso le pretende, ma il loro ruolo cambia col tipo di contratto. Se l'energia è consegnata fisicamente, per esempio da un impianto sul sito del compratore, il flusso è già identificabile e la GO formalizza una provenienza di fatto evidente. Quando invece l'energia transita sulla rete o quando il PPA è puramente finanziario, la GO è l'unica prova del consumo rinnovabile.

La GO ha un prezzo, che pur essendo contenuto, può influire sulla decisione di continuare a produrre o meno quando il prezzo di mercato va sotto zero. Fino a che il produttore incassa il prezzo del titolo, il suo ricavo resta positivo anche con prezzo dell'energia di poco negativo, fino al valore negativo del prezzo della GO. Pexapark osserva questo fenomeno in Finlandia, dove nel 2024 le ore negative hanno avuto una media intorno a -2 €/MWh, quasi sicuramente sufficiente a lasciare attivi gli impianti.[87] In Italia le GO valgono un ordine di grandezza simile, ma con un prezzo volatile: sul mercato organizzato sono passate da circa 6 €/MWh nel 2023 a 0,77 nel 2024, mentre sul bilaterale si sono mantenute sui 2-3 €/MWh.[88] Il pavimento vale quindi qualche euro sotto lo zero. Resta però inerte per una ragione diversa: nel biennio i prezzi negativi in Italia non si sono di fatto formati (2.3.5), quindi non c'è una soglia che la GO debba spostare.
La stessa logica conta molto di più dove esistono incentivi più consistenti legati alla produzione fisica: dove ci sono, gli impianti restano in produzione anche a prezzi negativi; dove gli incentivi vengono sospesi nelle ore negative, come accade in Germania, gli impianti staccano e i prezzi risalgono.[89]
Il rischio dei prezzi negativi si scarica anche sul prezzo dei PPA, infatti se lo detiene il venditore, questo alzerà il prezzo fisso F del contratto per farsi pagare in anticipo le perdite attese nelle ore negative. Le perdite sono comunque limitate dall'opzione di curtailment, quindi dalla possibilità di smettere di produrre con prezzi negativi, e dal prezzo della GO.

[86] Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine, 6 Maggio 2024
[87] Pexapark, "Negative Prices in PPAs", Part One e Part Two (2024), già citato in 2.3.8.
[88] Relazione Annuale GME 2024, 2.3.2 (Il Mercato delle Garanzie d'Origine)
[89] La regola tedesca, introdotta con l'EEG 2014, sospendeva l'incentivo dopo sei ore consecutive di prezzo negativo; la finestra è stata poi progressivamente ridotta per i nuovi impianti e per le installazioni più recenti; Decisione di esecuzione (eu) 2023/1978 della commissione del 21 settembre 2023, (37).

Quei prezzi bassi sono anche il segnale che incentiva lo stoccaggio, in questo caso il curtailment dei PPA toglie offerta nelle ore negative e fa risalire i prezzi, smorzando il segnale, mentre il pavimento della GO fa l'opposto, perché tiene il produttore in produzione anche sotto lo zero e lascia i prezzi bassi. L'investimento in accumulo si regge, oltre che sullo spread, anche su uno tra il mercato della capacità e il MACSE, quest'ultimo, attivo dal 2025, aggiudica alle batterie contratti pluriennali a premio fisso, con consegna a partire dal 2028.[90]

Concludendo il discorso sugli accumuli, questi entrano e comprano nelle ore di surplus e la loro domanda fa risalire i prezzi. Il mercato infatti, non deve tendere a prezzi fortemente negativi, ma l'obiettivo è un prezzo basso nelle ore di troppa produzione, che con molte rinnovabili e molti accumuli viene assorbito da chi immagazzina e restituito nei picchi. Man mano che lo stoccaggio si diffonde alza i minimi e abbassa i massimi, e i prezzi negativi che oggi segnalano lo squilibrio si fanno più rari proprio perché hanno svolto il loro compito, attirare quella flessibilità.

2.3.10. Il mercato del gas naturale e il suo legame con il prezzo dell'elettricità

Gli hub europei e il ruolo del TTF

Il riferimento per il prezzo del gas in Europa è il TTF (Title Transfer Facility), l'hub virtuale olandese è il mercato su cui si forma la gran parte dei contratti spot e a termine a livello europeo. Il PSV italiano si quota a premio rispetto al TTF, che riflette i costi di trasporto verso l'Italia e la minore liquidità del mercato nazionale, premio storicamente nell'ordine di 1-6 €/MWh, con ampiezze maggiori nei periodi di tensione sull'approvvigionamento.[91]

Il PSV e il mercato italiano del gas

Il riferimento per la negoziazione del gas all'ingrosso in Italia è il PSV (Punto di Scambio Virtuale), un nodo logico, non geografico, gestito da Snam Rete Gas in cui si registrano tutte le transazioni tra immissioni e prelievi della rete nazionale. Sul PSV il GME organizza il mercato del gas (MGAS), svolgendo il ruolo di controparte centrale in tutte le transazioni concluse.[92]

Il MGAS si articola in comparti a pronti e a termine, con negoziazione continua e sessioni d'asta. Dell'intera architettura, ciò che qui interessa è un solo output: il prezzo medio ponderato giornaliero delle transazioni al PSV, il SAP, che ARERA adotta come riferimento per il costo del gas e che si incontrerà tra poche pagine nella costruzione del CVS.

[90] Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, previsto dal D.Lgs. 210/2021 e disciplinato con delibera ARERA 247/2023; la prima asta si è tenuta nel settembre 2025, con periodo di consegna dal 2028.

[91] Per la serie storica dello spread PSV-TTF si veda GME, Relazione Annuale 2023, Fig. 2.1.4.

[92] GME, Disciplina del Mercato del Gas Naturale (MGAS)

Stoccaggio e stagionalità dei prezzi

A differenza dell'elettricità, il gas può essere immagazzinato in grandi volumi, e questo introduce nella formazione del prezzo una dimensione temporale che il mercato elettrico non ha. Gli stoccaggi si riempiono nella stagione a domanda bassa e si svuotano in quella a domanda alta, guadagnando lo spread tra i due prezzi al netto dei costi di stoccaggio; il livello degli stoccaggi europei a inizio inverno è per questo uno degli indicatori più osservati per i prezzi delle settimane successive[93].

Gas ed elettricità: un legame strutturale

Gas ed elettricità sono legate da una relazione di sostituzione condizionata che determina strutturalmente la formazione del prezzo elettrico nelle ore in cui le centrali a ciclo combinato (CCGT) sono al margine. Come documentato nell'indagine ARERA del 2025, le CCGT erano la tecnologia marginale in circa il 68% delle ore nel 2023 e il 71% nel 2024.[94] Quando una CCGT è al margine, il prezzo dell'elettricità dipende quasi interamente dal costo del gas.

E poiché il prezzo si forma in maniera uniforme, l'unità marginale non fissa solo il proprio ricavo: fissa il prezzo zonale per tutta la quantità accettata. Se quell'unità è una CCGT, uno shock sul gas non resta confinato a quell'impianto ma solleva l'intero prezzo della zona. È il motivo per cui un mercato dominato al margine dalle CCGT trasmette gli shock del gas in forma amplificata.

L'Allegato A dell'indagine ARERA descrive la condizione di sostituzione tra i due vettori: al di sotto di una certa soglia del rapporto tra prezzo del gas e prezzo dell'elettricità "conviene acquistare gas per convertirlo in energia elettrica con tutti i sottotipi di tecnologia iniziando dai più efficienti sino a esaurimento della rispettiva capacità installata"; al di sopra di una soglia più alta "conviene destinare il gas ad altri usi e produrre energia elettrica tramite altre tecnologie di generazione alimentate da altre fonti primarie."[95] Questa sostituzione è però praticabile solo nelle ore di basso carico, quando esiste capacità alternativa libera con cui rimpiazzare il gas. Nelle ore di alto carico la domanda è rigida, tutte le tecnologie servono insieme e il ricorso alle CCGT è obbligato: in quelle condizioni, come osserva lo stesso documento, «il prezzo del gas naturale, per quanto alto, si scaricherà inesorabilmente sul prezzo dell'energia elettrica».

[93] Quando lo spread stagionale si comprime, come accaduto in vari momenti del 2024-2025 per effetto di stoccaggi europei particolarmente elevati, l'incentivo commerciale a iniettare si riduce, con potenziali ricadute sulla sicurezza degli approvvigionamenti invernali.

[94] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, p.3.

[95] ARERA, Allegato A (2025), p. 9

Il Costo Variabile Standard e la catena dei costi del gas

Il CVS (Costo Variabile Standard) è il parametro con cui ARERA stima il costo marginale di breve termine delle centrali CCGT, e il prezzo del gas ne è la componente dominante. ARERA usa come riferimento il prezzo medio ponderato giornaliero al PSV calcolato dal GME, il cosiddetto SAP, con un rendimento convenzionale del 53% per le CCGT.[96] Al costo del gas si aggiungono le componenti tariffarie del sistema gas a copertura degli oneri generali[97], l'accisa sul gas per produzione termoelettrica, e il costo dei permessi di emissione CO_2 nell'ambito dell'EU ETS visti nel capitolo precedente.

Una componente rilevante ai fini dell'analisi è il costo per la prenotazione della capacità di trasporto del gas, dalla rete nazionale fino all'impianto, ARERA distingue due scenari limite in base al fatto che la prenotazione sia stata fatta su base annuale o giornaliera, e di conseguenza ottiene due valori diversi per il CVS. Un valore più basso per la prenotazione annuale, in cui di fatto non aggiunge la componente legata al trasporto, qualificandola come un costo fisso, al contrario del caso giornaliero, in cui ottiene infatti un valore più alto, la differenza tra i due scenari vale circa 11-12 €/MWh.[98]

Tabella 2.3: Valori medi annui CVS_{MIN} e CVS_{MAX}

	2023	2024
CVS_CCGT (€/MWh)	125,84	106,69
CVS_CCGT_D (€/MWh)	136,77	118,57

Fonte: Allegato A alla delibera 302/2025, ARERA

Il costo-opportunità del gas e i limiti della stima regolatoria

Il SAP giornaliero, prezzo medio ponderato al PSV, è la proxy con cui ARERA stima il costo del gas, e coglie il dato che conta: non quanto l'operatore ha pagato il gas, ma quanto vale adesso. Chi ha comprato a termine a 40 €/MWh, o preleva gas da stoccaggi riempiti in estate, se oggi quel gas ne vale 60 sul mercato sostiene un costo-opportunità di 60, non di 40: bruciarlo per produrre significa rinunciare a venderlo a quel prezzo. Anche il gas in giacenza vale quindi il suo prezzo corrente, non quello di iniezione, ed è proprio questo valore che il SAP intercetta.

La ACER Guidance allarga il concetto oltre il singolo istante. Il costo-opportunità è "the expected value of the most valuable choice that was not taken", e può consistere nell'offrire in un momento diverso, possibilità però riservata agli impianti a disponibilità limitata come l'idroelettrico a bacino, oppure nell'offrire in un mercato sequenziale

[96] Il rendimento del 53% corrisponde all'efficienza media netta del parco CCGT nel 2023. L'Allegato A precisa che, poiché l'analisi include anche UPR cogenerative, il valore scelto «sicuramente sottostima il vero rendimento medio di queste unità». ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, p. 30.

[97] Con esclusione delle componenti RE_T e CVR_OS, restituite agli operatori termoelettrici

[98] ARERA, Allegato A (2025), p. 31

diverso (forward, day-ahead, infragiornaliero), senza restrizioni di tecnologia.[99] Per una CCGT, quindi, la base difendibile per offrire sopra il costo contabile non passa dal primo caso ma dal secondo: l'aspettativa di condizioni migliori su un mercato a valle.
Per il gas, la letteratura empirica conforta l'uso del SAP. Chu, Holladay e LaRiviere (2017), su dati statunitensi 2002-2012, mostrano che il prezzo spot del gas si trasmette ai costi di approvvigionamento in modo rapido e quasi completo: a un +1% dello spot corrisponde circa un +0,8% del costo entro due mesi.[100] La ragione è legata alle modalità di approvvigionamento, il gas arriva via tubo ed è comprato in larga parte a pronti, con scorte minime in sito, mentre il carbone viene acquistato con contratti pluriennali e stoccato a bocca di centrale e quindi segue lo spot molto più lentamente.
Il paper trova inoltre che i ribassi si trasmettono un po' più in fretta dei rialzi, un pattern che è compatibile con impianti che attingono alle riserve in sito nelle fasi di prezzo alto, ritardando così gli aumenti di prezzo, questa spiegazione è dichiarata come un'ipotesi dal paper stesso. Il contesto è diverso, statunitense e di un decennio fa, ma il meccanismo che gli autori individuano, gas comprato in larga parte a pronti e scorte minime in sito, descrive anche il parco italiano: se anche qui lo spot si trasmette in modo rapido e quasi completo ai costi di approvvigionamento, un prezzo spot come il SAP è una proxy difendibile del costo del gas.

L'aspettativa sul mercato a valle: costo-opportunità o manipolazione?

Dei due casi di costo-opportunità che la Guidance esemplifica resta da esaminare il secondo, l'offerta su un mercato sequenziale diverso, che è quello rilevante per il parco termoelettrico. La Guidance parla di generici "available generation assets" senza definire la categoria, la nostra ipotesi è che una CCGT rientri nella definizione. Ammesso che regga, tutto si gioca sull'aver venduto meno sul MGP perché ci si attendevano condizioni migliori su un mercato a valle.

Il costo-opportunità è un valore atteso e la nota della Guidance lo ancora alle aspettative sul valore dell'energia in tempo reale e ai volumi effettivamente negoziabili[101]. Il ricavo atteso a valle è considerabile come il prezzo previsto moltiplicato per la probabilità di essere chiamati, per la risoluzione delle congestioni o l'energia di bilanciamento l'esito è genuinamente incerto, dipendendo da dove e quando la rete si troverà corta e rinunciare a un ricavo quasi certo su MGP per uno così condizionato non è, in generale, una strategia razionale. Il quadro cambia per i servizi legati alla sicurezza della rete come la regolazione di tensione, i margini di riserva in aree specifiche, per questi prodotti il

[99] Cfr. supra nota 12.
[100] Y. Chu, S. Holladay, J. LaRiviere, Opportunity Cost Pass-through from Fossil Fuel Market Prices to Procurement Costs of the U.S. Power Producers, Working Paper n. 2017-02, Department of Economics, Haslam College of Business, University of Tennessee, 2017
[101] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, punto 315(t), nota 147.

fabbisogno di Terna è ricorrente e localizzato, e gli impianti giusti nel posto giusto, in larga parte CCGT, sanno con ragionevole certezza che verranno chiamati. Per queste unità l'aspettativa non è una scommessa, è quasi un dato. L'argomento della Guidance non si indebolisce quindi dove le aspettative sono vaghe, ma si rovescia dove sono più solide: la certezza di essere chiamati deriva dall'essere strutturalmente necessari a valle, cioè dall'essere pivotali, ed è esattamente su queste unità che l'attenzione del regolatore si concentra. Chi può invocare la giustificazione con più fondamento è chi desta più sospetto.

Precisiamo che, se il trattenimento in attesa del mercato a valle fosse una pratica diffusa, il prezzo del giorno prima salirebbe e il premio che la motivava si eroderebbe da solo. Un premio che invece persiste segnalerebbe barriere strutturali sul MSD oppure che la scarsità a valle sia creata dal trattenimento stesso. In quel caso l'aspettativa non è più un dato che l'operatore prende dal mercato, ma un esito che produce, e la qualificazione cambia natura: la Guidance elenca espressamente tra le pratiche manipolative la negoziazione sul day-ahead o sull'infragiornaliero volta a influenzare il mercato di bilanciamento, la cosiddetta cross-product manipulation[102]. Il confine passa tra l'aspettativa esogena, che è un costo-opportunità legittimo, e la situazione che ci si è costruiti, che è manipolazione. Per un'unità pivotale il confine è sottilissimo: il fabbisogno che la rende certa di essere chiamata è strutturale, ma il suo stesso trattenimento contribuisce alle condizioni che poi invoca. Distinguere ex post un'aspettativa genuina da una profezia autoavverante è tutt'altro che semplice, e l'onere di documentarla, per fortuna del regolatore, grava sull'operatore.

Resta una questione di proporzioni, ed è qui che i due ragionamenti di questo capitolo vanno tenuti separati. Tutte le correzioni legate ai costi viste finora, il valore corrente del gas, il trasporto, la CO_2, spostano l'offerta di pochi euro. Non sono innocue, perché in un mercato a prezzo uniforme il ritocco dell'impianto marginale alza il prezzo zonale e remunera tutta la produzione inframarginale, dell'operatore e non solo; ma restano correzioni, e scostamenti medi tra prezzo offerto e CVS come quelli documentati da ARERA, circa 106 €/MWh nel 2023 e 74 nel 2024, con valori del terzo quartile ancora più elevati[103], sono fuori dalla loro portata. L'aspettativa sul mercato a valle è un'altra cosa. È l'unica giustificazione elastica: per un impianto quasi certo di essere chiamato su MSD, dove i prezzi accettati possono valere multipli del prezzo del giorno prima, il costo-opportunità invocabile non è una correzione ma un salto, e un salto di quelle

[102] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, punto 315(q): tra gli esempi, "trading on the day-ahead/intraday market to influence the balancing market".
[103] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, p. 44.

dimensioni. È questo che la rende il punto critico dell'intera analisi dei margini: è la sola difesa capace, sulla carta, di coprire anche gli scostamenti più grandi. Ma può invocarla con fondamento solo chi è strutturalmente necessario a valle, cioè un'unità pivotale, ed è lì che il crinale visto sopra torna a chiudersi: per quelle unità l'aspettativa è in parte prodotta dal loro stesso trattenimento, e la giustificazione più potente è anche la meno distinguibile da una manipolazione.

2.4.Focus tecnici mercati

2.4.1. Zone di offerta

La zonalità del MGP è comparsa più volte come proprietà strutturale: nel caso Brindisi (2.3.1), dove i vincoli locali di rete hanno reso un impianto indispensabile, e nelle quattordici zone virtuali estere attraverso cui il mercato italiano si collega ai sistemi confinanti (2.3.4). Questa sezione ricostruisce come quella geografia si forma e perché la struttura zonale è il meccanismo attraverso cui la scarsità di capacità di trasmissione si converte in potere di mercato localizzato, e insieme un limite alla rilevabilità dei comportamenti che ne approfittano.

Una congestione si genera quando i flussi previsti o realizzati superano i limiti termici degli elementi di rete[104], quando questo accade su una linea che collega due aree del sistema, l'energia non può più fluire liberamente e il mercato si separa in due zone con prezzi distinti, più basso nella zona esportatrice, e più alto in quella importatrice.

Le zone di offerta sono lo scheletro fisso della rete, la configurazione definita da Terna sulla base dei vincoli strutturali di trasmissione: sette zone geografiche nazionali e quattordici zone virtuali estere (cfr. Figura 2.14).[105] Le zone di mercato sono invece l'esito dell'algoritmo di coupling (Euphemia, 2.4.2) per ogni singola ora.

[104] Definizione normativa di congestione fisica: art. 2, pt. 18, Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), che include anche la violazione dei limiti di stabilità di tensione e di angolo, qui tralasciati.

[105] Le zone si distinguono in tre categorie: le zone geografiche nazionali corrispondono a porzioni fisiche della rete italiana, le zone virtuali estere rappresentano le interconnessioni con i sistemi confinanti la cui capacità è allocata in modo esplicito e le zone rappresentative dei coupling, che rappresentano le stesse frontiere quando la capacità è allocata implicitamente dentro Euphemia. Elenco completo in GME, Vademecum della Borsa Elettrica (2025).

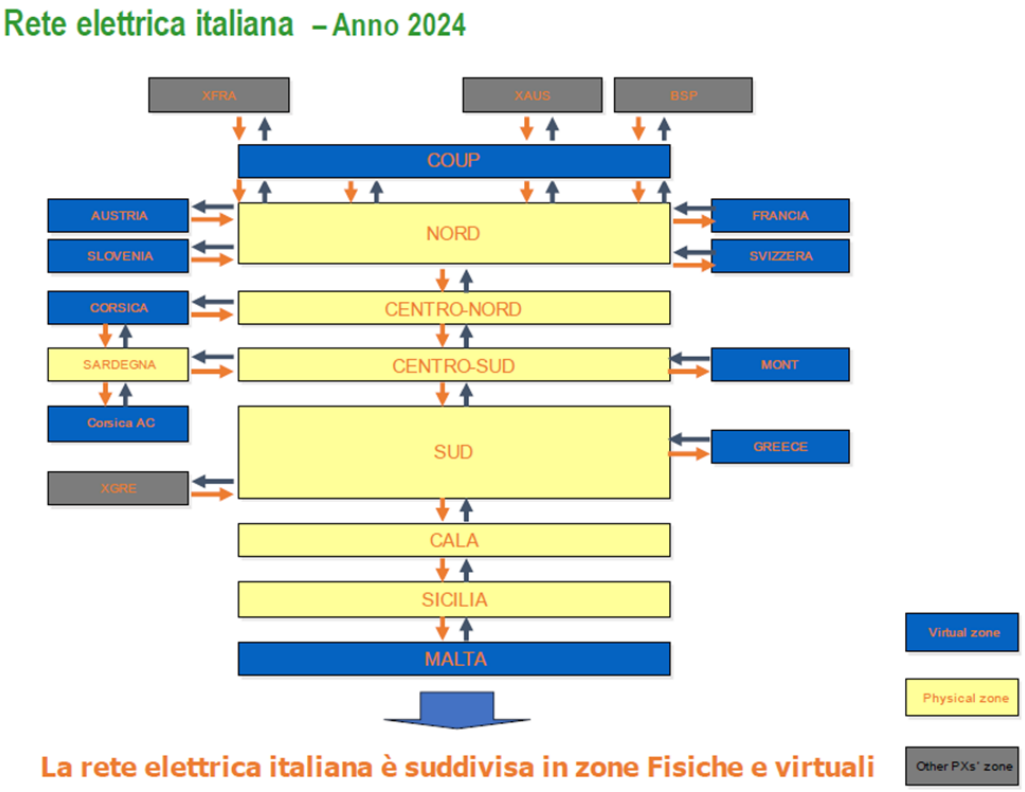


Figura 2.14: Zone di offerta italiane
Fonte: Vademecum della Borsa Elettrica, GME

I dati del biennio 2023-2024 servono a calibrare il fenomeno, nei due anni, nel 70% circa delle ore, è presente un'unica zona di mercato comprendente tutte le sette zone nazionali, due zone in circa un quarto delle ore, raramente di più.[106] Il sistema quindi non è strutturalmente frammentato, ma quel quarto di ore di separazione basta a lasciare un segno stabile nelle medie annue, nel 2024 la Sicilia ha registrato il prezzo medio zonale più alto (112,2 €/MWh) e la Sardegna il più basso (106,2 €/MWh), per il terzo anno consecutivo.[107] Il caso sardo è controintuitivo per un'isola poco interconnessa, qui i prezzi bassi sono causati dalla forte produzione rinnovabile che rimane intrappolata a causa della scarsa capacità di export. Il Tyrrhenian Link riequilibrerà i transiti, ma per la Sardegna conta il ramo ovest verso la Sicilia, atteso con il completamento dell'opera al 2028.[108]

[106] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, par. 3.4.
[107] GME, Relazione Annuale 2024 (valori esatti: 112,21 e 106,20 €/MWh, entrambi in calo sul 2023). Sulla concentrazione in Sardegna dei prezzi orari nulli: ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, Graf. 39.
[108] Terna, Rapporto di Avanzamento Piano di Sviluppo 2025 (2026).

Le congestioni residue dopo la chiusura dell'MGP, comprese quelle interne alle zone[109], vengono gestite da Terna con il redispacciamento, un'unità nell'area in surplus riceve un'istruzione a scendere, una nell'area in deficit a salire, con remunerazione pay-as-bid e costi netti socializzati sulla domanda.[110] La conseguenza incentivante, però, va detta: chi contribuisce a creare una congestione non ne paga il costo, che ricade sul sistema, e può perfino guadagnarci, se si è posizionato per rivendere su MSD proprio le risorse che la congestione rende necessarie, è la dinamica già vista nel caso Brindisi (sezione 2.3.1).

La rete nel coupling: ATC, flow-based

I gestori di rete trasmettono all'algoritmo di coupling la capacità di trasmissione disponibile, che entra come vincolo nel calcolo. Nel modello ATC ogni frontiera tra due zone è rappresentata da solo un numero, comunicato prima della sessione, nel modello flow-based la rappresentazione è più fedele alla fisica, con il flusso su ciascuna linea dipendente dall'insieme delle posizioni nette di tutte le zone. L'Italia opera in regime prevalentemente ATC sulle frontiere interne, con un passaggio progressivo al flow-based su alcune frontiere internazionali.

La differenza ha, per questa tesi, una doppia valenza. Con l'ATC un operatore che conosce la capacità di frontiera può stimare in modo quasi lineare se e dove si formerà una congestione. Con il flow-based quel numero unico non esiste, essendo l'esito di ogni linea legato a uno stato globale difficile da ricostruire, con molte più variabili fuori dal controllo del singolo. E meno l'operatore prevede dove nascerà la congestione, più difficile gli è costruire in anticipo strategie che la sfruttano, quindi sotto questo profilo il flow-based alza la barriera al comportamento strategico zonale, ed è preferibile. Lo stesso identico fatto, complica però il lavoro del regolatore, infatti accertare un trattenimento significa simulare l'algoritmo su offerte competitive ipotetiche, con l'ATC la simulazione è contenibile, perché il vincolo di frontiera è un numero, con il flow-based il controfattuale richiede di rifar girare l'intero calcolo sull'intero sistema, perché cambiare le offerte di un operatore sposta i flussi su molte linee insieme e l'esito è più difficile da difendere davanti a chi lo contesta. La proprietà che rende il flow-based più resistente alla manipolazione lo rende meno trasparente al monitoraggio. Con la crescita delle rinnovabili, e quindi della variabilità delle posizioni nette, il flow-based diventa progressivamente più necessario, e il trade-off tra robustezza e monitorabilità è destinato a pesare sempre di più.

