

Analisi della competitività dei player del mercato elettrico in ambito REMIT

Imma Serra, Francesco Gulotta

2023

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Work Package WP1 – Studi sulla Regolazione e sul Funzionamento dei Mercati Energetici

Linea di Attività LA1.03 – Regolazione dei mercati energetici: Mercati a termine e Mercato della Capacità; impatto delle riforme a livello europeo

Codice identificativo RT-2.09-1.03-001

Titolo: Analisi della competitività dei player del mercato elettrico in ambito REMIT

Autori: Imma Serra, Francesco Gulotta

Verificatori: Alessandro Zani

Approvatori: Michele Benini, Dario Siface

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - IL REGOLAMENTO REMIT	9
2.1 Proposta di modifica	10
3 - IL SOFTWARE MACSIMCA	12
3.1 Aggiornamenti dello strumento	12
3.2 Replicabilità sui dati storici del 2022	13
4 - IPOTESI E DEFINIZIONE DEGLI SCENARI	14
5 - RISULTATI	17
5.1 Scenari con PUN	17
5.1.1 <i>Variazione del PUN</i>	17
5.1.2 <i>Variazione dei prezzi zonali</i>	23
5.1.3 <i>Variazione dei ricavi</i>	26
5.2 Scenari senza PUN	32
5.2.1 <i>Variazione dei prezzi zonali</i>	32
5.2.2 <i>Variazione dei ricavi</i>	36
5.3 Confronto tra gli scenari con PUN e senza PUN	41
6 - CONCLUSIONI	43
7 - BIBLIOGRAFIA	44
8 - ACRONIMI	45



SOMMARIO

La concorrenza e la trasparenza dei mercati dell'energia sono principi alla base della politica energetica europea, garante di efficienza, innovazione e sicurezza di approvvigionamento. Pratiche abusive possono, infatti, compromettere l'integrità dei mercati e minare la fiducia dei consumatori finali. Il Regolamento Europeo n. 1227/2011 (REMIT) costituisce infatti un quadro legislativo volto a contrastare comportamenti scorretti nei mercati dell'energia all'ingrosso, promuovendo invece scambi che riflettano una concorrenza leale tra operatori di mercato, con l'obiettivo di favorire la formazione di prezzi competitivi. Nel documento "Guidance on the Application of REMIT" ACER fornisce una lista esemplificativa di pratiche di manipolazione di mercato vietate dal Regolamento. Tra queste vi è il *capacity withholding*, che consiste nel trattenere in maniera ingiustificata parte della propria capacità disponibile di produzione, storage o di trasporto di prodotti energetici all'ingrosso, non offrendola competitivamente nei mercati. In questo modo l'operatore è potenzialmente in grado di influenzare prezzi e quantità accettate. Pertanto, il presente Rapporto analizza a posteriori gli esiti del Mercato del Giorno Prima italiano del 2022 con l'obiettivo di stimare l'impatto che eventuali strategie di *electricity generation capacity withholding* possano aver avuto sul mercato, in termini di influenza sui prezzi e sui ricavi dei principali operatori analizzati. I risultati hanno mostrato come le zone Nord e Centro Nord siano quelle con maggior probabilità di trattenimento di capacità, sebbene i picchi di variazione di prezzo più elevati si siano verificati nel sud e nelle isole.

Infine, l'analisi è riproposta in maniera alternativa, ipotizzando che la soluzione di mercato sia calcolata senza il vincolo sul PUN (Prezzo Unico Nazionale). L'obiettivo è quello di verificare se il superamento del PUN previsto per il 2025 impatti diversamente sulla convenienza economica derivante da pratiche di trattenimento della capacità. Il passaggio ad una simulazione senza PUN ha comportato, in tutti gli scenari, una riduzione nel numero di ore dell'anno influenzate negativamente da tali strategie di manipolazione e, dunque, da una conseguente contrazione del vantaggio economico ottenibile dagli operatori, ad eccezione di un solo *player*, il quale è risultato essere quello più propenso all'attuazione di tali strategie nel 2022, in entrambi i casi (con PUN e senza).

Keywords: REMIT, Capacity Withholding, Mercato del Giorno Prima, Market Manipulation

1 - INTRODUZIONE

Il progetto “Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti” sviluppa, all’interno del Triennio 2022-2024 di Ricerca di Sistema (RdS), attività di ricerca negli ambiti dello studio dell’evoluzione della regolazione e della configurazione dei mercati energetici, dell’evoluzione del ruolo del Distributore e dell’integrazione dei sistemi energetici con l’obiettivo di supportare al meglio e favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico (Figura 1.1).