[109] Il clearing zonale tratta ogni zona come una rete priva di vincoli interni. I vincoli reali dentro la zona, su singole linee o nodi, non entrano nel MGP ed emergono solo dopo, quando Terna deve rispettarli in dispacciamento: il nodo di Brindisi del caso trattato in 2.3.1, interno alla zona Sud, è esattamente una congestione di questo tipo.

[110] Il recupero avviene tramite il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse su MSD (uplift), applicato ai punti di prelievo in proporzione all'energia prelevata: i costi netti sostenuti da Terna su MSD vengono così ribaltati sulla domanda.

Potere di mercato zonale e incentivo strategico

Quando una linea satura isola una zona importatrice, i produttori locali smettono di competere con quelli esterni e una quota di mercato modesta su scala nazionale può diventare decisiva su scala zonale. Borenstein, Bushnell e Stoft hanno formalizzato questo fenomeno in un modello di duopolio alla Cournot, due regioni connesse da una linea a capacità limitata, applicato al mercato californiano. A un'impresa può convenire ridurre la propria produzione per congestionare la linea, restando monopolista sulla domanda residua non coperta dalle importazioni.[111] Il modello è teorico e si basa su una forma di concorrenza diversa dall'asta uniforme europea, per l'Italia non serve nemmeno trasporre, Bigerna, Bollino e Polinori misurano il fenomeno direttamente sul nostro mercato, con indici di Lerner zonali costruiti sui dati IPEX 2004-2007, trovando potere di mercato sistematicamente associato alla segmentazione, concentrato nelle zone insulari e in capo a pochi operatori.[112] Sono passati quasi vent'anni: la rete si è rafforzata e il parco è cambiato radicalmente con la penetrazione rinnovabile, ma la dinamica documentata, la separazione che sposta il potere di mercato dalla scala nazionale a quella zonale, è la stessa su cui lavora l'indagine ARERA.

L'estensione cross-zona: saturazione strategica, trattenimento locale e irrilevabilità

Il ragionamento può essere spinto oltre il caso del singolo operatore in una sola zona. Consideriamo un operatore integrato con impianti su entrambi i lati di un confine interno: nella zona esportatrice un impianto a gas competitivo, approvvigionato a termine a un costo storico inferiore al valore corrente di rivendita sul PSV, secondo la distinzione costruita in 2.3.10; nella zona importatrice un portafoglio che affianca alla capacità inframarginale impianti in grado di ridurre la produzione a comando, tipicamente termoelettrici, cioè capacità che si presta a essere trattenuta. È la combinazione che caratterizza i portafogli dei principali operatori.

La strategia si articola in due mosse con ruoli distinti. La prima è la spinta di export in cui le offerte dell'impianto esportatore vengono presentate al costo storico, più basso del costo-opportunità corrente, quindi risultano più competitive e vengono accettate in quantità maggiore portando la posizione netta della zona al limite di transito, l'obiettivo di questa mossa è saturare la linea. Da sola, questa strategia abbasserebbe il prezzo della zona importatrice, questa adesso riceve più energia a basso costo e servono meno impianti locali per coprire la domanda, il clearing si ferma su un'unità più economica. Il guadagno arriva con la seconda mossa, il trattenimento nella zona importatrice, qui finché la linea ha margine, trattenere rende poco, perché ogni MWh sottratto viene

[111] S. Borenstein, J. Bushnell, S. Stoft, "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry", RAND Journal of Economics, 31(2), 2000, pp. 294-325.

[112] S. Bigerna, C.A. Bollino, P. Polinori, "Market Power and Transmission Congestion in the Italian Electricity Market", The Energy Journal, 37(2), 2016.

rimpiazzato da un MWh importato in più, e l'effetto sul prezzo si diluisce sull'intero sistema accoppiato. Invece con la linea satura, il rimpiazzo dall'esterno è precluso e l'energia sottratta va sostituita con impianti locali più cari, il prezzo zonale sale e l'operatore lo incassa su tutta la propria produzione inframarginale. L'unità che materialmente fissa il nuovo prezzo può anche appartenere a un terzo, un'unità price-taker che senza il trattenimento non sarebbe stata selezionata. Rispetto al trattenimento zonale discusso finora cambia il punto di partenza, mentre prima l'operatore sfruttava una separazione e una pivotalità che trovava già date, qui se le costruisce.
Sulle frontiere interne il MGP opera nel modello ATC e la capacità tra due zone è un numero unico, il clearing tratta ciascuna zona come un nodo, senza vedere i singoli punti di iniezione.[113] A saturare la linea è la posizione netta aggregata della zona e la leva dell'operatore dipende dall'essere abbastanza grande da spostarla in modo apprezzabile, in questo meccanismo la prossimità fisica al confine non conta, conterebbe nel flow-based, dove i coefficienti di ripartizione legano il flusso di ogni linea alla collocazione elettrica degli impianti, e nel redispacciamento su MSD, dove la collocazione è decisiva.

La manovra ha due costi che entrano nella condizione di profittabilità, sul lato esportatore, una volta separata la zona il prezzo locale tende a scendere, qui l'impianto sta vendendo al costo storico, guadagnando meno di quanto potrebbe vendendo al costo opportunità, sul lato importatore la capacità trattenuta rinuncia al proprio margine. Per rendere profittevole la strategia, il guadagno di prezzo sulla produzione inframarginale deve superare la somma dei due. Servono inoltre due pivotalità congiunte, sul transito affinché il volume spinto basti a portare la posizione netta al limite, e dentro la zona separata, dove la capacità dell'operatore deve pesare abbastanza da non poter essere sostituita dagli impianti rimasti. Il dominio della strategia è quindi ristretto: dove la linea satura comunque basta il trattenimento classico e la prima mossa è superflua; dove la saturazione è lontana, nemmeno le due mosse insieme bastano. La manovra vive nelle ore in cui la saturazione è in bilico, e sono ore identificabili in anticipo, perché limiti di transito, previsioni di carico e di generazione rinnovabile ed esiti delle sessioni precedenti sono informazione pubblica.[114]
Per il regolatore la difficoltà non sta solo nei dati privati di approvvigionamento, il limite già discusso in 2.3.10, sta anche nella complessità della condotta spezzata su due zone. La spinta di export non è un'offerta anomala perché alta, quella che uno screening da trattenimento evidenzierebbe, ma un'offerta anomala perché bassa[115], inoltre l'operatore avrebbe una difesa solida, avendo usato il proprio costo di

[113] Cfr. supra, capitoletto "La rete nel coupling".
[114] Sul perimetro dell'informazione pubblica rilevante e sui relativi obblighi cfr. la sezione 2.4.2 e il Regolamento (UE) 543/2013.

approvvigionamento realmente sostenuto. La ACER Guidance non impone l'inclusione del costo-opportunità.[116] Un'offerta sotto il proprio costo opportunità non è trattenimento per definizione, e resta contestabile solo sul terreno generale della fissazione di un prezzo a un livello artificiale[117], però per arrivarci, il regolatore dovrebbe dimostrare che la congestione non è stata prevista ma provocata dall'operatore stesso. Il confine tra le due cose è sottile: le informazioni per prevedere una congestione sono pubbliche, e chi l'ha provocata può sempre sostenere di averla soltanto prevista.

C'è infine un secondo canale di monetizzazione, che non passa dal prezzo del giorno prima. La congestione creata o aggravata dall'export va risolta da Terna sul MSD, in pay-as-bid: nell'area in deficit vengono pagate a salire unità localmente non sostituibili, secondo la dinamica del caso Brindisi (2.3.1), e nell'area in surplus l'operatore può farsi pagare a scendere proprio la produzione che aveva sovravenduto a monte. Il canale è tanto più rilevante per le congestioni interne alle zone, che il clearing zonale per costruzione non vede e che emergono solo sul MSD. La letteratura conosce la strategia come inc-dec gaming. Hirth e Schlecht la studiano in un modello a due nodi ispirato al caso tedesco:[118] il mercato spot dà un prezzo unico a tutta la zona, il mercato del redispacciamento paga prezzi diversi a seconda del punto della rete, e la differenza tra i due è un profitto che chiunque stia dal lato giusto del mercato può incassare, sovravendendo sullo spot per farsi poi ricomprare la riduzione, o trattenendo dove il sistema dovrà comprare a salire. Il risultato centrale del paper è che non è necessario avere potere di mercato, inteso come capacità di spostare i prezzi con le proprie offerte, perché il profitto nasce da una differenza di prezzi che il disegno crea da solo. Gli autori concludono raccomandando di non organizzare il redispacciamento a mercato, e la Germania per cui scrivono lo mantiene infatti regolato a costi. L'Italia quella scelta l'ha già fatta in senso opposto, infatti il MSD è un mercato di redispacciamento a prezzi liberi, e la congestione, è in qualche modo prevedibile su informazione pubblica. Il gioco vi incontra ostacoli che il modello non contempla, gli obblighi di offerta delle unità abilitate, gli intervalli di fattibilità incontrati in 2.3.1, il monitoraggio di Terna e ARERA; e per incassare prezzi alti a salire serve comunque la non sostituibilità locale del caso Brindisi. Sono vincoli che complicano la strategia, ma non ne toccano la convenienza di fondo. E poiché quella convenienza non dipende dalla dimensione dell'operatore, il

[115] Questo meccanismo è in parte spiegato dai possibili segnali di manipolazione di mercato indicati dalla ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, punto 6.3.1, par. 311, punto i.
[116] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, punto 6.3.2, par. 315, nota 139.
[117] Art. 2, pt. 2, lett. a), Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT)
[118] Hirth L., Schlecht I. (2019), Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power), Working Paper, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel/Hamburg.

perimetro dei soggetti da osservare si allarga oltre i pivotali su cui lo screening si concentra.

2.4.2. Euphemia: struttura, logica e implicazioni strategiche

La sezione 2.3.4 ha presentato Euphemia come l'algoritmo che risolve il market coupling massimizzando il welfare sociale, rinviando a qui per l'approfondimento; la 2.3.5 ne ha descritto gli input, cioè le tipologie di ordine e la 2.4.1 ha appena ricostruito la geografia zonale su cui l'algoritmo opera. Resta da chiarire cosa significhi davvero massimizzare quel welfare, come l'algoritmo arrivi alla soluzione, e quanto la sua trasparenza possa essere usata dagli operatori. Sono tre domande distinte che convergono su un unico punto: dove il design dell'algoritmo lascia spazio al comportamento strategico, e dove rende difficile il lavoro di chi quel comportamento dovrebbe individuarlo.

Il welfare sociale: cosa massimizza Euphemia, e cosa no

L'obiettivo dichiarato di Euphemia è massimizzare il surplus economico totale sommato su tutte le zone in coupling. Quel totale ha tre componenti: surplus del consumatore, surplus del produttore, rendita di congestione.[119]

Le prime due seguono la logica standard: la differenza tra la disponibilità a pagare dichiarata nell'ordine, o il prezzo minimo di vendita, e il prezzo di clearing, moltiplicata per i volumi accettati. L'offerta accettata però, non viene pagata al prezzo che ha dichiarato, ma al prezzo marginale della propria zona, secondo il meccanismo del System Marginal Price. Il prezzo di offerta decide l'accettazione e la posizione in ordine di merito, non decide la remunerazione.

Euphemia massimizza il welfare dato l'insieme delle offerte che riceve, non dato il parco installato e quindi non dati i costi marginali reali, quindi se un produttore offre sopra il proprio costo o tiene fuori dal mercato parte della capacità di cui dispone, l'algoritmo ottimizza con la stessa fedeltà su quell'input distorto e il risultato sarà ottimale rispetto agli ordini ricevuti, non rispetto a ciò che si sarebbe potuto ottenere con offerte allineate ai costi.

Da questa distorsione a monte discende ciò che regge il ragionamento sul trattenimento, secondo cui massimizzare il welfare totale non equivale a minimizzare il prezzo per i consumatori, solo in concorrenza perfetta i due obiettivi coincidono. Basta però un'offerta scostata dal costo presentata da chi è in grado di muovere il prezzo, perché divergano. Trattenere capacità, o prezzare sopra il costo, alza il prezzo di clearing e produce due effetti: surplus che passa dai consumatori al produttore, senza che il totale cambi, mentre l'altro è una perdita secca causata dagli scambi che non avvengono più e il cui valore non finisce a nessuno. In un mercato elettrico il secondo effetto è molto

[119] NEMO Committee, Euphemia Public Description, 18 dicembre 2025, pp. 5-8; RSE, Euphemia: algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima europeo, ottobre 2025, p. 2.

piccolo, perché la domanda all'ingrosso è quasi perfettamente rigida nel breve periodo. Ciò che resta del danno è quasi tutto trasferimento. Nel breve periodo il potere di mercato è quindi redistribuzione prima che inefficienza allocativa, ed è una conclusione con riscontro empirico: la scomposizione della spesa californiana durante la crisi del 1998-2000 attribuisce al potere di mercato fino a metà della spesa estiva, quasi tutta sotto forma di rendite, con un'inefficienza produttiva di pochi punti.[120]

Chi possa esercitare quel potere dipende dall'elasticità della domanda residuale che il singolo operatore fronteggia, cioè della domanda al netto dell'offerta di tutti gli altri: una grandezza che si irrigidisce al picco, quando i rivali sono già al limite della capacità, e nelle zone separate da congestione, quando i rivali esterni sono tagliati fuori del tutto. È la pivotalità che sviluppo in 2.5. Qui basta la forma concreta della convenienza: sotto prezzo uniforme l'operatore trattiene una quota marginale della propria capacità per alzare il prezzo di clearing, che poi gli viene pagato su tutta la produzione inframarginale accettata. Il conto confronta il guadagno di prezzo su quel volume con il margine perso sulla quota trattenuta, e con domanda rigida il primo termine domina senza fatica.

La rendita di congestione, e a chi conviene davvero

Quando una linea tra due zone si satura, l'energia non può più fluire dalla zona a prezzo basso a quella a prezzo alto, e il mercato si separa in due aree con prezzi distinti. La rendita di congestione è il prodotto tra l'energia che attraversa la linea e la differenza di prezzo tra le due zone: il valore economico, in quel momento, di una capacità di trasporto scarsa. A incassarla non sono i produttori ma il gestore dell'interconnessione, in Italia Terna, e la normativa europea ne vincola la destinazione in modo stringente.[121] Non è quindi un ricavo libero del TSO. Permette però di correggere un'imprecisione facile: si sarebbe tentati di leggere il vantaggio del produttore nella zona importatrice come un effetto indiretto della rendita. Non lo è. Quel produttore la rendita non la vede: incassa il prezzo zonale più alto che si forma nell'area separata, su tutta la propria produzione accettata. Tenere separate le due cose è ciò che rende profittevole il comportamento cross-zona già analizzato in 2.4.1: chi contribuisce a far separare una zona a proprio favore non lo fa per intascare la rendita, ma per farsi pagare tutta la produzione al prezzo che la separazione, combinata con il trattenimento locale, rende possibile.

[120] S. Borenstein, J. Bushnell, F. Wolak, "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", American Economic Review, 92(5), 2002. Mercato all'ingrosso californiano, giugno 1998 - ottobre 2000.

[121] Regolamento (UE) 2019/943, art. 19, la rendita è destinata prioritariamente a garantire e accrescere la capacità di transito e a finanziare gli investimenti di rete.

Come Euphemia arriva alla soluzione

Se tutti gli ordini fossero semplici e divisibili, il problema sarebbe quasi banale: le curve aggregate si incrociano, l'incrocio dà il prezzo, la soluzione è unica. La difficoltà nasce dagli ordini a blocchi e da quelli complessi. Un blocco non ammette accettazione parziale: o entra per intero, su tutte le ore che copre, o resta fuori. Serve a rappresentare i vincoli tecnici degli impianti che non possono accendersi per un quarto d'ora, e come osservato in 2.3.5 questa espressività ha un valore per il monitoraggio: permette di dichiarare in modo trasparente un vincolo fisico che, con soli ordini semplici, tenderebbe a rientrare nascosto dentro un prezzo più alto o in un prezzo nullo. Il costo di una maggiore granularità e complessità di offerte è computazionale, ogni blocco è una variabile binaria, con migliaia di blocchi le combinazioni esplodono e il problema passa alla classe dei programmi a variabili intere, che Euphemia affronta esplorando l'albero delle combinazioni in modo selettivo.[122]

La non-convessità introdotta dai blocchi produce ordini paradossalmente rifiutati, caratterizzati da offerte in-the-money, che secondo il puro ordine di merito andrebbero accettate, ma che l'algoritmo rigetta perché accettarle romperebbe la coerenza tra prezzi e accettazioni o abbasserebbe il welfare sull'insieme più ampio di zone e periodi. Concretamente, un impianto che avrebbe dovuto produrre può restare fermo per ragioni che dipendono dall'intero set di offerte. Un rigetto paradossale non inganna il benchmark CVS, perché l'ordine respinto era per definizione offerto a un prezzo competitivo. Quello che il fenomeno compromette è il nesso tra dispacciamento e condotta: dal fatto che un impianto non abbia prodotto non si può inferire nulla, né trattenimento né correttezza, perché l'esito dipende dalla combinazione globale delle offerte. Questo ha un'implicazione diretta sul monitoraggio e sulla contestabilità dei controfattuali, e un operatore indagato potrebbe cercare di sfruttare questa leva.

Il vincolo più stringente dell'intero processo è il tempo, Euphemia ha circa dodici minuti per restituire l'esito, perché questo deve arrivare in tempo ai mercati che seguono, e se entro quel limite non ha trovato l'ottimo si ferma alla migliore soluzione individuata fino a quel momento.[123] La qualità della soluzione, dipende quindi anche dalla difficoltà computazionale della singola sessione, che cresce col numero e la struttura dei blocchi attivi, con il passaggio alla granularità quarto-oraria, in vigore dal 2025, si sono moltiplicati i numeri delle variabili e questo ha reso il vincolo più pressante nelle sessioni più complesse.

[122] La tecnica è il branch-and-bound: l'algoritmo ramifica su ciascuna variabile binaria e, per ogni ramo, calcola un limite superiore al welfare ottenibile; se quel limite è inferiore alla migliore soluzione già trovata, il ramo viene scartato senza esplorarlo. Fonte: NEMO Committee, Euphemia Public Description, 18 dicembre 2025, sez. 7.4.

[123] NEMO Committee, Euphemia Public Description, 18 dicembre 2025, sez. 7.11. Se al primo scadere non esiste ancora alcuna soluzione valida, un secondo intervallo è dedicato a trovarne una; se scade anche questo, la sessione fallisce senza restituire risultati.

Quanto è prevedibile Euphemia, e chi può sfruttarlo

La descrizione pubblica di Euphemia riporta la struttura del problema, le condizioni di accettazione, i criteri di convergenza. È una trasparenza deliberata e, in linea di principio, virtuosa. Ma ha un rovescio, infatti lo stesso meccanismo che permette al regolatore di riconoscere le anomalie permette all'operatore di ottimizzare la propria strategia. Il valore di quella conoscenza dipende da quanta informazione preliminare è disponibile prima della chiusura, e l'insieme è ampio: limiti di transito, previsioni di carico e di generazione rinnovabile, indisponibilità degli impianti rilevanti, prezzi del gas aggiornati in mattinata e, dagli esiti delle sessioni precedenti, le curve aggregate di domanda e offerta.[124] Queste ultime sono le più preziose, perché lasciano inferire la struttura complessiva delle offerte altrui, nessuna di queste informazioni è riservata, il problema è che l'informazione pubblica, combinata con la conoscenza esatta dell'algoritmo, consente di costruire una stima probabilistica dell'esito dell'asta prima che si chiuda, e di strutturare le proprie offerte in funzione dell'esito atteso del clearing anziché del solo costo marginale. È questo che intendo per negoziazione algoritmica in questo contesto. Anticipare l'esito non è di per sé una violazione, è razionale e legittimo, ed è ciò che un buon operatore deve fare, la questione cambia quando quella capacità predittiva serve a calibrare un trattenimento sistematico.

Serve una nota di misura sui tempi. Costruire in tempo reale offerte ottimizzate rispetto all'esito atteso di Euphemia richiede una simulazione attendibile dell'algoritmo, una stima della domanda residua e la capacità di risolvere il proprio problema nei minuti che precedono la chiusura, questo oggi è alla portata di pochi, e con margini di errore non trascurabili. Ma più dati, più potenza di calcolo e i progressi dell'apprendimento automatico stanno abbassando la barriera, è un problema di monitoraggio da impostare ora, anche se la sua dimensione completa appartiene al futuro prossimo.

Che la capacità di sfruttare l'algoritmo non sia distribuita in modo uniforme non è una congettura. Hortaçsu e Puller (2008) studiano il balancing market texano, il segmento in tempo reale attraverso cui passava appena il 2-5% dell'energia e avendo dati di costo marginale a livello di impresa, costruiscono per ciascuna il profilo di offerta che massimizzerebbe il profitto atteso e lo confrontano con l'offerta effettiva, ottengono che i grandi produttori offrivano vicino al benchmark, mentre i piccoli presentavano curve sistematicamente troppo ripide, con un'offerta che non veniva chiamata a produrre nemmeno quando sarebbe stato profittevole, lasciando soldi sul tavolo per incapacità di

[124] La pubblicazione dei dati fondamentali (carico previsto, generazione rinnovabile prevista, capacità di transito day-ahead, indisponibilità degli impianti ≥100 MW) è resa obbligatoria dal Regolamento (UE) 543/2013 attraverso la piattaforma di trasparenza ENTSO-E. Gli esiti di mercato (prezzi zonali, volumi, curve aggregate, transiti, fabbisogno) sono pubblicati dal GME nella sezione Esiti MGP. Le indisponibilità rilevanti vanno comunicate ai sensi dell'art. 4 REMIT come inside information.

calcolare la strategia ottima. La spiegazione degli autori, ed è ciò che serve alla tesi, non riguarda l'informazione, uguale per tutti, ma la capacità di elaborarla, infatti modellare il mercato, stimare la distribuzione delle offerte altrui e calcolare la risposta migliore richiede team e potenza di calcolo che i grandi avevano e i piccoli no.[125] Il contesto è datato, primi anni Duemila, ed è un'asta di bilanciamento strutturalmente diversa dal MGP europeo, la logica si può però utilizzare, e con più forza, infatti se la scala contava già in un'asta relativamente semplice, conta a maggior ragione davanti a un algoritmo come Euphemia, dove la barriera computazionale è più alta.

Spingiamo il ragionamento al limite, gli ordini complessi appesantiscono il problema, ed Euphemia ha dodici minuti, una parte di questo rischio è documentata da Csercsik (2020) che mostra con esempi numerici che più ordini con vincolo di ricavo minimo creano interdipendenze tra le accettazioni, e che un operatore capace di inferire la struttura dei vincoli altrui può costruire il proprio portafoglio, in modo da indurre la disattivazione di un ordine concorrente che con offerte veritiere sarebbe stato accettato. Ciò che invece non è documentato, e che presento come ragionamento teorico, è l'uso del vincolo temporale come leva diretta, tecnicamente non impossibile, praticamente difficilissimo, perché l'operatore non controlla l'insieme degli ordini altrui che concorre a determinare il percorso di calcolo, e ancora più difficile da dimostrare per un regolatore.[126]

Monitorabilità ex post: cosa insegna l'esperienza europea

Tutto quanto detto converge su una domanda pratica: dopo che l'asta si è chiusa, come stabilisce un regolatore se un certo esito riflette concorrenza o trattenimento? La risposta richiede un controfattuale, cioè il prezzo che si sarebbe formato se gli operatori sospetti avessero offerto al costo marginale, la complessità nasce dal fatto che l'esito di Euphemia dipende dall'intero insieme degli ordini e modificare le offerte di un operatore può cambiare quale blocco resta al margine, spostare le congestioni e alterare le posizioni nette di più zone.

Il caso più istruttivo resta quello di Iberdrola in Spagna. Nel novembre 2015 la CNMC sanzionò il produttore per aver alzato artificialmente i prezzi di offerta delle centrali idroelettriche di Duero, Sil e Tajo tra il 30 novembre e il 23 dicembre 2013, così da farne

[125] A. Hortaçsu, S. L. Puller, "Understanding Strategic Bidding in Multi-Unit Auctions: A Case Study of the Texas Electricity Spot Market", RAND Journal of Economics, 39(1), 2008. Scomponendo le perdite di efficienza, gli autori trovano, con loro stessa sorpresa, che quella generata dal bidding grossolano dei piccoli operatori supera quella generata dall'esercizio ottimale di potere di mercato dei grandi.