Figura 1.1 – Le tematiche affrontate dal Progetto RdS 2.9 in ottica di supporto al processo di decarbonizzazione e le loro interrelazioni.

Nel contesto sopra introdotto, le attività di analisi del comportamento degli operatori del mercato elettrico descritte nel presente Rapporto costituiscono un proseguimento di quanto già avviato nel precedente Triennio di Ricerca di Sistema con il Progetto 2.1. Esse proseguiranno anche nella LA 1.05 del WP1 del Progetto RdS 2.09 (Figura 1.2).

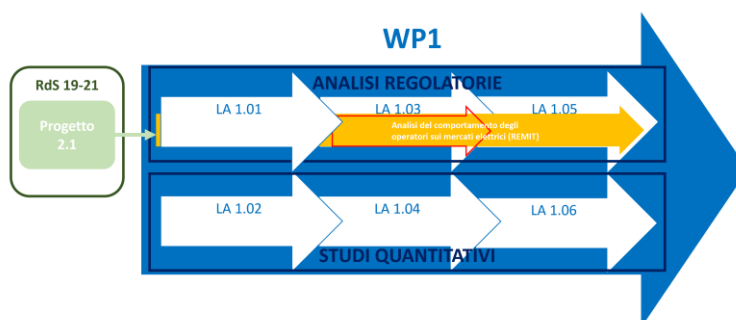


Figura 1.2 - Inquadramento delle attività qui riportate (freccia rossa) all’interno della struttura del WP1 e del Progetto RdS 2.09.

A partire dagli anni '90 l'Unione Europea ha dato il via ad un processo, tutt'ora in evoluzione, di liberalizzazione del settore energetico. L'idea alla base è quella di assicurare la continuità dell'approvvigionamento di energia elettrica e gas in maniera sicura e a prezzi competitivi, dunque favorendo l'efficienza, l'innovazione e la qualità del servizio offerto. Nel contesto dei mercati dell'energia elettrica e del gas, l'obiettivo è quello di abbandonare situazioni di monopolio, favorendo invece lo sviluppo di mercati caratterizzati da forte concorrenza, efficienza e



trasparenza, ponendo l'attenzione sulla tutela dei consumatori finali. A tale scopo, l'Unione Europea ha incentivato il superamento delle frontiere dei singoli mercati nazionali, ponendo le basi per la definizione di un singolo mercato interno europeo, basato sui principi di concorrenza, integrità e non discriminazione. Il Primo Pacchetto Energetico Europeo, adottato tra il 1996 [1] e il 1998 [2], ha regolamentato per la prima volta il passaggio al mercato liberalizzato. Nel corso degli anni la legislazione europea ha compiuto numerosi passi avanti per superare la divergenza regolatoria tra i diversi paesi europei e costituire un mercato interno resiliente e sostenibile, proiettato al futuro e al progresso energetico. Il Quarto Pacchetto Energetico, chiamato *Clean Energy for all Europeans package* (CE4AE) e adottato nel 2019, mediante l'emanazione del Regolamento (UE) 2019/943 [3] e della Direttiva (UE) 2019/944 [4] ha fissato i principi fondamentali su cui si basa il mercato interno dell'energia elettrica e ha stabilito le norme da seguire per il suo raggiungimento, eliminando le barriere ancora esistenti rispetto alla piena apertura dei mercati.

La concorrenza e la trasparenza dei mercati dell'energia costituiscono fattori di notevole importanza per il raggiungimento degli obiettivi europei. Pratiche di abuso di mercato possono minare la fiducia che i consumatori finali ripongono nel mercato interno europeo. Dunque, l'apertura dei mercati alla libera concorrenza va necessariamente di pari passo con l'implementazione di regole che favoriscano comportamenti diligenti e, di conseguenza, di politiche volte a promuovere una vigilanza serrata dei comportamenti stessi, al fine di salvaguardare gli interessi dei consumatori. È bene dunque vietare espressamente comportamenti scorretti nei mercati dell'energia elettrica e del gas e stabilire le norme da seguire per prevenire e combattere tali situazioni.