[126] Gli ordini complessi non sono ammessi sul MGP italiano (cfr. sezione 2.3.5), dove dal 2025 è attivo il solo blocco profile semplice, ma lo sono nelle borse iberiche, e la complessità di una sessione del mercato accoppiato dipende dall'insieme europeo degli ordini, non da quelli italiani. Si può quindi immaginare, come ipotesi di confine non documentata, un uso coordinato di ordini complessi nelle zone che li ammettono per appesantire il problema di clearing, con effetti propagati dal coupling anche ai prezzi delle frontiere italiane: un'asimmetria nelle regole di offerta tra paesi accoppiati non è un dettaglio tecnico ma una potenziale vulnerabilità.

uscire buona parte dal merito e indurre l'ingresso di impianti a gas più costosi, con un sovrapprezzo stimato intorno ai 7 €/MWh e un beneficio per il gruppo di circa 21,5 milioni.[127] In questo caso la base giuridica non fu il REMIT, ma il diritto nazionale spagnolo, la Ley del Sector Eléctrico, la scelta della base giuridica è parte di ciò che rende questi casi fragili. La condotta contestata era trattenimento economico, offrì la capacità a un prezzo staccato dal costo, esattamente la fattispecie che il benchmark CVS dell'indagine ARERA cerca di misurare, ed è ciò che rende il precedente pertinente al caso italiano.

Il cuore metodologico è come la contestazione venne costruita e come tenne, la difesa legata al trattenere acqua per un uso successivo fu smontata guardando ai livelli degli invasi, più pieni che negli anni in cui Iberdrola aveva prodotto di più a prezzi più bassi. L'intera contestazione poggiava sulla capacità di fissare un benchmark competitivo credibile e di mostrare scostamenti sistematici, come nel caso dell'indagine ARERA. Nel gennaio 2024 il procedimento penale si è chiuso con l'assoluzione piena di Iberdrola e di quattro dirigenti, il giudice ha ritenuto che le stime del controfattuale prodotte dagli esperti della CNMC fossero mere stime soggettive, osservando tra l'altro che anche altri operatori avevano offerto l'idroelettrico sopra 80 €/MWh in quelle stesse date.[128]

Le complessità descritte in questa sezione sono le dimensioni lungo cui un comportamento strategico può nascondersi e un controfattuale può essere contestato, e nessun sistema di monitoraggio può controllarle tutte in simultanea.

Gli output

Euphemia restituisce tre risultati. La posizione netta di ciascuna zona, importatrice o esportatrice, e i flussi sulle linee di interconnessione sono la conferma, ora per ora, della geografia zonale ricostruita in 2.4.1: dicono quali zone si sono davvero separate e in che direzione l'energia si muove. I prezzi zonali in €/MWh, valorizzati secondo la regola del prezzo marginale fissata in 2.3.0, sono invece il punto da cui parte la sezione successiva: cosa significhi, per chi compra e per chi vigila, il passaggio dal prezzo unico nazionale a quei prezzi zonali.

2.4.3. Il PUN e il suo superamento: prezzo unico, prezzi zonali e segnale locale

Il prezzo che il regolatore legge per riconoscere un trattenimento è il prezzo zonale: alto, in una zona importatrice e congestionata, dove un produttore indispensabile ha margine

[127] CNMC, Resolución SNC/DE/0046/14, 24 novembre 2015, sanzione di 25 milioni di euro a Iberdrola Generación per manipolazione del prezzo dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 60.a)15 della Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

[128] A luglio 2026 la sezione quarta della Sala del Contencioso-Administrativo dell'Audiencia Nacional ha accolto il ricorso di Iberdrola e annullato la multa di 25 milioni. Demócrata, La Audiencia Nacional anula la multa de 25 millones a Iberdrola, 10 luglio 2026 (democrata.es)

per trattenere capacità, non offrendola o offrendola a prezzi superiori al costo. Per quasi vent'anni, però, quel prezzo zonale è stato solo metà della storia. Chi comprava energia non lo pagava, pagava il PUN, un prezzo unico nazionale. La domanda di questa sezione è duplice: il passaggio ai prezzi zonali anche per la domanda, in vigore dal 2025, ha cambiato l'incentivo a offrire in modo strategico? E ha cambiato la possibilità, per il regolatore, di vedere e misurare quel comportamento?

Cos'era il PUN, e perché c'era

Il PUN era il prezzo orario a cui ogni acquirente italiano comprava sul Mercato del Giorno Prima, indipendentemente dalla zona in cui prelevava, calcolato come media dei prezzi zonali ponderata per i volumi acquistati in ciascuna zona.[129] I venditori, invece, incassavano il prezzo della propria zona.

Questo a causa di una capacità di trasporto interzonale limitata, in cui un consumatore dietro una linea cronicamente congestionata come quelle verso la Sicilia, avrebbe pagato sistematicamente più degli altri per la sola localizzazione, il PUN serviva a neutralizzare questa disparità sul lato acquisto.

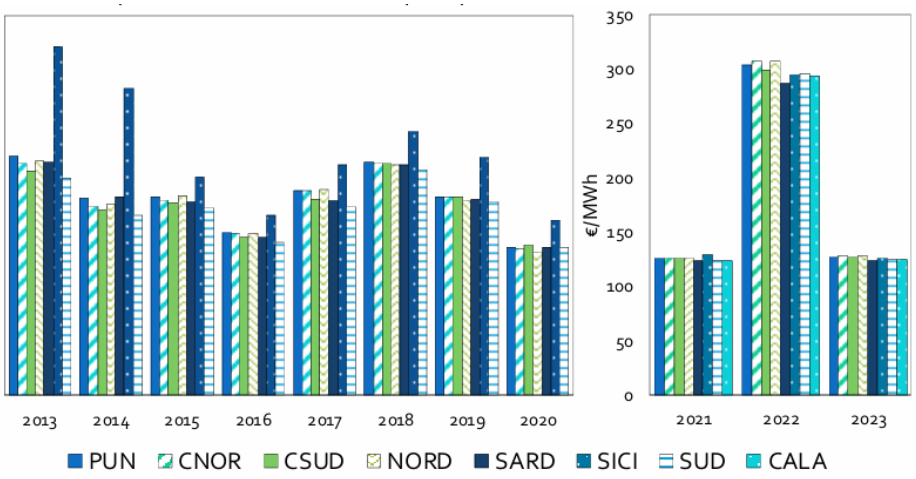


Figura 3. Prezzi zonali e PUN medi annui. *Fonte: elaborazioni RSE su dati GME.*

Figura 2.15: Medie annuali Prezzi zonali e PUN
Fonte: APE Il superamento del PUN, RSE

Perché il PUN è stato superato, e cosa è davvero cambiato

La spinta immediata è europea: la Commissione ha chiesto all'Italia, unico paese con un prezzo unico di acquisto, di passare a un Mercato del Giorno Prima puramente zonale, e il MASE ha dato attuazione alla richiesta. I prezzi zonali esistevano e si osservavano

[129] Gli acquisti dei pompaggi, delle zone estere e dei sistemi di accumulo destinati ad alimentare i servizi ausiliari erano valorizzati al prezzo zonale anche prima della riforma, restando quindi fuori dall'applicazione del PUN. Fonte: RSE, Il superamento del PUN (Appunti di Energia).

anche prima, chi voleva sapere dove l'energia era scarsa poteva già leggerlo negli esiti pubblicati del MGP. Il PUN non faceva però esporre la domanda ai prezzi della propria zona, quindi gli operatori non avevano alcun incentivo a reagirvi, spostando consumi o investendo in flessibilità dove il segnale lo avrebbe giustificato. Inoltre, il PUN non era una semplice media contabile applicata a valle, ma era un vincolo dentro il clearing, e la sua presenza alterava gli stessi prezzi zonali che si formavano. Le simulazioni RSE lo mostrano direttamente, perché i prezzi zonali senza PUN differiscono da quelli storici con PUN.[130]

La riforma ha cambiato il prezzo pagato dalla domanda, non quello incassato dall'offerta, sarebbe però sbagliato concluderne che per i produttori non cambi nulla, visto che il prezzo si forma dall'incrocio delle due curve, e se cambia il modo in cui si costruisce quella di domanda cambiano le quantità accettate e i prezzi zonali per tutti. Dal 1° gennaio 2025 anche la domanda compra al prezzo della propria zona.

Il PUN sopravvive solo come indice: il PUN Index GME, calcolato allo stesso modo, resta il riferimento per i contratti a termine e per le partite già viste a proposito della PCE. Nel biennio 2023-2024 su cui lavora l'indagine ARERA vigeva ancora il regime precedente, quindi il PUN che vi compare è il prezzo reale di quegli anni.

Cosa dicono i dati

Per capire se il PUN convenisse, RSE ha simulato il MGP degli anni 2019, 2022 e 2023 con e senza il vincolo del prezzo unico[131], i risultati mostrano che il welfare senza PUN non risulta mai inferiore a quello con PUN anche se nella maggior parte delle ore i due coincidono e in media il vantaggio è minimo. È più netto il dato sui costi della domanda, in cui comprare ai prezzi zonali sarebbe stato più conveniente nell'82% delle ore simulate, per un risparmio dell'ordine di 118 milioni di euro sui tre anni, risparmio concentrato soprattutto nel 2022, quando i prezzi altissimi amplificavano il cuneo. Nelle simulazioni le uniche zone il cui prezzo medio scende senza PUN sono il Nord e il Centro-Nord, tutte le altre salgono, infatti RSE conclude che la rimozione del PUN produce un maggiore allineamento dei prezzi zonali, il PUN essendo una media pesata sui volumi di acquisto, dominati dal Nord, stava vicino al prezzo delle zone a maggior domanda, e teneva la domanda delle zone meno care artificialmente compressa e quella delle zone care artificialmente gonfiata. Tolto il vincolo, le zone che stavano sotto il PUN vedono la domanda espandersi e il prezzo salire, quelle sopra il contrario: l'esempio a due zone di RSE mostra il Sud salire di 3,99 €/MWh e il Nord scendere di 0,82. L'allineamento è quindi una proprietà della dispersione complessiva, non un movimento uniforme di ogni singola zona verso il centro.[132]

[130] RSE, Il superamento del PUN (Appunti di Energia, maggio 2024).
[131] Cfr. Nota precedente
[132] Cfr. Nota precedente

Media dei delta NoPUN-ConPUN	Totale	2019	2022	2023
(€)	-4500	-79.5	-13341	-79.9
%	-3%	-0.24%	-9.02%	-0.28%
	Totale	2019	2022	2023
Numero di volte in cui costi noPUN < costi PUN	21500	6807	7325	7368
%	82%	78%	84%	84%
	Totale	2019	2022	2023
Costo totale con PUN – costo totale senza PUN (k€)	118265	696	116869	670

Figura 2.16: Differenze costi con PUN e senza PUN
Fonte: APE Il superamento del PUN, RSE

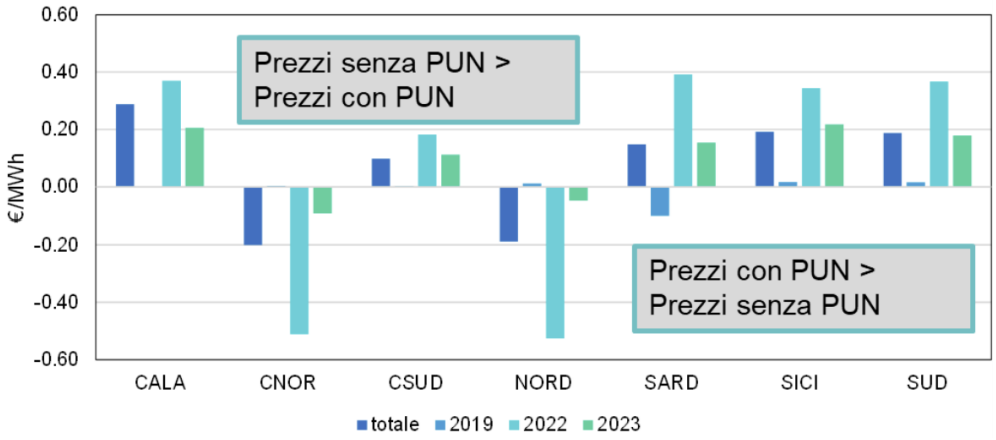


Figura 2.17: Media delle differenze orarie dei prezzi zonali senza PUN e con PUN
Fonte: APE Il superamento del PUN, RSE

Il guadagno di efficienza, per quanto contenuto, non è mai negativo, e non va letto da solo: si somma al valore del segnale ripulito, che per questo lavoro è la posta più interessante. Un prezzo zonale che si forma senza il vincolo del PUN riflette i fondamentali locali in modo più diretto, ed è quindi più leggibile per chi vigila, però la stessa nitidezza serve anche all'operatore che costruisce la propria strategia. RSE misura l'efficienza; questa seconda faccia, che RSE non misura, è quella su cui tornano i prossimi paragrafi.

Incentivo e monitoraggio dopo la riforma

Sull'incentivo, l'intuizione comoda per cui nulla cambierebbe per i produttori, dato che il loro prezzo era zonale già prima, non regge: cambia la domanda residua che il produttore fronteggia. Sotto il PUN la domanda locale reagiva alla media nazionale, con i prezzi zonali reagisce al prezzo pieno della propria zona, quindi in una zona importatrice

in cui il prezzo locale supera la vecchia media nazionale, un acquirente che prima comprava al PUN e adesso si trova di fronte un prezzo più alto, non è detto che esca dal mercato, perché le offerte di acquisto con prezzo inferiore al prezzo zonale vengono rifiutate in quell'ora, ma chi resta senza energia tipicamente torna il giorno dopo con un'offerta più alta. Ciò che cambia è che la curva di domanda presentata al clearing zonale, ora incorpora la disponibilità a pagare valutata al prezzo locale, e ha quindi forma e posizione diverse da prima, con essa cambiano pure la domanda residua, il trattenimento ottimo e il suo rendimento marginale.

Vediamo che, con un clearing zonale le offerte di acquisto vengono accettate o rifiutate confrontandole con il prezzo della zona, ma nel transitorio PUN-no PUN opera la componente perequativa, applicata agli acquisti su MGP, questa fa in modo che per ogni MWh acquistato l'acquirente riceva o paghi la differenza tra PUN Index e prezzo zonale, così che il prezzo effettivo unitario torni a essere il PUN Index.[133] Un acquirente razionale che lo sa non ha motivo di calibrare il proprio limite di prezzo sul prezzo zonale ma gli conviene offrire in modo da garantirsi l'accettazione, perché tanto pagherà l'indice nazionale. La curva di domanda che entra nel clearing, quindi, si comporta ancora come nel vecchio regime. Il canale descritto sopra è per ora attutito, e l'esito di mercato del transitorio è lecito attendersi che resti vicino a quello pre-riforma, con i differenziali simulati da RSE come limite superiore di ciò che si vedrà a regime. È un'aspettativa ragionata, non un risultato, e la direzione in cui la riforma sposta l'incentivo al trattenimento non è segnabile senza un modello esplicito del clearing.

Sul monitoraggio il guadagno è circoscritto alle sole ore in cui le zone si separano, che come visto in 2.4.1 sono una minoranza: in circa il 70% delle ore del biennio 2023-2024 il sistema è rimasto a un'unica zona di mercato, e in quelle ore il prezzo zonale coincide ovunque, di fatto come se il PUN ci fosse ancora. La minoranza, però, è quella che conta: le ore di separazione sono esattamente quelle in cui un trattenimento è più probabile e più redditizio, e quindi quelle in cui serve vedere meglio. Ma le ore di separazione non sono tutte uguali. La congestione nasce per due vie distinte. La prima è la congestione da domanda: una zona importatrice, nelle ore di picco del consumo, la linea in ingresso si satura, la zona si separa a prezzo alto e un produttore inframarginale indispensabile cattura quel prezzo. La seconda è la congestione da export rinnovabile, come quando al

[133] La componente perequativa è applicata agli acquisti sul MGP, determinata dal GME contestualmente agli esiti del mercato e regolata tra gli utenti del dispacciamento; con essa tutte le offerte di acquisto sono ricondotte al PUN Index GME. Il meccanismo opera almeno fino al 31 dicembre 2025 e il suo superamento richiede almeno dodici mesi di preavviso. Fonti: ARERA, documento per la consultazione 194/2024/R/eel e relativa scheda tecnica; delibera ARERA 304/2024/R/eel.

Sud la generazione eolica o solare è abbondante, la zona diventa esportatrice e satura le linee in uscita, spesso in ore lontane dal picco, con un prezzo zonale basso fino al caso della Sardegna, rimasta nel 2025, per il quarto anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più contenuto.[134] Le due vie non si escludono, perché, se l'export dal Sud satura una linea, la zona a valle del vincolo sta importando, si separa a prezzo più alto, e un produttore pivotale lì dentro può sfruttare la separazione esattamente come nel primo caso.

Anche dentro la zona esportatrice, del resto, il prezzo basso non è garantito. Come discusso in 2.3.5, nel biennio dell'indagine le rinnovabili hanno offerto sopra il proprio costo marginale nelle ore di surplus, tenendo i prezzi più alti di quanto sarebbero stati in concorrenza, e il mancato formarsi di prezzi negativi in Italia è la spia di questo comportamento; le ragioni economiche che lo rendono possibile, dai PPA alle garanzie di origine agli effetti sugli stoccaggi, sono trattate in 2.3.8. Che l'offerta stia poco sopra un costo marginale nullo o a livelli che equivalgono a non offrire, l'effetto sulla selezione è lo stesso: entrano in merito unità che in un mercato competitivo resterebbero fuori, e il beneficio di prezzo che ci si aspetterebbe dall'abbondanza rinnovabile si restringe. È una forma di potere di mercato meno remunerativa del trattenimento in zona importatrice, ma il suo radicamento nelle zone isolate è un tratto strutturale del mercato italiano, documentato fin dai primi anni della borsa dagli indici di Lerner zonali di Bigerna, Bollino e Polinori già discussi in 2.4.1.

Il guadagno di monitoraggio, consiste nel modo in cui quel prezzo ora si forma, ed è dovuto al fatto che, quando una zona si separa, il suo prezzo esce da un clearing in cui la curva di domanda locale, costruita contro il prezzo locale, incrocia l'offerta locale e le importazioni disponibili, si tratta adesso di un equilibrio interamente zonale, non più deformato dal vincolo del prezzo unico. Lo scostamento prodotto da un trattenimento localizzato si riflette quindi per intero in un prezzo a cui passano transazioni reali su entrambi i lati, ed è più direttamente confrontabile con un benchmark competitivo. È però un guadagno della struttura odierna, non degli anni dell'indagine, che ragiona giustamente in termini di PUN; e per di più, finché opera la perequazione, resta realizzato solo in parte, perché il lato acquisto è ancora ricondotto all'indice nazionale. Il limite di fondo, è che il superamento del PUN non azzera i differenziali zonali, che persistono per via della capacità di transito limitata e della distribuzione disomogenea di rinnovabili e domanda sul territorio.[135] Il potere di mercato localizzato non scompare,

[134] GME, Relazioni Annuali

[135] RSE ha analizzato uno scenario al 2030 in cui i differenziali zonali dipendono dai criteri di ripartizione delle future installazioni rinnovabili dal punto di vista geografico e di posizionamento a terra o su tetto del fotovoltaico. Lo

semmai diventa più visibile. La riforma è un rimedio all'offuscamento del segnale, non al comportamento che il segnale dovrebbe rivelare.

2.5.Il trattenimento economico di capacità: leve, pivotalità, identificazione

I capitoli precedenti hanno accumulato i pezzi uno alla volta. La regola fissata in 2.3.0 paga ogni impianto accettato allo stesso prezzo, qualunque cosa abbia offerto; la struttura zonale converte i limiti della rete in potere di mercato locale (2.4.1); l'algoritmo che accoppia le zone è trasparente e prevedibile, per chi vigila come per chi offre (2.4.2); la riforma del PUN ha reso il segnale di prezzo più leggibile senza toccare l'incentivo di chi vende (2.4.3); e il costo variabile della tecnologia che quasi sempre sta al margine è stimabile a partire dal prezzo del gas (2.3.10). Questa sezione ricompone il meccanismo manipolatorio, con quali leve un operatore può gonfiare il prezzo, quali condizioni rendono la manovra profittevole.

Un operatore con capacità inframarginale in una zona ha interesse a farne salire il prezzo, perché ogni euro in più si scarica su tutta la sua produzione accettata, le leve per alzarlo sono due: la prima è il markup, se l'impianto manovrabile dell'operatore, poniamo un ciclo combinato, è al margine, offrirlo sopra il costo, entro il limite che lo lascia accettato, alza direttamente il prezzo di clearing, così il guadagno arriva sia dall'impianto manovrato sia dalla capacità inframarginale. La seconda è il trattenimento vero e proprio, e non richiede che l'unità manovrata sia al margine, ma basta che questa sia offerta a un prezzo che ne impedisce l'accettazione o che non venga offerta affatto. Questo sposta a sinistra la curva di offerta e costringe l'algoritmo a chiamare un'unità più cara che in concorrenza non sarebbe servita. L'operatore perde il margine sull'unità esclusa, ma incassa il prezzo più alto su tutto il resto del portafoglio, e con capacità inframarginale sufficiente il saldo è positivo.

Incentivi strategici e pivotalità

Per il regolatore le uniche rendite legittime sono quelle inframarginali e l'unica offerta legittima è quella che riflette il costo marginale di breve termine, attorno a quel valore, con i margini concessi dalle motivazioni tecniche e di costo-opportunità, il comportamento va valutato, e lo scostamento da esso misura potere di mercato. Un operatore capace di influenzare il prezzo ha un incentivo a scostarsene, Crampes e Creti dimostrano l'esistenza di questo incentivo modellando un duopolio in cui i generatori

scenario con maggiore penetrazione fotovoltaica al Sud e a terra produce i differenziali più ampi, nell'ordine di 25 €/MWh tra Nord e Sud. Fonte: RSE, Il superamento del PUN.

scelgono prima quanta capacità rendere disponibile e poi competono in un'asta a prezzo uniforme. Il trattenimento emerge come esito d'equilibrio, con markup che non riflettono rendite di scarsità, e la regola del prezzo uniforme ne accresce i guadagni. La strategia si manifesta soprattutto nei regimi di domanda bassa e media, quando la capacità eccede il fabbisogno, e lasciata operare, spingerebbe i prezzi al costo marginale. Il caso italiano è un'estensione naturale, visto che la domanda che gli impianti a gas devono coprire è quella residua, al netto delle rinnovabili offerte a prezzo quasi nullo (2.3.5), e più le rinnovabili crescono più ore ricadono in quel regime di capacità in eccesso.[136]

La verifica empirica viene dal pool di Inghilterra e Galles, dove la disponibilità era dichiarata in un atto tecnico distinto e antecedente rispetto alle offerte di prezzo: Wolak e Patrick, sui primi cinque anni del pool, concludono che per i due generatori dominanti quelle dichiarazioni furono una leva più efficace delle offerte per alzare i prezzi.[137] Sul MGP i due atti coincidono, perché la disponibilità si dichiara offrendo,[138] e trattenere significa offrire meno capacità o a prezzo non accettabile; è la mancanza di quella separazione a rendere meno diretta la trasposizione del loro risultato. Resta un profilo che tocca la parte normativa: l'indisponibilità di un impianto è informazione soggetta a obblighi ai sensi di REMIT.

Il fraintendimento più comune è credere che per spostare il prezzo serva essere un grande operatore con quota dominante. Il concetto rilevante non è la dominanza ma la pivotalità, e conviene fermarsi sui termini, lo stesso nome è usato da due discipline con logiche diverse.

Nella disciplina antitrust la pivotalità è un test strutturale che serve a presumere la dominanza, e la sua formulazione più esplicita è tedesca, perché è lì che autorità di concorrenza e regolatore dell'energia (BKA e BNetzA) hanno messo per iscritto, in linee guida congiunte, il rapporto tra le due discipline: un generatore è presunto dominante quando è indispensabile a soddisfare la domanda residua, quella che resta dopo l'offerta di tutti i concorrenti, in almeno il 5% delle ore dell'anno, misurato con il Residual Supply Index su base annua.[139] In Italia una soglia codificata analoga non esiste, è presente un precedente, l'indagine sulla pivotalità condotta dall'AEEG tra il 2004 e il 2005, ben prima

[136] Crampes C., Creti A. (2006), "Capacity Competition in Electricity Markets".
[137] Wolak F.A., Patrick R.H. (1997), "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market".
[138] ARERA, Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, art. 38.3
[139] BKA e BNetzA (2019), linee guida congiunte sul monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, come riportato in Cambini e Lo Schiavo (2025), testo in corrispondenza della nota 38. L'applicazione della soglia al Residual Supply Index solo su base annua è stata criticata in Germania come poco stringente; sull'indagine AEEG 2004-2005, ibid., nota 38.

di REMIT, chiusa con una segnalazione all'AGCM. La logica dell'approccio è comunque quella di contare quanto spesso il mercato non può fare a meno di un'impresa in un anno, e da quella frequenza far discendere una stima di potere di mercato.
REMIT non usa questo concetto, impone che il divieto di manipolazione si applichi a chiunque, imprese dominanti e non dominanti, come le stesse linee guida tedesche riconoscono.[140] Infatti ciò che conta è la capacità di influenzare il prezzo nelle circostanze concrete, e la pivotalità ne è la condizione istantanea. La Guidance ACER indica come pivotale il fornitore la cui capacità è necessaria a coprire la domanda di picco, perché eccede il margine di offerta del resto del mercato.[141] La differenza pratica sta tutta qui: per l'antitrust la pivotalità è una proprietà dell'impresa misurata sull'anno, per REMIT è una proprietà dell'ora e della zona e non è necessariamente una circostanza che l'operatore si limita a incontrare: come visto in 2.4.1, può essere un esito che contribuisce a produrre. Un operatore piccolo a livello nazionale, mai pivotale nel senso strutturale, può esserlo in una zona congestionata in poche ore di picco, e in quelle ore alzare il prezzo per tutti: ai fini di REMIT quelle ore bastano. Coerentemente, lo screening dell'indagine applica le condizioni di trattenimento a livello di singola unità e di singola ora, mentre la qualificazione delle condotte resta affidata a valutazioni caso per caso.