A tale scopo, nel 2005 la Commissione Europea ha dato il via ad un'indagine allo scopo di verificare periodicamente il livello di concorrenza che caratterizza il settore energetico europeo. Il "DG Competition Report on Energy Sector Inquiry" del 2007 [5] ha identificato un alto grado di concentrazione e scarsa liquidità nei principali mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, nonché asimmetria di informazioni, scarsa integrazione e ancora insufficiente grado di *unbundling* delle attività. Nel 2008 la collaborazione instauratasi tra il CESR (Committee of European Securities Regulators), adesso denominato ESMA (European Securities and Markets Authority), e ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), adesso denominato ACER (The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators), ha evidenziato come la Direttiva sugli Abusi di Mercato (MAD) [6] disciplinasse principalmente la negoziazione di strumenti finanziari sui mercati regolamentati: quest'ultima è stata dunque ritenuta non idonea a coprire i mercati dell'energia elettrica e del gas all'ingrosso. Pertanto, nel 2010 il CEER (Council of European Energy Regulators) ha messo in atto un progetto pilota per testare la raccolta, la trasmissione e l'analisi dei dati di mercato da parte di operatori provenienti da diversi Stati Membri, allo scopo di raccogliere idee orientate verso la stesura di una legislazione che coprisse le specificità dei prodotti energetici all'ingrosso. Difatti, nel dicembre 2010 la Commissione Europea ha redatto una proposta di Regolamento sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT). Soltanto un anno dopo, nel dicembre 2011, il REMIT (Regolamento Europeo 1227/2011 [7]) è entrato in vigore ufficialmente, ponendosi come quadro legislativo comunitario volto a contrastare comportamenti abusivi nei mercati dell'energia all'ingrosso, favorendo invece scambi che riflettano una concorrenza leale tra operatori di mercato, con l'obiettivo di proteggere e rafforzare la fiducia che i consumatori finali ripongono nei confronti del Mercato Interno dell'Energia.

L'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori dell'Energia (ACER) assume un ruolo centrale nell'ambito del monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso. Nel documento "Guidance on the Application of REMIT" l'Agenzia fornisce una lista esemplificativa (ma non esaustiva) di pratiche potenzialmente riconducibili ad abusi di mercato, vietate ai sensi del REMIT. Tra queste vi è il *capacity withholding* [8], tema centrale della presente analisi, definito come una pratica di



manipolazione di mercato che consiste nel trattenere, in maniera ingiustificata, parte della propria capacità disponibile di produzione, storage o di trasporto di prodotti energetici all'ingrosso, non offrendola competitivamente a mercato. In questo modo l'operatore è potenzialmente in grado di influenzare prezzi e quantità accettate nei mercati interessati. Il *capacity withholding* può avvenire secondo due diverse modalità:

- *physical withholding*: consiste nel trattenere parte della propria capacità disponibile, non offrendola a mercato;
- *economic withholding*: consiste nell'offrire parte della propria capacità disponibile ad un prezzo irragionevolmente alto, che non rispecchia i costi marginali di produzione (incrementati di un certo costo-opportunità), dunque rendendo di fatto l'offerta difficilmente accettabile.

La trattenuta ingiustificata di parte della propria capacità (sia essa economica o fisica) non si configura automaticamente come pratica di manipolazione di mercato, ma ogni caso richiede una valutazione specifica. In tal senso, vi sono un paio di elementi chiave che vanno analizzati: in primo luogo, è opportuno verificare se tale comportamento sia in grado di influenzare gli esiti del mercato; in secondo luogo, è necessario constatare se l'operatore in questione abbia avuto valide giustificazioni (di natura tecnica, giuridica, regolatoria o economica) per non offrire tale capacità a mercato [8].

Dunque, verificare l'effettiva insorgenza di strategie riconducibili al *capacity withholding* non è cosa semplice, poiché implicherebbe la conoscenza della reale disponibilità di capacità degli operatori in ogni sessione di mercato. Pertanto, lo scopo della presente analisi è quello di analizzare a posteriori gli esiti del Mercato del Giorno Prima (MGP) italiano al fine di evidenziare se vi siano state ore e zone con potenziale rischio di *capacity withholding*, ossia situazioni in cui sia stata alta la probabilità di ottenere un vantaggio economico derivante dall'attuazione di strategie di manipolazione riconducibili al trattenimento di capacità. Il focus dello studio è posto sull'anno appena trascorso, il 2022. A tale scopo, l'analisi è stata condotta ipotizzando che, a turno, i principali operatori di mercato avessero, per assurdo, operato nel mercato trattenendo sempre il 2% della capacità effettivamente in loro possesso. La metodologia e le ipotesi assunte per condurre tale analisi sono riportate in maniera esaustiva nel Capitolo 4 -.