L'esempio del ciclo combinato più eolico mostra allora che non serve quota dominante: serve essere pivotali in quella zona e in quell'ora, e avere capacità inframarginale su cui far fruttare il prezzo più alto. E la combinazione è concreta: otto dei primi dieci operatori hanno una quota di capacità a ciclo combinato tra il 60% e il 98%, e diversi vi affiancano eolico o solare, fino a oltre il 14% di eolico nel caso di Edison.[142]
Se un solo operatore pivotale può alzare il prezzo di una zona, lo stesso esito può prodursi, anche senza accordo esplicito, quando più operatori trattengono nelle stesse ore di scarsità, ricordiamo che il MGP è un gioco ripetuto.

Perché è monitorabile
Lo stesso meccanismo che crea l'incentivo lo rende riconoscibile, la difesa di questa proprietà è di Watkiss, Baldick e Tabors, scritta per i mercati nodali statunitensi in risposta a una proposta di riconsiderare il prezzo uniforme presso la FERC. Il loro argomento sul monitoraggio, indica che poiché la condotta competitiva è offrire al costo marginale, un valore accertabile, gli scostamenti sostenuti da quel valore sono "relatively easy to detect and police", mentre sotto pay-as-bid, dove ogni offerta è

[140] BKA e BNetzA (2019), § 71
[141] ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024, nota 145.
[142] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, Tav. 4 e Graf. 2-4 (dati al 31 dicembre 2024).

pagata al proprio prezzo, offrire sopra il costo è il comportamento normale di chiunque cerchi di prevedere il prezzo di clearing e il monitoraggio perde il suo metro, riducendosi a giudicare la qualità di quelle previsioni.[143] L'argomento nasce per il disegno nodale americano, ma dipende solo dalla regola del prezzo marginale uniforme, la stessa dei mercati del giorno prima europei.

Una conseguenza del prezzo unico, è che avendo come tecnologia marginale quasi sempre un ciclo combinato a gas, il prezzo dell'intero mercato segue il gas, questo è evidente nella crisi del 2022, lo shock su un solo combustibile si è trasmesso a ogni MWh scambiato, gonfiando le rendite di tutte le tecnologie inframarginali. È una fragilità rispetto agli shock esterni che il disegno marginale non può eliminare dall'interno, e non a caso i rimedi europei hanno agito fuori dal mercato a pronti: il tetto emergenziale sui ricavi dei produttori inframarginali durante la crisi, e in prospettiva strutturale i contratti per differenza a due vie e i PPA, che stabilizzano i ricavi di lungo periodo lasciando intatto il segnale orario.[144] Quanto all'alternativa, l'argomento nato nel dibattito californiano suggerisce che nemmeno il pay-as-bid avrebbe evitato la trasmissione dello shock, perché le offerte avrebbero comunque inseguito il prezzo atteso di taglio; se l'entità dello shock sarebbe stata minore è una questione empirica che le fonti qui utilizzate non permettono di chiudere, e va lasciata aperta.

Per il monitoraggio italiano la proprietà prende una forma precisa. Se la condotta competitiva è offrire al costo marginale, e per la tecnologia al margine quel costo è stimabile, allora il confronto tra i prezzi offerti e una stima di quel costo diventa possibile: è la logica del Costo Variabile Standard, la cui costruzione è discussa in 2.3.10. Il benchmark, però, non è la prova. Le giustificazioni legittime allo scostamento, tecniche o di costo-opportunità, vanno escluse caso per caso; e il controfattuale necessario ad accertare l'artificiosità, gestibile quando il sistema resta un'unica zona, va ricostruito sull'intero sistema accoppiato quando le zone si separano, con le difficoltà di simulazione viste in 2.4.1 e 2.4.2. La difficoltà è quindi massima proprio nelle ore congestionate in cui il trattenimento rende di più.[145]

[143] Watkiss J.D., Baldick R., Tabors R.D. (2023), "Time to Double Down on Uniform Pricing in U.S. Energy Markets", Yale Journal on Regulation Bulletin, Vol. 41-47

[144] Regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio, artt. 6-8, sul tetto ai ricavi di mercato dei produttori inframarginali (180 €/MWh); Regolamento (UE) 2024/1747, sulla riforma del disegno del mercato elettrico, in particolare contratti per differenza a due vie e PPA.

[145] Inoltre, come visto in 2.4.2, con gli ordini a blocchi e complessi l'unità che fissa il prezzo non è sempre identificabile in modo univoco.

3. ANALISI DATI

3.1. Dati e metodo

L'indagine conoscitiva di ARERA parte da un archivio che nessun soggetto esterno all'Autorità possiede per intero: GAUDI, dove per ogni unità di produzione rilevante sono registrati tecnologia, sottotipo tecnologico e potenza. Da quella registrazione discende il resto, il costo variabile standard applicabile, il confronto fra prezzo offerto e costo e la quantificazione del trattenimento. Questo capitolo lavora senza quell'accesso, ma dispone degli esiti pubblici del mercato del giorno prima e dei documenti dell'ENTSO-E Transparency Platform[146], che coprono le unità sopra i 100 MW.

Il sistema GAUDI è amministrato da Terna: ciascun produttore accede con credenziali proprie e gestisce l'anagrafica dei propri soli impianti, non risulta esista una funzione che consenta a un operatore di consultare la classificazione tecnologica dei concorrenti.[147] Un operatore che volesse stimare la tecnologia altrui, per calibrare la propria strategia di offerta contro quella di un rivale, non ha su Gaudì un accesso molto diverso dal nostro: può arrivarci per altre vie, per conoscenza diretta del settore o per informazioni raccolte sul mercato, ma non con la stessa precisione né con la stessa immediatezza.

Questo capitolo non può replicare il numero di ARERA, e non è il suo scopo dimostrare che un'analisi con soli dati pubblici valga comunque la stessa cosa. Il punto è un altro: isolare quali aspetti del trattenimento restano visibili senza Gaudì e quali no, e su quelli visibili mostrare che il metodo con cui si arriva a un numero conta più del risultato stesso.

3.2. Dalla fonte grezza alla base interrogabile

L'archivio delle offerte

Il GME pubblica l'archivio completo delle offerte presentate sul mercato del giorno prima: ogni gradino di ogni curva di offerta, con prezzo, quantità, esito, unità di riferimento, operatore e istante di invio. Per il biennio 2023-2024 sono 731 file XML giornalieri per un totale di circa 86 GB. Il processo costruito per questo lavoro legge ogni XML senza mai tenerne uno intero in memoria, estrae le offerte come righe di tabella e le riscrive in formato colonnare compresso, un file per giorno, dopo la conversione

[146] Installed Capacity per Production UnitTR 14.1.B, ENTSO-E Transparency Platform

[147] Ci basiamo su un manuale vecchio e pre ristrutturazione del portale, Terna, Manuale Utente Gaudì, 1.3. Sui nuovi documenti non sono comunque riportate informazioni contrastanti.

l'intero biennio si interroga in pochi secondi come una tabella unica e senza caricare nulla in RAM.

La conversione in sé non è un problema, l'ostacolo sta prima, infatti il dato è formalmente pubblico ma non è liberamente prelevabile, serve una richiesta con documento di identità e accettazione delle condizioni d'uso e la via automatica passa per un servizio API con autenticazione a token e quote assegnate. Non è il caso in cui si apre un sito e si scarica un file, serve già un minimo di preparazione tecnica per prelevare i dati, e ne serve altra per manipolarli.

Che cosa contiene un record

Ogni riga descrive un gradino: una coppia prezzo-quantità riferita a un'unità, a un'ora e a una seduta. Le colonne sono venti e la Tabella 3.1 le riporta con il rispettivo significato. Quali campi entrino in ciascuna analisi viene detto dove l'analisi si svolge, perché la scelta cambia caso per caso. Non sembra esistere online una legenda ufficiale dei campi: l'unica descrizione reperibile è la ricostruzione fatta in una tesi precedente, da cui la Tabella 3.1 è tradotta e adattata.[148] Molte colonne sono deducibili dal nome e dai valori che assumono, ma non tutte allo stesso modo, e una legenda accanto al file di download costerebbe poco. Chi non è già dentro al settore parte quindi con un margine di ambiguità che non dipende dalla complessità del dato.

[148] R. Colbalchini, Development of a Visualization and Analysis Tool for Public Domain Data of the Italian Electric Power Market, tesi di laurea, Politecnico di Milano, 2014, pp. 50-52.

Tabella 3.1: Legenda campi tabella dati

Campo	Descrizione	Commenti / valori possibili
PURPOSE_CD	Tipo di offerta	BID = acquisto; OFF = vendita
TYPE_CD	Indica se l'offerta è corrente o predefinita	REG = corrente; STND = predefinita
STATUS_CD	Stato dell'offerta dopo l'esecuzione del mercato	ACC accettata; REJ rifiutata; REP sostituita da una versione successiva; REV revocata dall'operatore; INC scartata in validazione
MARKET_CD	Mercato a cui si riferisce l'offerta	Sempre MGP in questo dataset
UNIT_REFERENCE_NO	Codice identificativo dell'unità di produzione o di consumo, presente nel registro Terna	Il prefisso distingue UP_ produzione, UC_ consumo, UPV_/UCV_ unità virtuali
INTERVAL_NO	Ora del giorno a cui si riferisce l'offerta	Valori 1-24; compare anche 25 nei giorni di ritorno all'ora solare (non è un errore)
BID_OFFER_DATE_DT	Giorno di consegna a cui si riferisce l'offerta	Formato AAAAMMGG, es. 20230123
TRANSACTION_REFERENCE_NO	Numero identificativo della transazione assegnato dal GME	Non usato nell'analisi
QUANTITY_NO	Volume presentato dall'operatore	Unità: MWh
AWARDED_QUANTITY_NO	Volume assegnato dal mercato dopo il clearing	Unità: MWh
ENERGY_PRICE_NO	Prezzo presentato dall'operatore	Unità: €/MWh
MERIT_ORDER_NO	Ordine di merito dell'offerta calcolato dall'algoritmo di mercato	Crescente per le offerte di vendita
PARTIAL_QTY_ACCEPTED_IN	Indicatore di accettazione parziale del gradino	Y = sì; N = no
ADJ_QUANTITY_NO	Volume presentato, rettificato dal sistema	La fonte originale non ne specifica il criterio
GRID_SUPPLY_POINT_NO	Punto di dispacciamento a cui è associata l'unità	Non usato nell'analisi, ridondante rispetto alla zona
ZONE_CD	Zona di mercato a cui appartiene l'unità	NORD, CNOR, CSUD, SUD, CALA, SICI, SARD; più le zone estere di coupling
AWARDED_PRICE_NO	Prezzo di equilibrio assegnato dal mercato	Unità: €/MWh; valorizzato solo sulle offerte accettate
OPERATORE	Ragione sociale dell'operatore registrato	
SUBMITTED_DT	Istante di invio dell'offerta	Formato AAAAMMGGhhmmssmmm; riferito al pacchetto di invio, non alla singola offerta
BILATERAL_IN	Indica se l'offerta deriva da un contratto bilaterale registrato sulla piattaforma dei conti energia (PCE)	true/false; per true l'operatore opera come "bilateralista"

Fonte: Traduzione e rielaborazione propria tabella R. Colbalchini, 2014

Quali offerte contano

Un'offerta può essere accettata o rifiutata dall'algoritmo, sostituita da una versione successiva presentata dallo stesso operatore, revocata dall'operatore, oppure scartata dai controlli di validazione. Solo i primi due esiti sono giudizi del mercato: gli altri tre avvengono prima del clearing e non arrivano al motore di calcolo. Lo screening del trattenimento lavora quindi sulle sole offerte rifiutate, coerentemente con la terza condizione ARERA, mentre le offerte sostituite e revocate restano utili nell'analisi di quando le offerte vengono presentate e ritirate durante la seduta, ma non entrano nei

volumi, è stato verificato che sommarle porta il lato vendita a più del doppio di quanto il GME pubblica.

Che cosa entra nel perimetro

Non tutte le unità che compaiono nell'archivio sono impianti reali, il prefisso del codice le distingue. UP_ identifica le unità di produzione, UC_ le unità di consumo, UPV_ e UCV_ le unità virtuali che non corrispondono ad alcun impianto fisico. L'analisi lavora sulle sole unità di produzione, comprese le occasioni in cui queste acquistano.

Fra le virtuali un caso ha richiesto una verifica esplicita, nell'archivio compaiono sette unità intestate al gestore della rete, una per zona, che presentano quantità molto grandi tutte allo stesso prezzo di 4.000 €/MWh, cioè al tetto di prezzo del MGP. Il TIDE prevedeva che Terna presentasse, per ciascun periodo e ciascuna zona, un'offerta virtuale in vendita al prezzo massimo, per una quantità pari alla differenza fra le offerte di acquisto presentate al tetto e le offerte di vendita della zona.[149] Nei dati del biennio le offerte compaiono su tutte le zone per quasi tutto il 2023 e si diradano già nel corso del 2024, le revisioni del TIDE del 2025 hanno eliminato questo tipo di offerte. Vanno escluse non solo dallo screening ma dai volumi in sé e tenerle dentro fa saltare la riconciliazione con i dati ufficiali.

Il caso del GSE va nella direzione opposta. Dentro il prefisso UP_ esiste un pattern di codici numerici replicati su più zone che raccoglie l'energia dei piccoli produttori in Ritiro Dedicato: il GSE ritira l'energia e la rivende sul mercato. Dallo screening del trattenimento resta fuori, perché il GSE non ha una strategia di offerta da valutare come trattenimento, essendo un ente pubblico; nei volumi venduti resta dentro, perché quella è energia prodotta da impianti reali, che il mercato ha assorbito. La riconciliazione conferma entrambe le scelte.

La riconciliazione

I volumi ricostruiti vengono confrontati con quelli pubblicati dalla Relazione Annuale del GME, usando come bersaglio la somma delle sole sette zone nazionali, dato che il totale pubblicato comprende anche le offerte dai mercati accoppiati, fuori dal nostro perimetro.

I confronti sul lato vendita evidenziano come scarto maggiore quello del Sud nel 2023, +1,5%, seguito dalla Sardegna a +1,1%; tutte le altre celle stanno entro lo 0,7% e quelle

[149] ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), rev. 1, 1 gennaio 2025, Sezione 1-13.3.7. Il meccanismo è stato soppresso con le revisioni del TIDE successive.

del 2024 entro lo 0,2%. Sul lato delle quantità accettate la corrispondenza è esatta a meno dell'arrotondamento in tutte e quattordici le celle.[150]

La corrispondenza regge anche sul lato dei rifiuti, il che conta perché è proprio su quelli che lo screening lavorerà. Da lì emerge un dato da tenere a mente. Il tasso di rifiuto sul lato vendita, cioè la quota di energia offerta che l'algoritmo non accetta, passa dal 48,1% del 2023 al 50,6% del 2024. Metà dell'energia offerta sul mercato del giorno prima non viene accettata: è la dimensione del bacino entro cui il trattenimento economico va poi isolato, e la misura di quanto poco informativo sia il rifiuto preso da solo.

3.3.Due limiti strutturali

Due limiti valgono per tutto il capitolo, quindi li dichiariamo qui una volta sola.

La copertura anagrafica è incompleta. La strada breve per classificare tutte le unità esiste: potremmo guardare come offrono, e attribuire la tecnologia in base al comportamento di prezzo. Un impianto che offre stabilmente in una fascia da centrale a gas viene etichettato come tale. Quella strada però crea una circolarità importante. Se un impianto eolico offre a prezzi da ciclo combinato, il metodo comportamentale lo classifica come ciclo combinato, e con ciò lo rimuove dall'insieme di unità in cui quel comportamento sarebbe anomalo. Il prezzo offerto resta quindi fuori dai criteri di classificazione. Fanno eccezione due soli casi, discussi più avanti, in uno di essi a essere usato non è il prezzo ma l'ora in cui l'unità offre, che dipende da un vincolo fisico e non da una scelta commerciale. Classifichiamo quindi solo le unità per cui esiste una fonte indipendente dal comportamento di offerta, mentre le altre restano fuori.

La separazione zonale è endogena. Alcune analisi di questo capitolo usano lo stato di separazione di una zona dalle altre come condizione rispetto a cui osservare il comportamento di offerta. Trattarla come esogena è un'assunzione forte, per la ragione già argomentata in 2.4.1, poiché la congestione può essere il prodotto della stessa condotta che si vorrebbe misurare, e un operatore che riduca la propria immissione proprio quando questo contribuisce a separare la sua zona genera una correlazione in cui causa e conseguenza non si distinguono. I risultati che dipendono dallo stato della rete vengono quindi presentati solo come associazioni e non come effetti.

[150] Bersagli da Relazione Annuale GME 2023, Tab. 2.2.3, e 2024, Tab. 2.1.2, sole zone nazionali. Lo scarto per I volumi rifiutati ricostruiti, confrontati con la voce "offerte rigettate" delle stesse tavole: 207,4 TWh contro 206,8 nel 2023 e 233,0 contro 233,8 nel 2024, sulle sole zone nazionali. I volumi citati nel capitolo non sono confrontabili fra loro: perimetri diversi per tecnologia e per inclusione dei bilaterali (785.227 GWh in 3.4, solo CCGT; 744.067,7 GWh in 3.11, tutte le tecnologie ma senza bilaterali).

3.4.La ricostruzione dell'anagrafica

Perché cicli combinati ed eolico

Le tecnologie su cui si concentra il capitolo sono due. I cicli combinati sono la tecnologia su cui si regge l'equilibrio del sistema elettrico italiano più di ogni altra, come mostra la Tabella 3.2 (dati in TWh), vendono più di ogni altra fonte in tutti e tre gli anni considerati, più dell'idroelettrico e ampiamente più di eolico e solare anche sommati insieme.[151] È anche la tecnologia che ARERA trova più spesso a fissare il prezzo zonale, nel 68% delle ore del 2023 e nel 71% del 2024. Ed è, soprattutto, la tecnologia su cui l'indagine isola il trattenimento più ampio in assoluto: 53,6 TWh nel 2023 e 60,6 nel 2024 (CVS_CCGT), contro 4,8 e 0,8 TWh dell'eolico e poco più di 130 GWh del solare.[152] L'eolico entra invece perché offre a prezzi che una fonte a costo marginale nullo non avrebbe ragione di praticare, comportamento già discusso in 2.3.8.

Tabella 3.2: Vendite nazionali per fonte

Tipologia	2023	2024	2025
CCGT	96,8	93,8	101,8
IDROELETTRICO	42,1	55	48,4
EOLICO	24,7	20,8	20,4
SOLARE	21,3	24,5	30,8

Fonte: Elaborazione propria dati relazioni annuali GME

Solo la prima delle due, però, è ricostruibile a livello di parco. Per i cicli combinati esiste un costo marginale di breve periodo stimabile da parametri pubblici, il prezzo del gas, il rendimento convenzionale e il costo della CO_2, ed è il costo variabile standard che serve come termine di confronto nella seconda condizione dello screening: il capitolo lo ricostruisce in 3.5. Per eolico e solare quel benchmark è zero e non richiede alcuna ricostruzione, ma identificare tutte le unità eoliche del parco è fuori portata con le fonti disponibili, e un'analisi condotta su una frazione arbitraria di esse non direbbe nulla di affidabile. Le unità eoliche e solari vengono quindi identificate più avanti, operatore per operatore, dove il perimetro ristretto rende il lavoro fattibile. Qui l'obiettivo è isolare i cicli combinati, e come si vedrà la potenza ricostruita è vicina a quella ufficiale. ARERA questa domanda non se la pone, perché su Gaudì la classificazione è un dato di input.

[151] GME, Relazione Annuale 2023, p. 25; GME, Relazione Annuale 2024, p. 20; GME, Relazione Annuale 2025, p. 20-21

[152] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, tav.24, p.56.

Il perimetro

Il censimento restituisce 3.540 codici distinti. Di questi, 1.706 non sono unità di produzione (comprendono anche i 234 codici in zone estere). Togliendo questi e i 699 aggregati di rivendita[153], restano 1.135 unità di produzione nazionali.

ARERA ne riporta 1.141 al 31 dicembre 2024, una differenza minima, considerando che le due misure nascono da premesse diverse, il censimento raccoglie le unità comparse almeno una volta nel biennio, mentre ARERA indica uno stock a una data, inoltre nel biennio 120 unità entrano e 26 escono, e un'unità registrata può comunque non aver mai offerto sul MGP.

Le fonti

La classificazione incrocia fonti indipendenti usate in ordine di solidità, per cui un'unità censita nei documenti ENTSO-E e verificata a mano vale più di una attribuita per somiglianza del nome.

La fonte di partenza è l'elenco di potenza installata per unità di produzione pubblicato sulla piattaforma di trasparenza europea, questo però raccoglie tutto il termico a gas in una voce unica e poiché le unità che interessano a noi sono i cicli combinati, la distinzione fra ciclo combinato, turbogas e altri sottotipi è stata compilata a mano, cercando le singole unità su fonti pubbliche.

Dove la fonte diretta non arriva si procede in modo diverso. Si guarda il nome dell'unità, che contiene spesso una stringa rivelatrice: WIND o PRCOEOLICO per l'eolico, FTVLT, SOLAR o FV per il fotovoltaico, BMSS per le biomasse, BESS per gli accumuli a batteria. La stessa lettura dei nomi è servita nella ricostruzione dei portafogli dei singoli operatori. Il secondo appiglio è la taglia: i cicli combinati sono di norma unità grandi, quasi sempre sopra i 100 MW, mentre le turbine a gas stanno quasi sempre più in basso.[154] La regola va maneggiata con prudenza, perché una coda di cicli combinati piccoli esiste davvero, ma è una coda numerosa e quasi irrilevante in potenza: nella statistica di Terna al 31 dicembre 2024 le sezioni a ciclo combinato sotto i 100 MW sono 68 su 156 fra sola produzione elettrica e cogenerazione, e valgono circa 1.560 MW su oltre 41.000, meno del 4%.[154] È il motivo per cui la soglia funziona sui volumi e non sui conteggi. Il terzo appiglio è la numerazione di sito: quando più unità con lo stesso nome e numeri progressivi risultano cicli combinati, si è assunto che lo sia anche la sezione rimasta

[153] Esclusi qui per rendere confrontabile il numero con le unità riportate da ARERA, non escluse come volumi della riconciliazione, come riportato precedentemente per il ritiro da parte del GSE.
[154] Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2024, Impianti di Generazione, Tab. 20.

senza fonte, questa è un'ipotesi e sbaglierebbe se in quel sito fosse stata inserita una tecnologia diversa.

Un quarto criterio riguarda il solare e usa il comportamento di offerta dato che di notte un impianto fotovoltaico non produce, e un'unità che non offre mai in quelle ore sta rivelando un vincolo fisico. La regola classifica come solare un'unità che, nelle ore fra le 23 e le 5, non offre in almeno il 95% dei giorni in cui è stata attiva nel biennio. Il margine del 5% non è arbitrario: serve a non escludere gli impianti fotovoltaici con un accumulo installato dietro lo stesso punto di offerta, che possono anche comprare energia e immetterla di notte pur essendo per fonte primaria solari.[155] Un caso ne mostra la logica: un'unità con quota di giorni senza offerta notturna pari a 0,9765 porta nel nome la sigla FTVLTC.

Qui si colloca il limite che questo criterio condivide, in forma speculare, con quello sugli accumuli discusso più avanti. Un impianto rinnovabile con accumulo dietro lo stesso punto di offerta compra energia e offre di notte, la regola sull'accumulo lo classifica come accumulo mentre quella sul solare rischia di scartarlo, e in entrambi i casi si perde la fonte primaria. ARERA rileva lo stesso problema sui propri dati e chiede che la classificazione venga aggiornata[156], il dato in sé non manca, infatti in Gaudì la presenza dell'accumulo e la sua posizione vanno dichiarate fra i dati anagrafici degli impianti solari ed eolici.[157] Manca il collegamento con il livello su cui lavorano mercato e monitoraggio, che è l'unità di produzione, con l'accumulo non separato in una UP distinta, chi guarda le offerte vede un'unica unità e non può distinguere quanta parte di quell'immissione venga dal generatore e quanta dalla batteria e di conseguenza non può correttamente interpretare il prezzo di offerta.

Il solare in sé conta poco, perché l'indagine ARERA non è lì che trova il trattenimento, la regola serve per identificare le altre tecnologie per esclusione. Sul perimetro generale non è stata applicata, dato che l'obiettivo era smistare i cicli combinati, mentre nell'analisi per singoli operatori riconoscere il solare permette di isolare meglio ciò che resta, cioè le unità eoliche, che sono quelle interessanti.

---

[155] Un impianto solare con un accumulo molto grande, capace di offrire in tutte le ore notturne o in buona parte di esse, verrebbe classificato erroneamente come accumulo. L'ipotesi resta improbabile ma non esclusa.

[156] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025. L'Autorità segnala che la presenza di impianti eolici o solari con accumulo ubicato nello stesso sito ma non separato in una diversa unità di produzione potrebbe ostacolare il monitoraggio di queste tecnologie, e verifica che a fine 2024 una sola unità eolica rilevante risultasse registrata in Gaudì in questa configurazione. Il problema è accostato a quello degli impianti idrico-fluenti collegati funzionalmente a impianti modulabili sulla stessa asta, dove il legame non è codificato e rende non interpretabile un prezzo di offerta positivo per una fonte a costo marginale nullo.

[157] Terna, Manuale Gaudì. Istruzioni operative per il produttore fotovoltaico e per il produttore eolico; Il Manuale Gaudì. Istruzioni operative per la registrazione di accumuli.

L’aggancio della fonte ENTSO-E ai codici del registro è stato fatto per nome, confrontando le denominazioni degli impianti con i codici che compaiono nelle offerte MGP: 103, contengono un codice riconoscibile e 94 di queste corrispondono a un’unità che offre davvero sul MGP (considerando tutti i tipi tecnologici); le nove che non agganciano portano nomi con la nomenclatura interna dell’operatore, oppure sono capacità registrata che nel biennio non presenta offerte. L’anagrafica che ne risulta non copre tutte le unità presenti sul mercato.

La regola sugli accumuli

Un’ultima regola prova a separare accumuli e pompaggi sfruttando il fatto che l’unità compri energia, cosa che un impianto di sola generazione non può fare. Questa è stata provata sul sottoinsieme di unità che hanno già un’etichetta tecnologica diretta, e funziona soltanto a metà. Quando segnala un accumulo ha quasi sempre ragione, ma ne riconosce poco più della metà, quindi non è una regola su cui costruire un censimento. Per gli scopi di questo capitolo la cosa non pesa, dato che gli accumuli non entrano nell’analisi del trattenimento.

L’anagrafica dei cicli combinati

La ricostruzione attribuisce al ciclo combinato 38.571 MW, contro i 40.828 che ARERA riporta al 31 dicembre 2024: il 94,5%. Il divario si forma in due passaggi.

Il primo è la soglia di pubblicazione europea. La fonte contiene 90 unità classificate come ciclo combinato per 39.664 MW, cioè il 97,1% della potenza ufficiale, 90 unità contro le 126 di ARERA, questo perché nel file non compare nessuna unità a gas sotto i 100 MW, il che è coerente con l’idea che le 36 mancanti stiano tutte sotto la soglia, infatti sarebbero 1.164 MW distribuiti su 36 unità, in media 32 MW ciascuna.

Il secondo passaggio porta da 39.664 a 38.571 MW, poco più di mille megawatt, e riguarda righe che non si agganciano ad alcuna unità del censimento, complessivamente le righe non agganciate valgono 3.212 MW considerando tutti i sottotipi a gas, non solo il ciclo combinato. Guardando la distribuzione zonale del residuo, cinque zone su sette stanno entro il 7%: le due che non ci stanno sono la Sardegna, a −35%, e il Sud, a −21%.[158]

[158] Tre unità a gassificazione integrata sono state ricondotte al ciclo combinato: nei file ENTSO-E portano il codice della tipologia "gas derivato da carbone", che di norma indica il gas di altoforno degli impianti siderurgici, mentre la macchina è a tutti gli effetti una turbina a ciclo combinato alimentata a syngas. La riclassificazione è stata fatta unità per unità, senza modificare la regola generale sul codice, così da non toccare gli impianti siderurgici veri.

Tabella 3.3: Capacità ricostruita per zona di offerta e confronto con valori Arera

Zona	Unità	MW ricostruiti	MW attesi	Copertura
NORD	45	21.434	22.047	-2,8%
CNOR	4	1.198	1.225	-2,2%
CSUD	14	5.903	6.124	-3,6%
SUD	7	3.568	4.491	-20,6%
CALA	6	3.274	3.266	0,2%
SICI	8	2.664	2.858	-6,8%
SARD	1	530	817	-35,1%
Totale	*85*	*38.571*	*40.828*	-5,5%

Fonte: analisi dati propria e rielaborazione dati ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025[159]

Quello che conta è quanto ci avviciniamo dove serve: sui cicli combinati la potenza ricostruita è il 94,5% di quella ufficiale, e cinque zone su sette stanno entro il 7%. È abbastanza perché le stime di trattenimento costruite sopra questa anagrafica siano confrontabili con quelle dell'indagine, con margini dichiarati e non con numeri totalmente sballati. Fuori dai cicli combinati la copertura resta parziale, e le analisi che seguono ne tengono conto.

3.5.Il costo di riferimento

La seconda condizione dello screening chiede che il prezzo zonale superi il costo marginale dell'unità. Per le CCGT quel costo è il CVS, e ARERA ne pubblica due soli valori per anno, uno per ciascuna ipotesi di prenotazione del trasporto del gas. Sono numeri sufficienti a dare l'ordine di grandezza, non a rifare il test, che lavora sull'ora. Il CVS si muove ogni giorno con il gas e con la CO_2, e una costante annua sbaglierebbe per difetto quando il gas è caro e per eccesso quando è a buon mercato. La serie ricostruita per il 2023 va da 85 a 192 €/MWh, con metà dei giorni fra 108 e 137.

Quello che l'indagine non permette di verificare

L'Allegato A dichiara le fonti principali: il prezzo del gas è il SAP calcolato dal GME sul PSV, il rendimento è convenzionale e pari al 53%, le componenti tariffarie entrano al netto di RE_T e CVR_OS restituite agli operatori termoelettrici, entrano l'accisa sul gas per uso termoelettrico e il costo delle quote ETS quotate da Alba Soluzioni. Non dichiara invece quale fattore di emissione converta il gas in tonnellate di CO_2, se il prezzo del gas sia corretto per il passaggio fra potere calorifico superiore e inferiore, quale giorno di

[159] I MW attesi per zona non sono pubblicati: sono ricostruiti applicando ai 40.828 MW di capacità a ciclo combinato al 31 dicembre 2024 (Tav. 1) la ripartizione zonale della Tav. 2, espressa in percentuali arrotondate all'unità. Sulle zone piccole l'arrotondamento pesa parecchio: alla Sardegna è attribuito il 2%, ma un valore effettivo dell'1,5% porterebbe l'atteso a 612 MW e lo scarto della ricostruzione da −35% a −13%.

quotazione sia associato a quale giorno di consegna, se la media annua sia semplice o ponderata, se il prezzo della CO_2 venga dal mercato primario o dal secondario.

Nessuno di questi punti è marginale per avere una ricostruzione esatta e nessuno richiederebbe più di una nota. Il documento di ARERA pubblica i due valori medi e il metodo a parole, senza un passaggio di calcolo che consenta a un lettore esterno di ripercorrerlo. Il CVS è la soglia che decide quante ore entrano nel conteggio del trattenimento, quindi l'intera cifra pubblicata poggia su un parametro che nessuno può verificare. La ricostruzione che segue serve a questo prima ancora che a replicare i risultati: mostrare quanto margine di scelta il documento lascia.

La formula

$$CVS(d) = (SAP(d-1) + oneri(t)/P) \times k/\eta + EUA(d-1) \times EF$$

Il SAP è il prezzo del gas al PSV in euro per megawattora. Il giorno a cui riferirlo non è un'unica scelta obbligata, si potrebbe usare il SAP dello stesso giorno *d*, ragionando come se il costo del gas coincidesse con il valore corrente nel giorno di consegna dell'elettricità, quello di *d*−1, che effettivamente usiamo, oppure quello di *d*−2, se si vuole rappresentare il prezzo che l'operatore aveva effettivamente già osservato, e non solo il costo di riferimento in astratto, questo perché il MGP per il giorno *d* chiude a mezzogiorno di *d*−1, quindi la quotazione di *d*−1 non è ancora nota in quel momento, mentre quella di *d*−2 lo è. Gli **oneri** sono le componenti tariffarie del sistema gas in euro per standard metro cubo, differenziate per trimestre e comprendono in questa formula anche l'accisa sul gas.[160] **P** è il potere calorifico superiore convenzionale, 0,0107 megawattora per standard metro cubo[161], e serve a portare gli oneri nella stessa unità del SAP. Il coefficiente **k**, pari a 1,105[162], è il rapporto fra potere calorifico superiore e inferiore. Il rendimento **η**=0,53, è quello convenzionale dichiarato da ARERA e trasforma l'energia del combustibile in energia elettrica. **EUA** è il prezzo della quota di emissione in euro per tonnellata di CO_2, anch'esso del giorno precedente[163]. **EF** è il fattore di emissione in tonnellate di CO_2 per megawattora elettrico prodotto. [164]

[160] L'accisa sul gas naturale per la produzione di energia elettrica è pari a 0,45 € per mille metri cubi di gas consumato, L. 27/12/2019, n. 160, art. 1, comma 631, lettera b), punto 5

[161] Derivato dai 38,52 MJ/Smc, Legge 239/2004, art.1 punto 93 b art. 1, comma 93, lettera b)

[162] Valore derivato da 1/0,905, usato come rapporto tra PCS e PCI dal GSE nei casi di unità di cogenerazione a gas naturale, quindi anche qui incorporiamo un'incertezza sul tipo di impianto che andrebbe chiarita separatamente per ogni caso; https://assistenza.clienti.gse.it/csm/it/quale-potere-calorifico-usare-per-il-gas-naturale-in-cogenerazione?id=faq&sys_id=888d9ce7db7c4010d6647cde3b96197d.

[163] https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices

[164] ISPRA, Fattori di emissione per la produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto e tipologia di combustibile. Classificazione dei combustibili secondo Terna. https://emissioni.sina.isprambiente.it/fattori-di-emissione-produzione-consumo-energia-elettrica/

Il coefficiente k merita una parola, perché il SAP è già in euro per megawattora e sembrerebbe non richiedere conversioni. Non è però il megawattora giusto: i mercati del gas europei quotano sul potere calorifico superiore, mentre il rendimento del 53% è riferito per convenzione tecnica a quello inferiore, come tutte le efficienze di impianto termico. Combinarli senza conversione attribuirebbe alla centrale un rendimento più alto di quello dichiarato.

Sul fattore di emissione la scelta è stata di usare quello riferito agli impianti non cogenerativi, in linea con il ragionamento di ARERA, questo di fatto lascia più margine a favore degli operatori, stimando un CVS più alto.

Il rendimento divide il gas e gli oneri ma non la CO_2, perché il fattore di emissione disponibile è già espresso per MWh elettrico e incorpora quindi un rendimento del parco. I valori di rendimento associati sono probabilmente quelli riportati nello stesso file dei fattori di emissione, il 54,2% nel 2023 e il 54,5% nel 2024, contro il 53% convenzionale e dividere di nuovo per η conterebbe l'efficienza due volte, la formula così costruita ospita due rendimenti impliciti leggermente diversi.

La calibrazione

Il criterio è stato fissato prima di guardare il risultato di trattenimento, si sceglie la combinazione con l'errore assoluto medio più basso, sui valori del CVS medi dei due anni presi insieme, cioè quella che sbaglia meno in media sui due bersagli.

Le combinazioni provate sono 16 a partire da 4 scelte binarie: correzione fra poteri calorifici attiva o no, giorno di quotazione del gas (d-1 o d-2), mercato della CO_2 primario o secondario, e metodo per colmare i giorni senza quotazione della CO2.

Il perimetro delle componenti tariffarie (oneri) lo fissano le condizioni di applicazione con cui ciascuna componente è stata istituita. Le delibere che introducono CRV_{ST} e CRV_{CS} le applicano ai quantitativi riconsegnati nei punti che alimentano le reti di distribuzione[165], mentre le centrali termoelettriche sono allacciate direttamente alle reti regionali di gasdotti; GS_T, CRV^{FG} e S_D sono nulli in entrambi gli anni. A queste si aggiungono CVR^{OS} e RE_T che l'Allegato A esclude perché vengono restituiti agli operatori termoelettrici.[166] Restano quindi dovute soltanto CRV^{I} (limitatamente ai PDR termoelettrici), CRV^{BL} e UG_{3T}.

La correzione fra i due poteri calorifici non è opzionale, infatti senza di essa il CVS annuale è sottostimato di circa il 10% su entrambi gli anni, mentre la scelta fra mercato

[165] Componenti tariffarie relative agli oneri aggiuntivi, anno 2023 e anno 2024, Snam Rete Gas.
[166] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, p. 30.

primario e secondario per la CO_2 e quella sul giorno di quotazione spostano invece meno di mezzo euro ciascuna, e rimangono delle incertezze.

La combinazione selezionata ottiene 125,66 €/MWh nel 2023, contro un bersaglio di 125,84, e 103,91 nel 2024 contro 106,69. Il 2023 torna quasi esatto, mentre il 2024 resta indietro di 2,78 €/MWh, il 2,6%, e nessuna delle assunzioni su cui l'Allegato A lascia margine lo chiude. È stata provata anche un'altra strada, sostituendo al rendimento convenzionale del 53% quello implicito nel fattore di emissione, i valori così si avvicinano nel 2024 e si allontanano nel 2023 di più di quanto guadagnino.

Se la media annua dei CVS non è semplice ma pesata sull'energia effettivamente prodotta dalle CCGT giorno per giorno, la ricostruzione dà 126,8 nel 2023 e 106,1 nel 2024, con scarti di +0,9 e −0,6. La serie giornaliera non cambia, cambia solo il modo di riassumerla per il confronto con i valori pubblicati. Resta però un'ipotesi, verificata sull'esito e non sulla fonte: aggregando così i conti tornano, ma non sappiamo se sia quello che ARERA ha fatto e soprattutto non sappiamo se dei valori annuali medi vicini a quelli di ARERA indichino anche una serie giornaliera coincidente con quella del regolatore.

3.6.La replica dello screening

Con l'anagrafica di 3.4 e il costo di 3.5 si può rifare il test dell'indagine. La funzione principale è di controllo: se i risultati fossero lontani da quelli pubblicati, vorrebbe dire che qualcosa nella ricostruzione non funziona, e tutto ciò che si costruisce sopra nei capitoli successivi perderebbe fondamento.

Le tre condizioni

Le condizioni si applicano riga per riga, cioè gradino per gradino, non all'unità nel suo complesso: il TIDME stabilisce che ai fini della determinazione dell'esito dei mercati ciascuna offerta multipla è considerata come un insieme di offerte semplici, ed è così che l'algoritmo di mercato la tratta.[167]

Le offerte bilaterali sono registrate come offerte di vendita e partecipano quindi alla formazione dell'esito, ma restano fuori dallo screening. Il prezzo che le accompagna non esprime una disponibilità a vendere formata sul mercato ma è il riflesso di un contratto già concluso fra due operatori e misurarvi sopra un trattenimento non avrebbe senso.

[167] TIDME, art. 28.2

La quantità

La quantità trattenuta è la somma delle quantità offerte sui gradini che soddisfano le tre condizioni. La documentazione pubblica degli esiti di mercato non spiega il significato di tutti i campi, e su un punto si è quindi proceduto per verifica diretta.

Il dubbio è se sommare i gradini offerti in un'ora conti più volte la stessa capacità fisica. Il confronto viene fatto tra la somma dei gradini offerti nella stessa ora, al netto delle revisioni infragiornaliere dello stesso blocco di capacità, e la potenza nominale delle unità. 23 unità superano la potenza registrata almeno una volta nel biennio, ma solo sette oltre il 5% e nessuna oltre il 9%: scarti di questa ampiezza sono compatibili con l'imprecisione del dato di targa e con il margine di sovraccarico ammesso, e non richiedono ulteriore indagine.

I risultati

Tabella 3.4: Risultati analisi trattenimento e confronto con dati ARERA

Anno	Fonte	CVS medio (€/MWh)	Energia trattenuta (TWh)	Quota ore	Operatori
2023	ricostruzione	125,66	48,93	53,20%	20
2023	ARERA	125,84	53,58	54,30%	26
2024	ricostruzione	103,91	55,86	56,60%	19
2024	ARERA	106,69	60,62	58,60%	25

Fonte: analisi dati propria e ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025

I valori replicano la Tavola 24 dell'Allegato A, sui volumi e sulle ore la replica sottostima ARERA in entrambi gli anni, di circa l'8% sui volumi e 1-2 punti percentuali sulle ore, mentre il numero di operatori sbaglia sempre allo stesso modo, sei in meno in entrambi gli anni.

La Tavola 25 di ARERA, che restringe il conteggio ai casi in cui il prezzo offerto coincide esattamente con il prezzo zonale, è stata replicata ma non viene usata come termine di verifica, risentendo molto più della Tavola 24 delle unità mancanti. Queste pur essendo piccole e pesando quindi poco sul volume trattenuto, hanno un peso rilevante nella coincidenza esatta con il prezzo zonale, un'unità assente può portarsi via una quota del conteggio sproporzionata rispetto ai MW che rappresenta.

3.7.Cosa seleziona la condizione 2

Lo screening replicato nella sezione precedente conta un gradino come trattenuto quando ricorrono tre circostanze insieme: il prezzo offerto è maggiore del prezzo zonale, il prezzo zonale supera il costo variabile di riferimento, l'offerta è rifiutata. La seconda condizione è un requisito di razionalità economica, sotto il proprio costo variabile, escluse le situazioni riconducibili a vincoli tecnici, un produttore non ha interesse a

essere chiamato. La difficoltà comincia quando quella condizione, pensata per qualificare la condotta, funziona anche da filtro sulle ore che entrano nel conteggio del trattenimento.

Quanto una zona si discosta dalle altre

Per verificare questa intuizione serve un modo per dire, ora per ora, se una zona sta costando più o meno del resto del paese. Il calcolo procede in tre passaggi: primo, si fissa una zona e un'ora; secondo, si calcola il prezzo medio delle altre sei zone in quella stessa ora, ponderandolo per il volume di energia accettato in ciascuna, così che le zone grandi pesino più delle piccole; terzo, si sottrae quella media dal prezzo della zona che si sta osservando. Il risultato è un numero in euro per megawattora, positivo quando la zona costa più del resto del sistema, negativo quando costa meno, pari a zero quando tutte le zone hanno lo stesso prezzo, cioè quando il mercato si è risolto come zona unica nazionale.

Serve una precisazione per leggere la tabella che segue e questa riguarda il perimetro. Il calcolo si ripete per ogni zona separatamente, quindi ogni ora di calendario produce sette differenziali, uno per ciascuna zona italiana. Tutte e sette le zone confluiscono quindi nella tabella, e la percentuale di ciascuna classe è calcolata sul totale delle osservazioni che vi ricadono.

La somma delle osservazioni della tabella è infatti 61.320 nel 2023 e 61.488 nel 2024, cioè sette volte le ore dei due anni.

Un'ora di gennaio 2023 illustra bene come si presentano questi casi nella pratica. Quattro zone, fra cui il Nord, condividevano un prezzo di 196,11 €/MWh, mentre Sicilia, Calabria e Sud stavano tutte a 56,20. Le tre zone meridionali registrano quindi differenziali compresi fra −102 e −117 €/MWh e contribuiscono ciascuna con un'osservazione alla classe più negativa della tabella, pur trattandosi di un unico evento di mercato. Le altre quattro non spariscono: la media delle loro "altre sei" è abbassata dalle tre zone a sconto, e il loro differenziale risulta quindi positivo. La stessa ora produce sette osservazioni, tre nella classe più negativa e quattro fra le classi positive.

Raggruppando le osservazioni in classi di differenziale si ottiene la tabella seguente, che per ciascuna classe indica quante coppie zona-ora vi ricadono e in quale percentuale di esse la condizione 2 risulta verificata, cioè in quante il prezzo zonale supera il costo variabile di riferimento.

Tabella 3.5: Osservazioni (ore) in cui la cond. 2 è soddisfatta, divisa per fasce di differenziale tra prezzo zonale e media pesata altre zone

Classe di differenziale	Quota ore con cond.2 2023 (%)	Quota ore con cond.2 2024 (%)	N. ore 2023	N. ore 2024
meno di -100	0	11,5	192	87
da -100 a -50	6,7	26	746	512
da -50 a -20	27,4	39,3	1048	704
da -20 a 0	36,2	44,8	6391	6681
zona unita (differenziale nullo)	49,8	48,6	45223	41911
da 0 a +20	62,2	63,4	5955	9313
da +20 a +50	70,2	87,6	1391	1865
da +50 a +100	57,2	94,2	341	381
più di 100	66,7	100	33	34

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

Scorrendo la tabella dall'alto verso il basso, cioè passando dalle situazioni in cui la zona costa molto meno del resto del paese a quelle in cui costa molto di più, la quota di ore osservabili dallo screening cresce. Nel 2024 arriva al cento per cento, nel 2023 si ferma al 70,2% e poi ripiega, la direzione non sorprende, dato che il differenziale è per costruzione legato al prezzo zonale, e la condizione 2 confronta proprio quel prezzo con il costo di riferimento. Il dato informativo sta nella pendenza della crescita e nello spostamento verso l'alto dell'intera curva fra i due anni, a parità di classe.

Il ripiegamento del 2023 dipende da Nord e Centro Nord, che nelle due classi più alte pesano molto e vi registrano quote basse[168], il profilo del Nord classe per classe non cresce affatto, semmai decresce, e per quella zona sapere quanto si discosta dalle altre non dice quasi nulla su quanto spesso la condizione 2 sia vera.

Ad aprire o chiudere la finestra dello screening non è dunque il differenziale, è il prezzo zonale in valore assoluto confrontato con il costo di riferimento. Il differenziale serve a rendere visibile il fenomeno, e funziona perché il costo ricostruito in 3.5 è una serie giornaliera nazionale, uguale per tutte le zone nella stessa giornata, quindi confrontare zone dentro la stessa ora tiene fermo il termine di paragone e lascia variare solo il prezzo.

I due margini

La tabella misura però soltanto metà del fenomeno, e la metà che le sfugge lavora nella direzione opposta.

Un gradino entra nel conteggio se il prezzo zonale supera il costo di riferimento e se il prezzo offerto supera il prezzo zonale. Le due condizioni guardano lo stesso prezzo da lati

[168] Nella classe da +50 a +100 le due zone valgono 217 osservazioni su 341, contro 571 su 1.391 nella classe precedente, e la loro quota di condizione 2 è rispettivamente del 40,1% e del 28,3%, contro il 94,1% della Sicilia nella stessa classe. Il profilo del Nord nel 2023, dalla classe da −50 a −20 in avanti, è 51,2%, 83,0%, 50,7%, 49,0%, 47,8%, 40,1%, 45,0%.

opposti. Se teniamo ferma la curva di offerta di un'unità e facciamo salire il prezzo zonale, per una ragione qualunque, finché il prezzo sta sotto il costo di riferimento il volume conteggiato è zero, e qualunque capacità rifiutata sopra costo in quelle ore non compare, nel momento in cui il prezzo attraversa il costo, il conteggio salta da zero all'intero volume offerto sopra quella soglia, che è il massimo che la misura possa assumere per quella curva. Da lì in avanti il prezzo continua a salire, e i gradini offerti fra il costo e il prezzo cominciano a essere accettati, quindi l'insieme dei rifiuti si assottiglia e il volume conteggiato scende.

I due margini non hanno però la stessa solidità. L'apertura della finestra non dipende da come l'operatore si comporta ma solo da dove sta il prezzo rispetto al costo. L'erosione successiva vale a curva ferma, ipotesi non ovvia: un operatore che alzi i prezzi offerti insieme al prezzo zonale tiene i propri gradini sopra la soglia di accettazione, e per lui il secondo effetto non si produce. Ne discendono due casi con esiti diversi. Se il margine si stringe perché il costo di riferimento scende, come accade quando il gas cala più dell'elettricità, la finestra si apre e nello stesso movimento il prezzo zonale è più basso, quindi un numero maggiore di gradini resta sopra di esso e viene respinto, i due effetti hanno lo stesso segno e il conteggio cresce due volte per la stessa causa. Se invece il margine si stringe perché il prezzo sale, la finestra si apre ma i rifiuti diminuiscono, e l'esito complessivo è indeterminato.

Un'ultima conseguenza riguarda la composizione di ciò che viene contato, ogni gradino conteggiato ha per costruzione un prezzo offerto superiore al prezzo zonale, che a sua volta supera il costo, quindi il suo markup è maggiore della distanza fra prezzo zonale e costo di quell'ora. Quando la finestra si apre appena, il conteggio si riempie di gradini marginali a markup quasi nullo; quando il prezzo zonale sta molto sopra il costo, nel conteggio sopravvivono solo gradini a markup elevato. Volume e markup medio si muovono in direzioni opposte.

Circolarità e difendibilità del criterio

Un secondo problema si sovrappone al primo. La condizione 2 confronta il costo di riferimento con il prezzo zonale realizzato, cioè con il prezzo che si è formato incrociando la domanda con la curva di offerta presentata dagli operatori. Ma è la stessa curva di cui si stanno giudicando i gradini respinti. Il criterio che stabilisce se un rifiuto conti come trattenimento è dunque determinato, almeno in parte, dal rifiuto stesso. Se un produttore ritira capacità, l'energia disponibile a basso prezzo diminuisce, il mercato ricorre a offerte più costose e il prezzo sale: un prezzo che prima stava sotto il costo variabile può ritrovarsi sopra. Una zona cara perché la domanda è alta e la produzione rinnovabile scarsa, e una zona cara perché qualcuno ha trattenuto, producono nella tabella lo stesso identico dato.

Sciogliere il nodo richiederebbe di ricalcolare il prezzo di equilibrio sostituendo i gradini trattenuti con offerte al costo variabile, e questo resta un limite di questa tesi.

Come strumento per far scattare un approfondimento istruttorio, condizionare sul prezzo realizzato è corretto. La domanda che il regolatore si pone è se sia stata ritirata capacità in un'ora in cui venderla sarebbe stato conveniente, e la convenienza si valuta sul prezzo che si è formato. Che quel prezzo sia stato spinto verso l'alto anche dal ritiro non attenua la condotta, semmai la aggrava. Il difetto emerge quando lo stesso conteggio smette di essere una soglia di allarme e diventa una serie di TWh confrontabili fra zone, mesi e anni. Il numero di ore che lo screening riesce a osservare cambia da un anno all'altro insieme ai prezzi, come mostra la tabella. Se il conteggio cresce, non si può distinguere se siano aumentati i rifiuti oppure soltanto le ore in cui un rifiuto è visibile.

Quanto pesi la circolarità dipende inoltre da dove ci si trova, nelle ore in cui il prezzo zonale sta molto sotto il costo variabile, nessun ritiro di qualche centinaio di MW basta a riportarlo sopra, mentre nelle ore in cui sta molto sopra, la condizione 2 è vera comunque. La zona delicata è quella intermedia, dove la distanza fra prezzo e costo oscilla attorno allo zero e un ritiro può ribaltare il segno del criterio, i dati mensili indicano che questa fascia non è marginale, la distanza media fra prezzo e costo si muove fra circa −9 e +14 €/MWh, con una variabilità giornaliera dello stesso ordine.

Cosa questo implica per il confronto fra i due anni

Il volume trattenuto ricostruito passa da 48,93 a 55,86 terawattora fra 2023 e 2024 e nello stesso biennio, la quota complessiva di coppie zona-ora in cui la condizione 2 risulta verificata sale dal 49,05% al 51,59%. La finestra di osservazione si è allargata, e una parte dell'aumento riflette il fatto che lo screening guarda più ore, non che gli operatori si comportino diversamente. L'allargamento non è uniforme, nelle ore a zona unica, la quota resta stabile, anzi cala leggermente dal 49,8% al 48,6%, mentre in tutte le classi con differenziale diverso da zero aumenta, sembra quindi concentrato dove la rete si separa.

Un metro comune

Una tesi che muove questa critica deve applicarla anche a se stessa. I percentili del markup presentati nella sezione seguente sono calcolati sul campione già selezionato dallo screening e quindi ereditano il condizionamento per intero, senza attenuarlo in alcun modo. Il differenziale zonale appena descritto, usato più avanti come variabile esplicativa nel modello a effetti fissi, soffre di un problema analogo ma di origine diversa, perché la congestione della rete può essere prodotta dalle scelte di offerta anziché subita, come già spiegato nel capitolo 2.4.1.

3.8.Dalle medie ai percentili

L'indagine descrive il trattenimento delle CCGT con markup medio e numero di ore per unità e per operatore, in valore assoluto su base nazionale. Le analisi che seguono guardano la stessa base dati da due angoli diversi: il markup relativo al costo invece che assoluto e la scomposizione per zona invece che nazionale.

La distribuzione per zona

Il markup usato qui è una differenza relativa, (prezzo offerto − CVS) / CVS, calcolata sui soli gradini che lo screening qualifica come trattenuti, e pesata per il volume di ciascun gradino.

Tabella 3.6: Percentili del markup relativo per anno e zona

Anno	Zona	p50	p75	p90	p95
2023	CALA	1,345	1,483	1,608	1,651
2023	CNOR	0,122	0,256	0,489	0,658
2023	CSUD	0,953	1,169	1,450	1,545
2023	NORD	1,051	1,450	1,583	1,646
2023	SICI	0,959	1,087	1,158	1,213
2023	SUD	1,104	1,181	1,258	1,303
2024	CALA	0,887	1,046	1,121	1,156
2024	CNOR	0,195	0,450	34,474	36,917
2024	CSUD	1,008	1,166	1,281	1,568
2024	NORD	1,079	1,200	1,288	1,604
2024	SICI	1,060	1,128	1,194	1,219
2024	SUD	1,111	1,187	1,258	1,285

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

SARD non compare perché in nessuno dei due anni un solo gradino di quella zona soddisfa tutte e tre le condizioni dello screening, quindi il trattenimento economico misurato è zero per costruzione. Questo non indica che in SARD la capacità venga sempre offerta.

Sulle sei zone rimanenti le code sono corte, la distanza fra p50 e p95 resta contenuta quasi ovunque e l'unica eccezione è CNOR 2024, dove il p90 salta a 34,474, questo non è un tratto della zona, come vedremo.

Quote sopra soglia

Tabella 3.7: Volume trattenuto e quote sopra soglia per anno e zona

Anno	Zona	TWh tratt.	Quota > 2x CVS	Quota > 5x CVS	Quota al cap
2023	CALA	2,880	69,10%	0,00%	0,00%
2023	CNOR	0,130	3,80%	0,00%	0,00%
2023	CSUD	10,067	44,00%	0,10%	0,00%
2023	NORD	27,146	52,90%	0,00%	0,00%
2023	SICI	2,801	43,10%	0,00%	0,00%
2023	SUD	5,905	72,50%	0,00%	0,00%
2023	Nazionale	48,929	53,70%	0,02%	0,00%
2024	CALA	3,898	32,30%	0,00%	0,00%
2024	CNOR	0,372	23,90%	20,50%	20,50%
2024	CSUD	10,208	50,90%	0,00%	0,00%
2024	NORD	31,981	54,70%	0,00%	0,00%
2024	SICI	3,679	55,70%	0,00%	0,00%
2024	SUD	5,724	64,70%	0,00%	0,00%
2024	Nazionale	55,862	53,30%	0,14%	0,14%

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

A livello nazionale il 53,7% dei volumi trattenuti nel 2023 e il 53,3% nel 2024 è offerto a più del doppio del costo di riferimento. Oltre cinque volte il CVS quasi nulla, 0,02% e 0,14%. Il cap tecnico viene raggiunto in modo apprezzabile solo a CNOR 2024, dove la quota coincide quasi esattamente con quella sopra 5×.

Un caso singolo dentro la zona

Togliendo dal calcolo una sola unità, il p90 di CNOR 2024 passa da 34,474 a 0,342 e il p95 da 36,917 a 0,436. La quota sopra 5× CVS e quella al cap, entrambe pari al 20,5% con l'unità inclusa, si azzerano senza di essa. Una statistica zonale aggregata può essere la firma di un solo operatore, marginale nei megawatt e decisivo nella coda della distribuzione.

Capacità non offerta

Tutti i percentili visti finora condividono un limite con lo screening da cui derivano: esistono soltanto per le ore in cui un'offerta risulta rifiutata a un prezzo sopra costo. Un'unità che smetta semplicemente di offrire la propria capacità non lascia traccia in nessuno di questi conteggi.

Accanto al markup condizionato si costruisce allora una seconda variabile. Per ciascuna unità e ciascuna ora si ordina la curva di offerta per prezzo crescente e si legge a quale prezzo la quantità cumulata raggiunge una data quota della capacità dell'unità, senza alcun riferimento ad accettazione, rifiuto o livello del prezzo zonale, detta in altro modo,

la quota di unità-ora in cui il volume complessivamente offerto dall'unità sta sotto una certa frazione della sua capacità di riferimento. Quando la curva non arriva a coprire quella quota, il valore risulta mancante, ed è ciò che misuriamo, questo segnala capacità che non compare affatto in offerta.

Come potenza di riferimento possiamo usare la potenza di targa dell'unità[169], oppure una capacità di riferimento ricavata dai dati di offerta, cioè il massimo che l'unità ha effettivamente messo sul mercato in un'ora. La seconda ha il vantaggio di assorbire i derating strutturali, i vincoli di rete locali, tutto ciò che tiene un impianto sotto la targa per ragioni tecniche e non strategiche.

Tabella 3.8: Quota di unità-ora con offerta sotto soglia, capacità di targa come riferimento

Zona	Anno	Sotto 20%	Sotto 50%	Sotto 80%	Sotto 90%
CALA	2023	0,8%	12,0%	17,7%	51,4%
CALA	2024	1,0%	4,6%	13,8%	57,1%
CNOR	2023	3,6%	43,6%	89,7%	91,1%
CNOR	2024	4,6%	18,9%	86,9%	90,9%
CSUD	2023	1,5%	5,6%	14,8%	68,1%
CSUD	2024	1,0%	5,3%	17,4%	67,5%
NORD	2023	7,2%	27,8%	42,4%	61,4%
NORD	2024	5,7%	21,1%	37,2%	58,3%
SARD	2023	0,0%	7,5%	27,0%	46,0%
SARD	2024	0,0%	5,1%	34,3%	46,6%
SICI	2023	4,5%	22,4%	61,4%	80,0%
SICI	2024	3,6%	27,3%	63,8%	74,1%
SUD	2023	4,2%	35,8%	52,3%	89,1%
SUD	2024	1,9%	38,3%	47,9%	91,7%

Tabella 3.9: Quota di unità-ora con offerta sotto soglia, capacità max. offerta come riferimento

Zona	Anno	Sotto 20%	Sotto 50%	Sotto 80%	Sotto 90%
CALA	2023	0,8%	11,5%	16,2%	28,9%
CALA	2024	1,0%	4,2%	11,6%	44,0%
CNOR	2023	2,7%	16,4%	76,7%	91,2%
CNOR	2024	4,6%	15,5%	37,3%	62,8%
CSUD	2023	0,8%	4,0%	10,6%	41,1%
CSUD	2024	1,0%	4,5%	12,0%	28,9%
NORD	2023	5,0%	25,7%	40,4%	51,9%
NORD	2024	2,6%	19,4%	35,8%	51,5%
SARD	2023	0,0%	7,5%	27,0%	46,0%
SARD	2024	0,0%	5,1%	34,3%	46,6%
SICI	2023	2,5%	11,5%	31,8%	58,0%
SICI	2024	3,2%	14,3%	40,4%	62,3%
SUD	2023	3,3%	33,1%	36,7%	54,0%
SUD	2024	1,1%	38,0%	43,9%	51,3%

[169] Stessi valori usati in fase di ricostruzione anagrafica; Installed Capacity per Production UnitTR 14.1.B, ENTSO-E Transparency Platform

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

I due riferimenti sono vicini: il loro rapporto ha mediana 0,96, metà centrale della distribuzione fra 0,91 e 1,00. La capacità che gli impianti hanno dimostrato di poter offrire coincide in pratica con quella dichiarata in anagrafica.

Al 90%, le quote diventano alte ovunque, fino al 92% a SUD probabilmente solo perché coprire l'ultimo decimo della potenza nominale è reso difficile a prescindere da margini operativi e dallo stato dell'impianto, indipendentemente da qualsiasi ragionamento strategico.

A metà curva le zone si separano, CSUD e CALA restano sotto il 12%, NORD e SICI si collocano intorno al 21-28% (Tabella 3.8), mentre SUD supera un terzo in entrambi gli anni. Uno scarto di questa ampiezza fra zone contigue non si spiega solo con la composizione tecnica del parco, ma da qui non si può dire di più: la misura registra capacità non offerta, e capacità non offerta comprende indisponibilità tecnica, manutenzione e derating stagionale insieme a qualunque scelta deliberata di non presentarsi al mercato.

CNOR è il caso in cui i due riferimenti divergono più marcatamente, e la divergenza è essa stessa informativa. Sulla targa la zona mostra quote altissime già dal 60% in su, sopra l'85% in entrambi gli anni, invece sulla capacità ricavata dalle offerte il quadro si ridimensiona molto, soprattutto nel 2024 (37% contro 87% alla soglia dell'80%). Lo scarto indica un'unità che offre stabilmente al di sotto della propria potenza dichiarata, quindi con un tetto effettivo più basso di quello nominale, le due tabelle non permettono di stabilire se quel tetto sia tecnico o scelto strategicamente.

Alle soglie basse la quota di unità che offrono meno di un quinto della propria potenza resta sotto il 5% quasi ovunque, ma la lettura va qualificata perché entrambe le tabelle contano soltanto le ore in cui l'unità ha presentato un'offerta, mentre le ore senza alcuna offerta non entrano né al numeratore né al denominatore.

Tabella 3.10: Quota di unità-ora di capacità non offerta

Zona	Anno	Non offre nulla
CALA	2023	36,9%
CALA	2024	36,9%
CNOR	2023	36,1%
CNOR	2024	29,4%
CSUD	2023	37,6%
CSUD	2024	29,1%
NORD	2023	32,9%
NORD	2024	27,9%
SARD	2023	7,4%
SARD	2024	0,0%
SICI	2023	25,0%
SICI	2024	20,5%
SUD	2023	18,2%
SUD	2024	10,4%

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

Non offrire affatto è frequentissimo e riguarda fra un quinto e più di un terzo delle ore attive a seconda della zona. Leggere le assenze come trattenimento sarebbe però un passo che i dati non consentono, dato che un impianto può restare fuori dal mercato per motivazioni tecniche lecite. Le Tabelle 3.8 e 3.9 restano la misura da leggere, infatti un'unità che presenta qualcosa sta dimostrando di essere tecnicamente disponibile in quell'ora, quindi il fatto che ne presenti solo una parte è interpretabile.

3.9.Trattenimento per fascia oraria e il primo trimestre 2024

Le sezioni precedenti hanno tagliato il trattenimento per zona, per unità e per posizione nella distribuzione del markup. Manca la dimensione temporale: se il trattenimento fosse una condotta deliberata, dovrebbe concentrarsi quando la capacità è scarsa proprio perché è nelle ore di punta che togliere un'offerta dal mercato può spostare il prezzo, mentre nelle ore di bassa domanda la stessa offerta sarebbe respinta comunque.

Frequenza e intensità

La classificazione oraria usata qui segue la convenzione standard del sistema elettrico italiano che consiste in ore di picco dal lunedì al venerdì fra le 8 e le 20, ore fuori picco lavorative negli stessi giorni al di fuori di quella finestra, fascia festiva per sabato, domenica e le festività nazionali.[170] Un'ora di calendario è contata come con trattenimento quando almeno un gradino, in una qualunque zona, soddisfa tutte e tre le

[170] La tripartizione fra picco, fuori picco lavorativo e festivo, con l'elenco delle festività nazionali, risale alla delibera AEEG 181/06.

condizioni dello screening, è una soglia debole, perché un 68% non significa che in due ore su tre il sistema fosse sotto trattenimento diffuso, ma che in due ore su tre esisteva da qualche parte in Italia almeno un'offerta qualificante.

Tabella 3.11: Trattenimento per fascia oraria e anno

Anno	Fascia	Ore totali	Ore con trattenimento	Quota ore	TWh trattenuti	MWh per ora di calendario	MWh per ora con trattenimento
2023	Picco	3000	2044	68,1%	18,057	6.019	8.834
2023	Fuori picco lavorativo	3000	1450	48,3%	14,489	4.830	9.993
2023	Festivo	2760	1163	42,1%	16,382	5.935	14.086
2024	Picco	3048	2114	69,4%	21,956	7.204	10.386
2024	Fuori picco lavorativo	3048	1693	55,5%	18,316	6.009	10.819
2024	Festivo	2688	1169	43,5%	15,589	5.799	13.335

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

La tabella contiene due misure di volume: la colonna "MWh per ora di calendario" divide il volume trattenuto per tutte le ore della fascia, comprese quelle in cui non c'è stato alcun trattenimento; la colonna "MWh per ora con trattenimento" (intensità condizionata) lo divide solo per le ore in cui almeno un'offerta ha superato lo screening. La lettura ovvia della tabella si ferma alla penultima colonna, questa evidenzia che in fascia di picco si trattiene più energia per ora di calendario, ma quella colonna mescola due cose diverse, perché il volume per ora di calendario è il prodotto della quota di ore con trattenimento (colonna "Quota ore") per l'intensità condizionata: 68,1% × 8.834 MWh restituisce infatti i 6.019 MWh della fascia di picco 2023.

Separiamo i due fattori, la frequenza si comporta come previsto: nelle ore di picco il trattenimento compare nel 68,1% delle ore nel 2023 e nel 69,4% nel 2024, contro il 48,3% e il 55,5% delle ore fuori picco lavorative. L'intensità condizionata fa il contrario. Nelle ore di picco è la più bassa delle tre fasce in entrambi gli anni, 8.834 e 10.386 MWh, mentre il massimo si registra in fascia festiva, 14.086 e 13.335 MWh. In altri termini nelle ore di punta il trattenimento è più frequente ma più piccolo mentre nelle ore festive è più raro ma molto più grande.

Nelle ore di punta le unità si presentano sopra costo più spesso, non più caro, con percentili del markup calcolati per fascia che sono sostanzialmente piatti (mediana fra 1,01 e 1,06) in tutte e sei le combinazioni anno-fascia.

Sul valore massimo dell'intensità condizionata registrato in fascia festiva, il volume trattenuto ha un tetto meccanico nella capacità offerta e non accettata, che è tanto più grande quanto più bassa è la domanda; nelle ore festive la domanda è ai minimi e la capacità termica disponibile ma fuori merito è ai massimi. Non è quindi necessariamente

una condotta più aggressiva nel weekend a spiegare volumi per ora maggiori rispetto al picco.

Un ultimo dato, che serve a impostare il resto della sezione. Se si ripete la tabella per trimestre invece che per anno, l'intero incremento del trattenimento in fascia di picco fra i due anni, +3,899 TWh, coincide con l'incremento del solo primo trimestre, +3,904 TWh. Fuori dal primo trimestre il picco è immobile: 13,342 TWh nel 2023 contro 13,337 nel 2024, con intensità condizionata di 9.076 e 9.079 MWh e frequenza del 65,9% e 64,4%.

Il primo trimestre 2024

Nel primo trimestre 2024 il trattenimento misurato è di 20.383 GWh contro i 10.937 dello stesso periodo del 2023, con un incremento di 9.446 GWh. È quasi un raddoppio, ed è il singolo movimento più grande dell'intero biennio.

Il confronto con il dato annuale è la cosa che rende il fenomeno interessante. L'incremento del trattenimento fra 2023 e 2024 è di 6.933 GWh, cioè meno del solo delta trimestrale, mentre nei restanti nove mesi il trattenimento del 2024 è inferiore a quello del 2023 di 2.512 GWh.

I gradini rifiutati che soddisfano le condizioni dello screening passano nel primo trimestre da 53.296 a 108.684, cioè crescono più che proporzionalmente rispetto al volume, che cresce di 1,86 volte, il gradino medio si riduce da 205 a 188 MWh. Le unità coinvolte passano da 73 a 79 e gli operatori da 18 a 19, non entrano quindi nuovi soggetti in massa e non crescono le dimensioni delle singole offerte respinte. Sul piano geografico la concentrazione è forte, con il Nord che passa da 5,65 a 11,85 TWh e spiega da solo il 65,7% dell'incremento nazionale, una quota superiore al suo peso già alto sullo stock del biennio, tutte le zone con trattenimento contribuiscono comunque con segno positivo.

Tabella 3.12: Decomposizione del delta del primo trimestre per operatore

Etichetta	GWh 2023	GWh 2024	Delta GWh	Quota del delta	Quota cumulata
Operatore 1	3.225,6	5.345,9	2.120,3	22,4%	22,4%
Operatore 5	1.342,4	3.109,8	1.767,4	18,7%	41,2%
Operatore 6	1.021,2	2.775,7	1.754,5	18,6%	59,7%
Operatore 3	1.282,7	2.516,1	1.233,4	13,1%	72,8%
Operatore 7	134,5	1.202,0	1.067,5	11,3%	84,1%
Operatore 4	1.627,4	2.399,6	772,2	8,2%	92,3%
Altri operatori (15)	2.302,8	3.033,4	730,5	7,7%	100,0%

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

Sei operatori spiegano il 92,3% dell'incremento, e sono gli operatori 1, 3, 4, 5, 6 e 7.[171] Rispetto al gruppo che concentra il trattenimento sull'intero biennio, cioè gli operatori da 1 a 6, l'unica differenza è uno scambio: l'operatore 7 compare fra i responsabili del salto trimestrale ma non fra i maggiori detentori dello stock biennale, e viceversa per l'operatore 2. L'operatore 7 passa da 134,5 a 1.202,0 GWh nel solo trimestre, una crescita proporzionalmente più marcata di qualunque altro operatore del gruppo. La quasi coincidenza fra i due insiemi non sorprende più di tanto, in un mercato dove i primi sei operatori valgono il 92,6% del trattenimento dell'intero biennio.

Perché il primo trimestre 2024

La spiegazione più immediata sono i prezzi più alti. Nel primo trimestre 2023 i prezzi zonali medi stavano fra 148,6 e 160,0 €/MWh, nel primo trimestre 2024 fra 88,5 e 92,3.[172] Il Nord perde il 42% in un anno. Il prezzo crolla e il trattenimento raddoppia, in parte dovuto ad un abbassamento della soglia da superare, questo però non basta, prezzi zonali più bassi sono legati anche ad offerte più basse delle CCGT dovute a costi minori, quindi si abbassano sia la soglia della condizione 1 che le offerte che la dovrebbero superare.

Osserviamo anche che la condizione 2 dello screening non guarda il livello del prezzo ma la sua posizione rispetto al costo variabile e nel primo trimestre 2024 il gas scende più dell'elettricità, con un margine fra prezzo zonale e costo di riferimento, calcolato su tutte le ore-unità delle CCGT e non solo su quelle che risultano aver trattenuto, che passa da una media di −1,72 €/MWh a +1,87. La sua deviazione standard scende da 13,09 a 7,44, media più alta e dispersione più bassa spostano ore verso il lato positivo della soglia, ed è precisamente il meccanismo che la sezione 3.7 aveva indicato come lettura compatibile dell'allargamento della finestra dello screening fra i due anni.

La quota di ore in cui la condizione 2 risulta verificata passa, nel primo trimestre, dal 43,9% al 59,0%, in scala logaritmica quell'allargamento vale 0,296 contro lo 0,622 dell'incremento del volume trattenuto e quindi l'ampliamento dell'insieme delle ore osservabili spiega circa metà del salto.

Restringendo il calcolo alle sole ore-unità che superano lo screening, cioè a quelle che entrano nel conteggio del trattenimento, il markup nel primo trimestre scende da 21,1 a 11,5 €/MWh. Mentre il volume trattenuto raddoppia, il markup medio delle offerte che lo compongono quasi si dimezza, perché il pool si allarga catturando ore marginali, appena sopra la soglia.

[171] Gli operatori sono numerati in ordine decrescente di volume complessivamente trattenuto nel biennio: l'Operatore 1 è quello con il volume maggiore.
[172] ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025, tav.14.

Un'ultima osservazione, confrontando i due margini del trattenimento, quello fisico misurato nella sezione precedente come capacità che non viene offerta e quello economico misurato dallo screening: nel confronto fra i primi trimestri dei due anni, quattro zone su sei si muovono in direzioni opposte.

Tabella 3.13: Trattenimento fisico (pot. targa) ed economico a confronto, primo trimestre

Zona	Quota unità-ora sotto metà potenza 2023	Quota unità-ora sotto metà potenza 2024	TWh trattenuti 2023	TWh trattenuti 2024
NORD	27,4%	18,8%	5,647	11,851
SICI	26,0%	22,3%	0,584	1,165
CALA	2,8%	2,1%	0,849	1,678
CSUD	3,5%	2,5%	2,563	3,532
CNOR	23,1%	25,6%	0,041	0,116
SUD	33,8%	40,1%	1,254	2,041

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

Al Nord, che pesa per circa due terzi dell'incremento fra i due primi trimestri, la quota di unità-ora che non arrivano a offrire metà della propria potenza scende da 27,4% a 18,8% mentre il volume trattenuto raddoppia. Sicilia, Calabria e Centro Sud mostrano lo stesso segno, Centro Nord e Sud no, lì entrambe le misure salgono, la lettura compatibile per le prime tre regioni, è che una parte dell'aumento del trattenimento economico sia capacità che nel 2023 restava fuori dal mercato e nel 2024 vi entra a un prezzo che ne provoca il rifiuto, nel conteggio dello screening questo appare come un peggioramento, nella sostanza è uno spostamento fra due forme di indisponibilità.

3.10.Panel a effetti fissi

Il primo trimestre 2024 ha mostrato in un caso singolo quello che la 3.7 descriveva in generale: il conteggio dello screening si muove insieme al margine fra prezzo e costo, e una parte di quel movimento non dipende da come gli operatori si comportano. Fin qui il meccanismo è stato descritto e non misurato. La stima che segue serve a dargli un ordine di grandezza, mettendo il markup in relazione con la separazione della zona dal resto del sistema.

La stima è un panel a effetti fissi di unità e di data-ora, in cui il markup assoluto delle unità a ciclo combinato, cioè la differenza fra prezzo offerto e costo variabile di riferimento, viene messo in relazione con lo scostamento del prezzo zonale dalla media pesata delle altre zone.[173] Gli effetti fissi servono ad assorbire le differenze permanenti

[173] Il markup usato è una differenza in euro per megawattora, diversamente dal markup relativo impiegato nell'analisi per percentili.

fra impianti e tutto ciò che in un dato istante è comune al sistema, come il prezzo del gas. Nel campione a quattro zone, il coefficiente sul ramo di separazione al rialzo risulta essere 0,609, con errore standard 0,110, questo indica che dieci euro in più di scostamento zonale si accompagnano a circa sei euro in più di markup rilevato, mentre il ramo di separazione al ribasso non produce nulla di stabile e non viene interpretato.[174]

Due obiezioni ridimensionano il risultato sul ramo al rialzo: la prima riguarda la direzione della causalità, il prezzo zonale che entra nel calcolo dello scostamento è determinato dallo stesso meccanismo di clearing che accetta o respinge le offerte osservate, quindi un'offerta alta di un impianto può contribuire a separare la zona. La seconda obiezione è più seria e riguarda la costruzione del campione, il markup esiste soltanto per i gradini che soddisfano già le condizioni dello screening, per misurare quanto pesa questo meccanismo, l'esperimento procede per sottrazione, sostituendo a ciascuna unità un'unità immaginaria che offre sempre allo stesso modo.

La costruzione parte dalla variabile ancorata alla curva già introdotta in 3.8, con la capacità di riferimento ricavata dalle offerte. Se un'unità offre il primo 20% a 60 €/MWh e il blocco successivo a 110, il prezzo associato alla frazione del 50% è 110, non una combinazione dei due. La differenza rispetto a 3.8 è che qui, per ciascuna frazione, si prende il valore mediano registrato nel mese e lo si applica a tutte le ore, come se l'impianto avesse sempre offerto in quel modo.

Il listino di valori così ottenuto, non può contenere alcuna reazione a ciò che accade in una singola ora, su di esso si ricalcolano le condizioni di qualificazione e si rifà la stessa identica regressione. Il coefficiente stimato sulle curve vere mescola due canali distinti:

- un canale di condotta, per cui l'impianto in quell'ora chiede di più perché la zona si è separata;
- un canale di pura selezione, che opera anche a curva perfettamente immobile, è il meccanismo di 3.7, per cui alzare il prezzo zonale alza anche la soglia oltre la quale un gradino entra nel conteggio e fra i rifiutati sopravvivono solo i più cari.

Sul listino congelato il primo canale è impossibile per costruzione, perché la curva è identica in tutte le ore. Il secondo continua invece a funzionare.[175]

[174] A quattro zone il coefficiente sul ribasso è −0,285 e non significativo, a sei zone diventa molto più grande e altrettanto impreciso.

[175] Il listino è costruito sulle offerte effettive di quell'unità in quel mese, quindi se un operatore trattiene in modo persistente per settimane il livello di quella condotta entra nella mediana mensile.

Tabella 3.14: Coefficiente sulla separazione zonale al rialzo. Stima reale e stima su curve di offerta congelate

Campione	Stima	Coefficiente	Errore standard	p-value	Osservazioni	Unità
Quattro zone (CSUD, SUD, CALA, SICI)	Reale	0,609	0,110	<0,001	245.852	35
Quattro zone (CSUD, SUD, CALA, SICI)	Placebo a curva congelata	0,364	0,075	<0,001	2.539.758	34
Sei zone (con NORD e CNOR)	Reale	0,399	0,117	<0,001	526.344	83
Sei zone (con NORD e CNOR)	Placebo a curva congelata	0,226	0,088	0,01	5.512.821	81
Rapporto placebo/reale, quattro zone		59,80%				
Rapporto placebo/reale, sei zone		56,60%				

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.[176]

Il placebo ottiene 0,364 contro 0,609, cioè il 59,8% del coefficiente reale, e nel campione allargato a sei zone il rapporto è analogo.[177] Questo non dice che la stima reale sia priva di contenuto, dice però che una parte sostanziale di ciò che sembra una risposta strategica alla separazione zonale è prodotta dal modo in cui il campione è ritagliato.

La stima è stata verificata sotto quattro schemi di clustering alternativi, incluso il doppio cluster entità-tempo e il cluster sulla dimensione zona-giorno in cui il regressore varia, il coefficiente resta significativo in tutte le specificazioni, con errore standard massimo 0,161 (vedi appendice).

Nel complesso la stima di partenza non permette di distinguere quanto del markup più alto nelle ore di separazione sia condotta e quanto sia il riflesso di un prezzo che sale per ragioni indipendenti dagli operatori. Il placebo, però, misura quanto della correlazione osservata dipenda dal criterio di selezione dello screening, e in questo sta il punto più solido dell'intera sezione.

[176] Il regressore è lo scostamento del prezzo zonale dalla media pesata delle altre zone, costruito in 3.7 e qui spezzato in due variabili sempre positive, una per la separazione al rialzo e una per quella al ribasso. Il coefficiente è identificato dalle sole ore in cui le zone del campione non condividono lo stesso prezzo, che nella Tabella 3.5 sono meno di un terzo delle coppie zona-ora.

[177] Il confronto è stato verificato anche a composizione di campione costante, restringendo il placebo alle sole coppie unità-ora presenti nel campione reale il coefficiente su curve congelate vale allora il 56,3% di quello reale nel campione a quattro zone e il 51,2% in quello a sei, contro il 59,8% e il 56,6% ottenuti sui campioni pieni.

3.11.I prezzi negativi

Nel biennio 2023-2024 il prezzo di equilibrio del MGP non è mai sceso sotto zero, e le poche ore a prezzo nullo si sono concentrate quasi solo in Sardegna (2.3.5). Il prezzo offerto, però, è un'altra cosa rispetto al prezzo che si forma. Sotto zero ci va spesso: un gradino su sette, nel biennio, ha un prezzo negativo. Che quel comportamento non costi nulla dipende dalla regola di remunerazione. Scrivere un prezzo molto basso non è quindi una rinuncia al ricavo e serve a collocarsi in fondo all'ordine di merito, dove l'accettazione è pressoché certa. Il rischio esiste in astratto, perché se il prezzo zonale scendesse sotto zero l'operatore pagherebbe davvero per vendere, ma nel biennio quel rischio non si è mai materializzato.

Quanto

Sulle offerte di vendita non bilaterali giudicate dal mercato, cioè accettate o rifiutate, si contano 3.685.771 gradini a prezzo negativo su un totale di 25.003.440[178]. In numero di righe di offerta la quota è del 14,74%. In energia associata a quelle righe la quota scende al 5,05%, cioè 37.600,9 GWh su 744.067,7 offerti complessivamente. Il rapporto fra i due numeri dice che i gradini offerti sotto zero sono mediamente più piccoli degli altri.

[178] Il perimetro comprende le sole offerte di vendita non bilaterali, con stato ACC o REJ, escluse le unità virtuali.

Dove e quando

Tabella 3.15: Offerte a prezzo negativo per zona e anno

Zona	Anno	Gradini negativi	Quota gradini negativi (%)	Energia negativa (GWh)	Quota energia negativa (%)	Quota sull'energia negativa nazionale (%)
NORD	2023	392.623	10,51	5185,70	3,02	29,98
NORD	2024	483.573	12,03	6715,75	3,40	33,08
CNOR	2023	55.327	8,65	290,35	3,56	1,68
CNOR	2024	75.471	10,71	277,25	3,10	1,37
CSUD	2023	188.796	9,84	1946,61	3,38	11,25
CSUD	2024	400.974	17,97	2321,09	3,32	11,43
SUD	2023	357.393	10,83	3284,07	6,58	18,98
SUD	2024	651.429	19,47	4411,62	8,47	21,73
CALA	2023	138.873	19,19	1057,34	4,17	6,11
CALA	2024	162.496	22,88	825,47	3,16	4,07
SICI	2023	170.887	15,27	2255,14	9,62	13,04
SICI	2024	260.279	20,56	1900,58	7,24	9,36
SARD	2023	142.649	23,13	3279,75	24,63	18,96
SARD	2024	205.001	30,64	3850,22	27,19	18,96
SARD no CARB	2023	131.971	22,06	1016,88	9,73	
SARD no CARB	2024	194.177	29,93	1685,17	14,76	
Totale nazionale	2023	1.446.548	12,00	17298,96	4,95	100,00
Totale nazionale	2024	2.239.223	17,29	20301,96	5,14	100,00
Totale nazionale	Biennio	3.685.771	14,74	37600,92	5,05	

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

La tabella riporta per ogni zona e ogni anno due percentuali, entrambe calcolate sull'offerta complessiva di quella stessa zona in quell'anno, sullo stesso perimetro di accettate e rifiutate non bilaterali. La prima è la quota dei gradini negativi sul totale dei gradini offerti; la seconda è la quota della loro energia sull'energia totale offerta. L'ultima colonna riporta invece la quota sul totale nazionale dell'anno, che serve a sapere dove si concentra il fenomeno in valore assoluto.

NORD è la prima zona per volume e con un terzo dell'energia negativa nazionale riflette la taglia della zona, ma è la meno intensa del paese nel 2023, e comunque nella fascia bassa nel 2024: solo il 3,0% nel 2023 e il 3,4% nel 2024 dell'energia che vi si offre sta sotto zero. SARD si comporta all'opposto, pesa il 19% del totale nazionale in entrambi gli anni, un valore intermedio, ma al proprio interno registra il 24,6% e poi il 27,2% dell'energia offerta a prezzo negativo.

Un secondo contrasto emerge confrontando le due percentuali fra loro all'interno della stessa riga. In CALA nel 2024 il 22,9% dei gradini è negativo ma solo il 3,2% dell'energia,

quindi moltissime offerte di taglia molto piccola. In SARD nello stesso anno le due quote quasi coincidono, 30,6% e 27,2%, il che indica offerte negative di taglia paragonabile a quelle normali.

Per quanto riguarda la distribuzione oraria, il minimo si registra nella prima ora della giornata, con 137.647 gradini e 1.304,9 GWh, il massimo nella quattordicesima, con 179.556 gradini e 2.109,3 GWh.

Quali operatori e quali unità

La concentrazione per operatore è forte. I primi tre soggetti per volume offerto sotto zero coprono il 56,7% del totale nazionale del biennio, e il primo da solo il 28,0%. Le posizioni di testa non sono però occupate dai grandi produttori. L'Operatore A, un aggregatore per conto terzi, offre a prezzo negativo 10.517,4 GWh, che corrispondono al 73,7% di tutta l'energia che presenta sul mercato; l'Operatore B, trader di un gruppo che gestisce soprattutto idroelettrico, 6.360,7 GWh, pari al 37,0% del proprio offerto. All'estremo opposto, i grandi produttori integrati[179] restano su valori bassissimi: 0,05% per l'Operatore 3, 0,05% per l'Operatore 7, 0,39% per l'Operatore 6, 0,48% per l'Operatore 2, 2,47% per l'Operatore 1.[180]

Un caso particolare

Due unità a carbone in SARD, entrambe dell'Operatore 5, offrono complessivamente 4.427,9 GWh a prezzo negativo, con minimo al floor, quel volume è il 62,1% di tutta l'energia offerta sotto zero in Sardegna nel biennio, e il 16,1% dell'intera offerta sarda, negativa o meno. Il peso di quelle due unità spiega buona parte dell'anomalia zonale vista sopra, ma non tutta, infatti escludendole, la quota dell'energia sarda offerta a prezzo negativo scende dal 24,6% al 9,7% nel 2023 e dal 27,2% al 14,8% nel 2024.[181]

Quella condotta ha una spiegazione: gli impianti sono ammessi al regime di reintegrazione dei costi, che compensa all'utente la differenza fra costi riconosciuti e ricavi conseguiti sul mercato. In un regime così costruito il prezzo scritto in offerta non porta alcuna informazione strategica, perché qualunque prezzo produce lo stesso risultato netto per il produttore. Come tali andrebbero isolate piuttosto che mediate con il resto del campione quando si valuta il mercato nel suo complesso.

[179] Che gestiscono più tipi tecnologici diversi, a differenza dei trader che si focalizzano sulle rinnovabili.
[180] Le etichette numeriche seguono la mappa di anonimizzazione già usata dalla sezione 3.9 in avanti, costruita ordinando gli operatori per volume trattenuto decrescente.
[181] Le righe "SARD no CARB" escludono le due unità a carbone sia dal numeratore sia dal denominatore, e riportano quindi l'intensità dell'offerta sarda diversa dal carbone.

3.12.I portafogli integrati

L'ipotesi che questa sezione mette alla prova è formulata da Cambini e Lo Schiavo in una nota del loro commento all'indagine, e dichiarata dagli autori stessi come una congettura: dentro un portafoglio che comprende sia rinnovabili sia cicli combinati, trattenere l'eolico sarebbe strumentale. Sottraendo eolico si alza la domanda residua e il ciclo combinato dello stesso gruppo resta in merito invece di doversi fermare, con un beneficio che sta sia nel prezzo più alto su tutto ciò che l'operatore vende comunque, sia nelle fermate che evita.

Fragilità del benchmark zero

Il benchmark zero è fragile principalmente per tre ragioni.

La prima riguarda i contratti, un produttore eolico che abbia venduto la propria produzione a prezzo fisso attraverso un accordo di lungo periodo non ha costo opportunità nullo, ma avrà il costo opportunità definito dal contratto.

La seconda riguarda la previsione, infatti la quantità che un impianto eolico offre al mercato del giorno prima è una stima della produzione attesa, non una capacità disponibile certa, quindi un'offerta sopra zero e rifiutata, può essere semplicemente una quantità che non sarebbe mai stata prodotta.

La terza è il rovescio della seconda, prezzare deliberatamente sopra il livello di mercato su volumi incerti è un modo di non farsi accettare, e quindi di non esporsi al rischio di sbilanciamento.

Di conseguenza, ogni risultato di questa sezione va letto solo come informativo sulla correlazione fra trattenimento rinnovabile e struttura del portafoglio.

Il perimetro

L'analisi si restringe a quattro operatori per i quali la ricostruzione anagrafica di 3.4 ha permesso di identificare con sufficiente confidenza sia unità eoliche sia unità a ciclo combinato, in questo caso, la classificazione delle rinnovabili non deriva dall'anagrafica ufficiale, che per queste tecnologie è quasi interamente vuota, ma dalla procedura già descritta di pattern nei codici identificativi, test comportamentali e verifica esterna mirata sui casi ambigui.

Tabella 3.16: Perimetro e comportamento dell'offerta eolica dei quattro operatori integrati

Operatore	Unità CCGT	Capacità CCGT (MW)	Unità eoliche	Eoliche con rifiuto/parziale	Energia eolica offerta (GWh)	Energia eolica accettata (GWh)	Energia accettata/ offerta (%)
Operatore I	10	5.424	44	44	4.079,9	4.043,7	99,11
Operatore II	12	4.461	35	7	1.655,6	1.655,6	99,99
Operatore III	4	3.166	8	7	1.081,9	1.081,9	99,99
Operatore IV	6	2.152	6	0	659,1	659,1	100
Totale	32	15.203	93	58	7.476,5	7.440,3	99,52

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

La tabella riporta, per ciascun operatore, la capacità a ciclo combinato nel perimetro, il numero di unità eoliche identificate, quante di queste hanno prodotto almeno un gradino rifiutato o parzialmente accettato nel biennio, e la quota di energia eolica offerta che il mercato ha effettivamente accettato. L'energia eolica offerta dai quattro operatori viene accettata quasi per intero, con quote fra il 99,1% e il 100%. Il rifiuto, quando compare, riguarda quantità marginali, poco più di 36 GWh sull'intero biennio, a fronte di 7.440 GWh accettati.

Test di portafoglio

I test sono costruiti in sequenza in modo da rispondere ad un limite del precedente: il primo test misura il trattenimento per gradino applicando benchmark diversi alle due tecnologie; il secondo verifica se il trattenimento eolico di un operatore cade nelle stesse ore in cui i suoi cicli combinati sono accettati; il terzo distingue due nozioni di prossimità, cioè trattenimento eolico e CCGT accettate nella stessa zona di offerta oppure zone diverse ma unite dal prezzo nell'esito del mercato, dove il beneficio si trasmetterebbe comunque; il quarto divide le ore di ciascun operatore in due gruppi, quelle in cui almeno un suo ciclo combinato ha venduto energia nella zona dell'unità eolica e quelle in cui nessuno dei suoi cicli combinati ha venduto, e confronta la frequenza del trattenimento eolico fra i due; il quinto verifica se il trattenimento eolico si addensa nelle ore in cui il ciclo combinato è vicino al margine, cioè quando il prezzo zonale è prossimo al costo di riferimento.

Il sesto test si basa sul fatto che per un'unità eolica prezzata vicino a zero, la condizione "prezzo offerto superiore al prezzo zonale" è più facile da soddisfare quando il prezzo zonale è basso. Ma il prezzo zonale è basso proprio nelle ore in cui un ciclo combinato non viene accettato. Il confronto diretto fra ore con e senza capacità termica accettata misurerebbe quindi il livello del prezzo, e con il segno rovesciato. Il sesto test neutralizza il problema confrontando i due regimi dentro fasce di prezzo zonale di ampiezza costante dove il livello di prezzo è tenuto fermo.

Sui quattro operatori il trattenimento eolico misurabile è concentrato in uno solo. Per gli altri tre abbiamo: un operatore non ha mai avuto un gradino eolico rifiutato in due anni, un secondo offre a prezzo nullo o negativo e non può quindi soddisfare la prima condizione, un terzo ha rifiuti e trattenimento sopra zero ma per quantità dell'ordine del decimo di megawattora.

L'unico con volumi veri ne trattiene 18 GWh nel 2023 e zero nel 2024, contro un trattenimento dei propri cicli combinati fra 4 e 7 TWh l'anno, sul biennio il rapporto è dell'ordine di uno a seicento. È anche l'unico per cui il sesto test arriva a un confronto, con tre fasce di prezzo che hanno almeno trenta ore in entrambi i regimi, in nessuna la frequenza di trattenimento eolico è più alta dove il ciclo combinato vende. In due delle tre, il trattenimento è presente in tutte le ore di entrambi i regimi, quindi il confronto reale resta uno.

Sarebbe un errore trattare il volume eolico trattenuto come piccolo rispetto a ciò che dovrebbe proteggere, perché il beneficio della manovra non si applica ai MWh termici trattenuti: si applica a quelli venduti. Il costo è il ricavo perso sui pochi MWh eolici sottratti al mercato, il beneficio è l’incremento di prezzo moltiplicato per l’intera quantità che l’operatore colloca comunque in quell’ora, termica ed eolica insieme.

Un test più severo

Il terzo test ha introdotto la nozione giusta di prossimità, ma il quarto e il sesto lavorano ancora sulla zona di offerta, che è un'etichetta amministrativa. Ciò che conta per la trasmissione del beneficio è il perimetro entro cui il prezzo si forma, quindi se due zone risultano risolte allo stesso prezzo, un'unità eolica nell'una incide sul ricavo di un ciclo combinato nell'altra. Per ogni ora e ogni unità eolica misuriamo quanta capacità a ciclo combinato dello stesso operatore stia in una zona risolta allo stesso prezzo. Qui valutiamo la capacità CCGT installata, quindi rispetto al quarto test in cui usiamo la capacità venduta, mettiamo insieme le ore in cui l'impianto vende e quelle in cui è fermo, successivamente definiamo questa capacità come “accoppiata”.

Il primo ostacolo è che nel 70,9% delle ore del biennio l’intero sistema si risolve a prezzo unico, e il regime "nessuna capacità termica propria accoppiata" è perciò raro quasi ovunque. Il secondo è legato alle poche ore in cui un’unità eolica di questi operatori produce un gradino rifiutato o parzialmente accettato, e quindi entra nel calcolo.

Tabella 3.17: Numerosità disponibile per il test cross-zonale, per operatore

Operatore	Ore-zona con gradino eolico rifiutato o parziale	Quota di ore con capacità CCGT propria accoppiata (%)	Capacità CCGT accoppiata media (MW)	Energia eolica non accettata (MWh)	di cui effettivamente trattenuta (MWh)	Fasce di prezzo con almeno 30 ore in entrambi i regimi
Operatore I	1.654	89,5	4.104	36.114,4	17.924,8	0
Operatore II	21	90,5	2.614	78,6	0	0
Operatore III	152	94,1	2.900	0,2	0,2	0
Operatore IV	0	n.a.	n.a.	0	0	n.a.

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.[182]

Le poche decine di ore-zona degli operatori II e III, e l'assenza totale del IV, riflettono le tre situazioni già descritte. L'operatore I ha 1.654 ore-zona utili, e soprattutto ha energia vera in gioco: quasi 18 mila megawattora trattenuti, una cifra che coincide con il trattenimento eolico del biennio dello stesso operatore già misurato nei sei test precedenti. Qui il test cross-zonale non fallisce per scarsità di dati, fallisce per la mancanza di un controfattuale. Va detto anche che quel trattenimento non è distribuito in modo uniforme sulle 44 unità eoliche dell'operatore: due sole unità ne spiegano circa un terzo.

Applicando la stessa soglia minima già usata nel sesto test, trenta osservazioni per regime dentro la stessa fascia di prezzo, nessuna fascia la supera su entrambi i lati. Il motivo non è la quantità di energia, che c'è, ma la sua distribuzione fra i due regimi: l'89,5% delle ore e l'83% dell'energia offerta cadono nel regime con capacità termica propria accoppiata. Il resto è concentrato in una zona sola: le 173 ore-zona senza accoppiamento sono tutte in Sardegna, dove l'operatore ha unità eoliche ma nessun ciclo combinato, e nelle altre quattro zone la capacità termica propria risulta accoppiata nel cento per cento delle ore.

La Figura 3.1 mostra come le due popolazioni si distribuiscono fra le fasce.

[182] La corrispondenza è: l'Operatore I coincide con l'operatore 6, l'Operatore II con il 7, l'Operatore III con il 2 e l'Operatore IV con il 16, secondo la lista ordinata per trattenimento nel biennio.

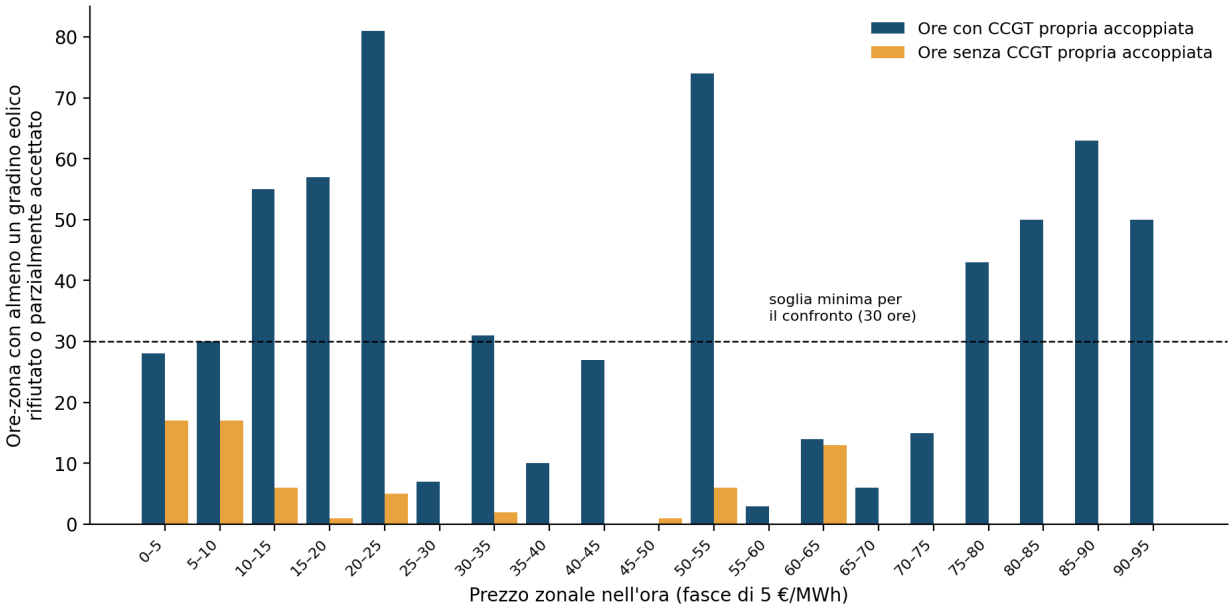


Figura 3.1: Distribuzione delle ore per fascia di prezzo zonale e regime di accoppiamento, operatore con il campione più ampio

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

Ore-zona con almeno un gradino eolico rifiutato o parzialmente accettato e prezzo zonale positivo, 2023-2024. "Con/senza CCGT propria accoppiata" indica la presenza o l'assenza, in quell'ora, di un ciclo combinato dello stesso operatore in una zona risolta allo stesso prezzo di quella dell'unità eolica. Il grafico si ferma a 95 €/MWh anche se le fasce superiori arrivano fino a 270 €/MWh e raccolgono circa metà delle ore, però tutte nel regime con capacità termica accoppiata dove il confronto non è eseguibile.

Esito dei test

Sui sei test non si trova nulla, questo non implica che l'ipotesi di partenza sia esclusa. Il trattenimento eolico attribuibile a operatori integrati è concentrato in un solo soggetto ed è circa seicento volte inferiore al trattenimento termico dello stesso soggetto, il che dice come si distribuisce la sua condotta più che se la manovra ipotizzata sia conveniente. La potenza statistica è però bassa, poche fasce di prezzo e un solo operatore con osservazioni sufficienti. Lo stesso problema di mancanza di un campione adeguato si manifesta anche per il disegno cross-zonale.

3.13.Sintesi finale analisi dati

Con soli dati pubblici è stato possibile ricostruire l'anagrafica dei cicli combinati fino al 94,5% della potenza ufficiale e rifare sopra di essa lo screening dell'indagine, con volumi trattenuti che tornano entro l'8-9% da quelli pubblicati. Il costo di riferimento del 2023 si replica quasi esattamente, quello del 2024 resta sotto di circa il 3% e nessuna delle assunzioni ammesse dall'Allegato A chiude lo scarto, quindi il parametro che decide quante ore entrano nel conteggio rimane l'unico pezzo del test che un lettore esterno non può verificare. Su tutto il biennio il fenomeno misurato appartiene a pochi soggetti, dato che sei operatori valgono oltre il 90% del trattenimento e dentro le singole zone bastano una o due unità a spostare le statistiche aggregate, un'informazione che da sola orienta le priorità di un'eventuale attività istruttoria.

Il risultato principale del capitolo riguarda però la misura più che il fenomeno, perché la condizione che chiede al prezzo zonale di superare il costo di riferimento qualifica la condotta ma stabilisce anche quante ore lo screening riesce a guardare. Fra il 2023 e il 2024 la quota di ore in cui quella condizione risulta verificata sale dal 49% a quasi il 52%, quindi nel secondo anno il test osserva più ore del primo, e questo dipende da come si muovono il prezzo dell'elettricità e il costo di riferimento fra loro, non da come si comportano gli operatori. Il conteggio del trattenimento insegue quindi in parte il livello dei prezzi rispetto ai costi, e per costruzione volume conteggiato e markup medio si muovono in direzioni opposte, dato che quando la finestra si apre appena entrano nel conteggio soprattutto gradini vicini alla soglia. Il primo trimestre 2024 mostra il meccanismo su un caso concreto, il trattenimento misurato raddoppia mentre i prezzi crollano di oltre il quaranta per cento, l'allargamento della finestra spiega circa metà del salto (0,296/0,622) e le offerte che entrano nel conteggio si avvicinano in media alla soglia, quindi il conteggio si allarga catturando casi marginali. In quattro zone su sei, inoltre, l'aumento del trattenimento economico si accompagna a una riduzione della capacità che resta fuori dal mercato, segno che una parte dell'incremento è capacità prima assente che nel 2024 si presenta a un prezzo che ne provoca il rifiuto.

Alla selezione si somma una circolarità, dato che il prezzo zonale usato come soglia si forma sulla stessa curva di offerta di cui si giudicano i gradini respinti, quindi un operatore che trattiene fa salire il prezzo e può portarlo da solo sopra il costo di riferimento, rendendo osservabile la propria condotta insieme a quella di tutti gli altri. Il problema pesa perché la distanza fra prezzo e costo oscilla per mesi interi attorno allo zero, e in quella fascia basta la condotta stessa a decidere da che parte della soglia si finisce. Come soglia che fa scattare un approfondimento la costruzione del test resta quindi corretta, come serie storica di TWh da confrontare fra anni e fra zone no.

I gradini che il test seleziona non sono quasi mai scostamenti di pochi euro, oltre metà dei volumi è offerta a più del doppio del costo di riferimento in entrambi gli anni. Allo stesso tempo lo screening qualifica soltanto le offerte rifiutate, quindi un impianto che alza il prezzo restando appena sotto la soglia di accettazione sposta il prezzo quanto chi si fa respingere e non compare mai nel conteggio, una lacuna che conta anche sul piano normativo dato che il REMIT vieta, oltre alla manipolazione, anche il suo tentativo.

Sul margine fisico, fra le ore in cui le unità si presentano al mercato la quota di chi offre meno di un quinto della propria potenza resta sotto il 5% quasi ovunque, mentre le ore senza alcuna offerta sono frequenti, in alcune zone più di un terzo, e da lì i dati non permettono di separare l'indisponibilità tecnica dalla scelta commerciale. La distribuzione oraria separa invece frequenza e intensità, nelle ore di picco il trattenimento compare più spesso, in fascia festiva è più raro ma molto più grande per ora con trattenimento, e questa intensità ha una spiegazione in parte meccanica dato che il volume conteggiabile ha come tetto la capacità offerta e non accettata, massima proprio quando la domanda è ai minimi.

La stima panel misura una correlazione positiva fra markup e separazione zonale al rialzo, circa sei euro di markup in più ogni dieci euro di scostamento. Rifacendo la stessa regressione su curve di offerta congelate, identiche in tutte le ore, il coefficiente si riduce ma sopravvive per quasi sei decimi, e ciò che resta a curva ferma è proprio la selezione descritta sopra, cioè la finestra che si apre e si chiude con il margine fra prezzo e costo, quindi buona parte di quella che sembra una reazione strategica alla separazione è prodotta dal modo in cui lo screening ritaglia il campione e non dalla condotta.

Sui portafogli integrati il disegno conclusivo era il test cross-zonale, costruito per confrontare la frequenza del trattenimento eolico fra le ore in cui un ciclo combinato dello stesso operatore condivide il prezzo con l'unità eolica e le ore in cui questo non accade, a parità di livello di prezzo. Il confronto non è mai eseguibile, quasi tutte le ore utili cadono nel regime con capacità termica accoppiata e le poche rimanenti stanno in una sola zona, dove l'operatore non possiede cicli combinati, quindi il test fallisce per mancanza di un controfattuale pur avendo energia vera in gioco. La congettura di partenza esce dal capitolo senza un verdetto, i dati disponibili non hanno la struttura per metterla alla prova.

4. CONCLUSIONI

I risultati

Il risultato principale di questo lavoro riguarda il modo in cui il trattenimento viene misurato. La condizione che chiede al prezzo di zona di superare il costo di riferimento dell'impianto serve a qualificare la condotta, ma nello stesso tempo decide quante ore lo screening riesce a guardare, perché dove il prezzo sta sotto quel costo il test non può segnalare nulla, qualunque cosa gli operatori facciano. Il conteggio finisce così per dipendere anche dal livello dei prezzi rispetto ai costi, e quando il margine fra i due si allarga lo screening osserva più ore e trova più trattenimento senza che nessuno si sia comportato diversamente. Il primo trimestre 2024, in cui il trattenimento misurato raddoppia mentre i prezzi crollano, mostra il meccanismo su un caso concreto, e la stima panel della sezione 3.10 ne dà la misura, dato che una parte sostanziale di quella che sembra una reazione strategica alla separazione zonale sopravvive anche su curve di offerta congelate, ed è quindi prodotta dal criterio con cui il campione viene ritagliato e non dalla condotta. Chi legge solo il totale annuo conclude che nel 2024 il trattenimento è cresciuto, mentre la crescita sta tutta in tre mesi e nei restanti nove il 2024 sta sotto il 2023. Come soglia che fa scattare un'istruttoria la costruzione del test resta quindi corretta, come serie storica da confrontare fra anni e fra zone no. I passaggi quantitativi di questo argomento, dalla finestra di osservazione al confronto fra i due trimestri fino al placebo, sono riepilogati nella sezione 3.13.

La critica poggia su una replica che ha funzionato, con soli dati pubblici l'anagrafica dei cicli combinati e i volumi trattenuti si avvicinano a quelli dell'indagine entro margini dichiarati, e le imprecisioni residue contano poco per il risultato principale. Un'anagrafica incompleta o un costo di riferimento leggermente diverso da quello del regolatore peserebbero se si volesse stabilire se una specifica unità in una specifica ora abbia trattenuto, ma il meccanismo di selezione descritto sopra è una proprietà aggregata della misura, e resta lo stesso qualunque sia il perimetro esatto delle unità o il livello preciso della soglia. Il costo di riferimento rimane comunque un anello debole dell'indagine in sé, dato che l'Allegato A non dichiara diversi parametri necessari a ricalcolarlo e la ricostruzione si avvicina ai valori pubblicati per più strade diverse, senza poter stabilire quale sia quella seguita dal regolatore. Poiché quel costo è la soglia che decide quante ore entrano nel conteggio, l'indagine resta attaccabile su un punto che non ha nulla a che fare con le condotte.

Sulla distribuzione del fenomeno, l'informazione che più conta per la vigilanza è la concentrazione, poche unità e pochi operatori spiegano la quasi totalità del trattenimento del biennio, e dentro le singole zone bastano una o due unità a spostare le

statistiche aggregate, al punto che chi monitora per aggregati zonali rischia di vedere accendersi la stessa spia per un caso isolato e per un comportamento diffuso. La congettura di Cambini e Lo Schiavo sul trattenimento eolico strumentale alla capacità a gas dello stesso portafoglio esce invece dal capitolo senza un verdetto, il fenomeno misurabile è concentrato in un solo operatore e i dati non hanno la struttura per mettere l'ipotesi alla prova.

Un ultimo punto riguarda ciò che il test non vede. Lo screening qualifica soltanto le offerte rifiutate, quindi un impianto che alza il prezzo restando appena sotto la soglia di accettazione non entra mai nel conteggio, pur avendo spostato il prezzo esattamente come chi si fa respingere, una lacuna che pesa anche sul piano normativo dato che il REMIT vieta, oltre alla manipolazione, anche il suo tentativo.

Il disegno del mercato

L'incentivo a trattenere nasce dalla regola del prezzo uniforme, e la stessa regola è ciò che rende possibile accorgersene, mentre sotto pay-as-bid offrire sopra il costo sarebbe il comportamento normale di chiunque, e il monitoraggio perderebbe il proprio metro.

La divisione in zone rende il fenomeno locale e orario. Quello che conta non è la dimensione dell'operatore ma la pivotalità, cioè se in quell'ora e in quella zona il sistema possa fare a meno dei suoi impianti. Un produttore piccolo può trovarsi in quella posizione e uno grande può non trovarcisi mai, ed è il motivo per cui gli indici di concentrazione tradizionali, annuali e nazionali, non dicono quasi nulla su questo problema.

Il vincolo più stringente all'analisi esterna non è metodologico. Tutto poggia sul registro tecnologico degli impianti, che non è consultabile né da chi studia il mercato né da un operatore che voglia esaminare i concorrenti. La finestra entro cui una verifica esterna come questa è possibile si sta chiudendo, perché con il portfolio bidding e le offerte a blocco introdotte dal 2025 sostituire un prezzo offerto con un costo di riferimento non è più un'operazione a parità di tutto il resto. Il primo a esserne condizionato non è chi scrive una tesi, ma il regolatore che deve costruire uno scenario controfattuale difendibile in giudizio.

Proposte

Pubblicare l'appendice di calcolo del costo di riferimento. Sono pochi parametri e un metodo di aggregazione, e la loro assenza espone l'indagine all'obiezione più facile e meno pertinente al merito.

Affiancare al conteggio del trattenimento la misura della finestra in cui è stato ottenuto, cioè la quota di ore in cui il test poteva accendersi. Senza quella normalizzazione i confronti fra anni e fra zone sono anche confronti fra livelli di prezzo diversi.

Costruire un indicatore di pivotalità sulla domanda residua, cioè sulla domanda al netto dell'offerta di tutti gli altri operatori.

Marcare in anagrafica le unità in regime di reintegrazione dei costi e separare gli accumuli in unità distinte. Per le prime il prezzo offerto non porta alcuna informazione strategica, e nel biennio due sole unità di questo tipo spiegano gran parte di un'anomalia zonale.

Nuove analisi

La domanda più importante riguarda il mercato dei servizi di dispacciamento. La capacità non venduta il giorno prima resta disponibile per un mercato remunerato a offerta e con prezzi più alti: se le stesse unità che trattengono risultassero poi retribuite lì nelle medesime ore, non si tratterebbe di mancata vendita ma di spostamento di ricavo fra mercati, e la natura economica del fenomeno cambierebbe. Servono dati Terna fuori dal perimetro di questo lavoro, e l'Autorità aveva del resto annunciato un secondo rapporto sugli altri mercati.

La seconda direzione è la pivotalità oraria, eseguibile sull'archivio delle offerte già utilizzato. Una versione più ambiziosa è quella tentata da Xu et al. (2025) sul mercato tedesco, dove si stima ora per ora il guadagno netto atteso dal trattenimento e si trova che la probabilità di trattenere cresce insieme a quel guadagno. La trasposizione all'Italia richiede però due cose che qui mancano, una stima di quanto il prezzo reagisca alla quantità ritirata e la posizione contrattuale degli operatori.

La terza è il legame temporale fra prezzo del gas e prezzi offerti dai cicli combinati, che si muovano insieme è noto e l'indagine lo dice, con quale ritardo, e se i rialzi vengano seguiti più in fretta dei ribassi, non è stato misurato, questo è l'unico dei tre lavori che si potrebbe fare interamente con i dati già a disposizione.

Chiusura

Il trattenimento misurato è concentrato in poche mani, e da lì l'accertamento deve partire. Sono i casi in cui una giustificazione tecnica è più difficile da costruire e un'istruttoria ha più probabilità di reggere.

Un gradino rifiutato a più del doppio del costo di riferimento è difficile da spiegare. Un gradino rifiutato a un prezzo appena sopra quello zonale, e appena sopra il costo, è quasi impossibile da contestare visto che quei pochi euro sono precisamente lo spazio in cui

vivono le giustificazioni ammesse legate ai vincoli tecnici e ai costi opportunità. Sono grandezze che l'operatore dichiara e che dall'esterno non si ricalcolano, perché dipendono dallo stato fisico dell'impianto e dalla sua posizione contrattuale, basta quindi collocarsi dove il numero resta plausibile. La conseguenza è che trattenere molto sopra costo su poche unità è redditizio e visibile, e infatti è quello che l'indagine trova per primo. Trattenere di poco, su molte unità e molte ore, produce lo stesso danno e non lascia un caso costruibile. Il beneficio, del resto, non sta sui megawattora rifiutati ma sta nell'incremento di prezzo moltiplicato per tutto ciò che l'operatore colloca comunque in quell'ora. Un ricarico di pochi euro applicato ai volumi del giorno prima non è una quantità piccola per chi lo paga a valle.

L'asimmetria fra ciò che è dimostrabile e ciò che è redditizio ha buone probabilità di allargarsi. Anticipare l'esito del clearing è legittimo, e un buon operatore deve farlo. Ma la stessa capacità che serve a offrire meglio serve anche a stimare di quanto ci si possa scostare dal costo restando dentro il margine che una spiegazione tecnica riesce a coprire, e quella capacità non è distribuita in modo uniforme, infatti richiede dati, potenza di calcolo e competenze che i portafogli grandi hanno e i piccoli no.

Il metro su cui tutto questo poggia, lo scostamento da un costo marginale stimabile, funziona finché la tecnologia al margine è il ciclo combinato. Con accumuli e rinnovabili sempre più spesso a fissare il prezzo, quel costo diventa sempre più difficile da definire con i parametri attuali, e smette di essere osservabile dall'esterno: già oggi il prezzo di un PPA non è informazione minima obbligatoria, e l'assenza di prezzi negativi in Italia mostra che la rinuncia a offrire al proprio costo marginale non riguarda solo il gas.

5. BIBLIOGRAFIA

Letteratura accademica

Allaz B., Vila J.-L. (1993), "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", Journal of Economic Theory, 59(1), pp. 1-16

Bigerna S., Bollino C.A., Polinori P. (2016), "Market Power and Transmission Congestion in the Italian Electricity Market", The Energy Journal, 37(2)

Birge J.R., Hortaçsu A., Mercadal I., Pavlin J.M. (2018), "Limits to arbitrage in electricity markets: A case study of MISO", Energy Economics, 75, pp. 518-533

Borenstein S., Bushnell J., Stoft S. (2000), "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry", RAND Journal of Economics, 31(2), pp. 294-325

Borenstein S., Bushnell J., Wolak F.A. (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", American Economic Review, 92(5)

Cambini C., Lo Schiavo L. (2025), Un'indagine complicata, da spiegare bene

Chu Y., Holladay S., LaRiviere J. (2017), Opportunity Cost Pass-through from Fossil Fuel Market Prices to Procurement Costs of the U.S. Power Producers, Working Paper n. 2017-02, Department of Economics, Haslam College of Business, University of Tennessee

Colbalchini R. (2014), Development of a Visualization and Analysis Tool for Public Domain Data of the Italian Electric Power Market, tesi di laurea, Politecnico di Milano

Crampes C., Creti A. (2006), Capacity Competition in Electricity Markets

Cramton P., Ockenfels A., Stoft S. (2013), "Capacity Market Fundamentals", Economics of Energy & Environmental Policy, 2(2)

Csercsik D. (2020), "Strategic Bidding via the Interplay of Minimum Income Condition Orders in Day-Ahead Power Exchanges", arXiv 2012.07789

Fabra N. (2018), "A primer on capacity mechanisms", Energy Economics, 75, pp. 323-335

Hirth L., Schlecht I. (2019), Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power), Working Paper, ZBW Kiel/Hamburg

Hortaçsu A., Puller S.L. (2008), "Understanding Strategic Bidding in Multi-Unit Auctions: A Case Study of the Texas Electricity Spot Market", RAND Journal of Economics, 39(1)

Ito K., Reguant M. (2016), "Sequential Markets, Market Power, and Arbitrage", American Economic Review, 106(7), pp. 1921-1957

Just S., Weber C. (2015), "Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism: Incentives, Evidence, Costs and Solutions", Journal of Regulatory Economics, 48(2)

Sijm J., Neuhoff K., Chen Y. (2006), "CO2 cost pass-through and windfall profits in the power sector", Climate Policy, 6(1)

Watkiss J.D., Baldick R., Tabors R.D. (2023), "Time to Double Down on Uniform Pricing in U.S. Energy Markets", Yale Journal on Regulation Bulletin, Vol. 41:47

Wolak F.A., Patrick R.H. (1997), The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market, NBER Working Paper n. 6293

Xu A.L., Sánchez Canales J., Fusar Bassini C., Kaack L.H., Hirth L. (2025), Market power abuse in wholesale electricity markets, arXiv 2506.03808

Normativa, giurisprudenza e provvedimenti

Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT)

Regolamento (UE) 543/2013

Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)

Regolamento (UE) 2019/943

Regolamento (UE) 2022/1854

Regolamento (UE) 2024/1106 (REMIT II)

Regolamento (UE) 2024/1747

Decisione di esecuzione (UE) 2023/1978 della Commissione, 21 settembre 2023

D.Lgs. 210/2021

Corte di Giustizia delle Comunità europee, sentenza 13 febbraio 1979, causa 85/76, Hoffmann-La Roche & Co. AG c. Commissione

Commissione europea, DG Concorrenza, Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724, 10 gennaio 2007

Commissione europea, Report on the functioning of the European carbon market 2023, 2024

AGCM, Provvedimento n. 26562, A498A - Enel - Prezzi servizi di dispacciamento area Brindisi, 4 maggio 2017

AGCM, Provvedimento n. 26563, A498B - Sorgenia - Prezzi servizi di dispacciamento area Brindisi, 4 maggio 2017

CNMC, Resolución SNC/DE/0046/14, 24 novembre 2015

Legge n. 239/2004

Legge 27/12/2019, n. 160

Documenti regolatori e istituzionali

ARERA, Allegato A alla delibera 302/2025

ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), Revisione 4, 5 giugno 2025

ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), Revisione 1, 1 gennaio 2025

ARERA, deliberazione 345/2023 e relazione tecnica al TIDE

ARERA, deliberazione 304/2024

ARERA, deliberazione 247/2023

ARERA, deliberazione 111/06

ARERA, documento per la consultazione 194/2024/R/eel e relativa scheda tecnica

ARERA, deliberazione 181/06

ARERA, Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), Revisione 1, 1 gennaio 2025

ACER, Guidance on the Application of REMIT, 6.1st Edition, 18 dicembre 2024

ACER, Rules of Procedure, Decisione del Consiglio di Amministrazione n. 01/2026, 20 gennaio 2026

GME, Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME)

GME, Vademecum della Borsa Elettrica

GME, Relazione Annuale 2023

GME, Relazione Annuale 2024

GME, Relazione Annuale 2025

GME, Disciplina del Mercato del Gas Naturale (MGAS)

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 01 MTE

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 03 rev. 14 MPE

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev. 05 MPE

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev. 03 Bacheca PPA

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 17 rev. 1 MPE

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 20 rev. 04 MPE

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 24 MPE

GME, Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine, 6 maggio 2024

Terna, Codice di Rete

Terna, Relazione 2022 sui costi di dispacciamento

Terna, Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Prima Attuazione, D.M. 9 maggio 2024)

Terna, Mercato della Capacità, Disposizioni tecniche di funzionamento n. 1

Terna, Mercato della Capacità, Disposizioni tecniche di funzionamento n. 2

Terna, Rendiconti degli esiti delle aste madri, anni di consegna 2024, 2025, 2026 e 2027

Terna, Rapporto di Avanzamento Piano di Sviluppo 2025

Terna, Manuale Utente Gaudì, 26 aprile 2011

Terna, Manuale Gaudì. Istruzioni operative per il produttore fotovoltaico e per il produttore eolico

Terna, Manuale Gaudì. Istruzioni operative per la registrazione di accumuli

Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2024, Impianti di Generazione

NEMO Committee, Euphemia Public Description, 18 dicembre 2025

RSE, Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (Appunti di Energia), marzo 2024

RSE, Euphemia: algoritmo di risoluzione del mercato del giorno prima europeo (Appunti di Energia), ottobre 2025

RSE, TIDE (Appunti di Energia), giugno 2024

RSE, Il superamento del PUN (Appunti di Energia), maggio 2024

RSE, Il mercato italiano della capacità (Appunti di Energia), dicembre 2023

Bundeskartellamt e Bundesnetzagentur (2019), linee guida congiunte sul monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso

Snam Rete Gas, Componenti tariffarie relative agli oneri aggiuntivi, anno 2023

Snam Rete Gas, Componenti tariffarie relative agli oneri aggiuntivi, anno 2024

ENTSO-E Transparency Platform, Installed Capacity per Production Unit, 14.1.B

ISPRA, Fattori di emissione per la produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (emissioni.sina.isprambiente.it)

Altre fonti

Soldavini M., ENERGIA, n. 4/2025 Europa, tra prezzi negativi dell'elettricità e tagli obbligati alle rinnovabili

Zorzoli G.B., ENERGIA, n. 4/2025 Europa, Prezzi negativi in Italia: perché la loro assenza nuoce al comparto industriale

Elettricità Futura, Osservazioni al documento per la consultazione ARERA 685/2022 (TIDE), marzo 2023

Pexapark, Negative Prices in PPAs, Part One e Part Two, 2024

Pexapark e LevelTen Energy, rilevazioni prezzi PPA 2024-2025

Emissions-EUETS.com, "ARIS", Internal Electricity Market Glossary

Commissione europea, EU Emissions Trading System & Auctioning of allowances (europa.eu)

GSE, assetto societario del gruppo (gse.it)

ICAP, Allowance Price Explorer (icapcarbonaction.com/en/ets-prices)

GSE, Quale potere calorifico usare per il gas naturale in cogenerazione, FAQ assistenza clienti (assistenza.clienti.gse.it)

Demócrata, La Audiencia Nacional anula la multa de 25 millones a Iberdrola, 10 luglio 2026 (democrata.es)

Fonti consultate non citate nel testo

Herrero I., Rodilla P., Batlle C. (2020), "Evolving bidding formats and pricing schemes in USA and Europe day-ahead electricity markets", Energies, 13(19)

Joskow P. (2007), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity

Sleisz Á. et al. (2017), Energy Policy

Stoft S. (2002), Power System Economics, Wiley-IEEE Press

Regolamento (UE) 2017/2195 (EB GL)

ARERA, deliberazione 401/2024/R/eel

ARERA, deliberazione 569/2025/R/eel

ACER, Decision 37/2020 (SDAC Products)

ACER, Decisions 01/2023 e 02/2023 (HMMCP)

ACER, Decision 38/2020 (Use of Congestion Income Methodology)

ACER, Decision 13/2024 (prodotti opzionali dello SDAC)

ACER, Key developments in European electricity and gas markets, 2025

CEER, Target Organisation and REMIT Implementation at National Level, 2025

European Commission, Gas Market Report Q1 2025, maggio 2025

S&P Global Commodity Insights, Italy's electricity ancillary market price caps, 2018

Oxford Institute for Energy Studies (2025), EU Gas Storage Regulation, OIES Insight 174

MASE, decreto n. 151 del 18 aprile 2024

DL 181/2023

GME, Disposizione tecnica di funzionamento n. 03 rev. 04 MTE

GME, FAQ MGAS, febbraio 2026

GME, Vademecum della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Terna, Mercato della Capacità, Allegato 3 alla DTF n. 2, anno di consegna 2027

RSE, I mercati a lungo termine dell'energia elettrica (Appunti di Energia), settembre 2024

RSE, Il Mercato del Giorno Prima (Appunti di Energia), gennaio 2024

RSE, Il Mercato Infragiornaliero (Appunti di Energia), febbraio 2024

RSE, Il REMIT (Appunti di Energia), giugno 2024

RSE, Meccanismi per la transizione energetica: CfD e PPA (Appunti di Energia), dicembre 2025

RSE, Il Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (Appunti di Energia), maggio 2024

APPENDICE

Tabella A.1: Effetto della separazione zonale al rialzo sul markup delle CCGT, robustezza agli schemi di clustering

Campione	Schema di clustering	N. cluster	Osservazioni	Unità	Coef. Separazione	SE rialzo	t rialzo	p-value
Quattro zone	(a) entità	35	245.852	35	0,6086	0,1099	5,5380	0,0000
Quattro zone	(b) entità + tempo	35	245.852	35	0,6086	0,1108	5,4913	0,0000
Quattro zone	(c) zona-giorno	2.874	245.852	35	0,6086	0,0389	15,6420	0,0000
Quattro zone	(d) zona-mese	96	245.852	35	0,6086	0,0665	9,1480	0,0000
Sei zone	(a) entità	83	526.344	83	0,3991	0,1170	3,4100	0,0006
Sei zone	(b) entità + tempo	83	526.344	83	0,3991	0,1189	3,3579	0,0008
Sei zone	(c) zona-giorno	4.196	526.344	83	0,3991	0,0908	4,3939	0,0000
Sei zone	(d) zona-mese	144	526.344	83	0,3991	0,1605	2,4870	0,0129

Fonte: Elaborazione propria su offerte MGP 2023-2024.

I quattro schemi differiscono per l'ampiezza dei gruppi entro cui i residui possono essere correlati. Il raggruppamento agisce sulla sola stima della varianza e non tocca i minimi quadrati, ragione per cui il coefficiente si ripete identico in tutte le righe mentre cambiano errore standard e p-value. La verifica è necessaria perché il regressore assume lo stesso valore per tutte le unità di una zona nella stessa ora, e il solo raggruppamento per entità ignorerebbe questa correlazione contemporanea. Gli schemi (b), (c) e (d) la assorbono in misura crescente, e il coefficiente resta significativo in ogni specificazione, con il caso meno favorevole nel campione a sei zone sotto zona-mese, dove il p-value sale a 0,013.

La stessa batteria non è riprodotta in tabella per la stima su curve congelate. Il suo coefficiente è ugualmente insensibile allo schema di raggruppamento, e il rapporto fra le due stime discusso in 3.10 non dipende quindi dal criterio di inferenza. Gli errori standard del placebo sono stati comunque ricalcolati sotto i medesimi quattro schemi, per escludere che il valore di 0,3640 fosse indistinguibile da zero sotto un raggruppamento più severo. La stima resta significativa in ogni specificazione, con p-value massimo di 0,00007 a quattro zone e di 0,011 a sei.