Infine, l'analisi è stata riproposta in maniera alternativa, ipotizzando un contesto in cui la soluzione di mercato viene calcolata senza il vincolo sul Prezzo Unico Nazionale (PUN), ossia il prezzo utilizzato per remunerare tutte le offerte accettate in acquisto nel mercato MGP, corrispondente alla media dei prezzi zionali pesata sulle quantità accettate in ciascuna zona. Tale analisi alternativa si pone in linea con gli obiettivi nazionali relativi al superamento graduale del PUN, fissato per il 1° gennaio 2025 dal Decreto-Legge 181/2023 e approvato definitivamente con il Disegno di Legge n. 996. L'obiettivo è quello di verificare se il passaggio a prezzi zionali lato domanda nella soluzione del mercato italiano del giorno prima impatti differentemente sulla convenienza economica derivante da pratiche di trattenimento della capacità, messe in atto dai principali operatori di mercato.

Riassumendo, il Capitolo 2 - approfondisce gli aspetti chiave del Regolamento REMIT e fornisce gli aggiornamenti più recenti in merito alla proposta di modifica di quest'ultimo [9], rilasciata dalla Commissione Europea nel marzo 2023, nell'ambito del più ampio percorso di riforma del *market design* elettrico. Il Capitolo 3 - illustra, invece, le caratteristiche dello strumento di simulazione utilizzato per il presente studio, MACSIMCA [10], in grado di replicare con elevata accuratezza gli esiti del mercato MGP italiano, a partire dalle offerte pubbliche degli operatori. Tale software è stato quindi adoperato per la costruzione di scenari utili alla stima dell'impatto che possa essersi verificato sul mercato italiano a seguito dell'adozione di eventuali pratiche di *capacity withholding* da parte dei principali operatori di mercato, selezionati seguendo i criteri riportati in dettaglio nel



Capitolo 4 -. Nel Capitolo 5 - vengono riportati i risultati principali, in termini di variazione di prezzi e di ricavi per ciascun operatore, analizzato singolarmente, comparando infine tra loro i casi di simulazione di mercato con vincolo sul PUN e quelli senza PUN. In ultimo, il Capitolo 6 - trae le conclusioni finali del presente studio.



2 - IL REGOLAMENTO REMIT

Con l'emanazione del Regolamento Europeo 1227/2011 [7] sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) la Commissione Europea ha introdotto per la prima volta un quadro legislativo comunitario volto a contrastare comportamenti scorretti nei mercati dell'energia all'ingrosso, in modo da favorire la formazione di prezzi che siano il risultato di scambi onesti e concorrenziali tra la domanda e l'offerta. Il REMIT si applica ai mercati all'ingrosso delle materie prime e dei loro derivati, ivi compresi i mercati regolamentati, i contratti bilaterali, le transazioni fuori borsa e le piattaforme multilaterali di negoziazione. Esso stabilisce l'importanza di una stretta collaborazione tra l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e le singole Autorità di Regolazione nazionali per l'implementazione di un continuo monitoraggio dei mercati dell'energia, al fine di prevenire e/o riconoscere eventuali comportamenti scorretti da parte di uno o più operatori di mercato.

Le definizioni di abuso di mercato nel REMIT fanno riferimento alle definizioni più generali contenute nella Direttiva 2014/57/EU sugli abusi di mercato [6]. Nello specifico, il REMIT definisce due categorie di abusi di mercato: la manipolazione di mercato e l'*insider trading*.

Nello specifico, la manipolazione di mercato può tradursi in diversi comportamenti abusivi, quali ad esempio la sottomissione di ordini di compravendita in grado di fornire falsi segnali di prezzo nei mercati di riferimento, oppure la sottomissione ingiustificata di ordini di compravendita capaci (o potenzialmente capaci) di fissare il prezzo di uno o più prodotti energetici all'ingrosso ad un livello fittizio. A tale scopo, l'Articolo 5 vieta espressamente le pratiche di manipolazione (e di tentata manipolazione) di mercato citate nell'Articolo 2.

D'altro canto, l'*insider trading* è una pratica di abuso di mercato che consiste nella negoziazione basata su informazioni privilegiate, ovvero informazioni, non ancora rese pubbliche, che hanno carattere preciso, riferite in maniera diretta o indiretta ad uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se pubblicate, sarebbero potenzialmente in grado di influenzare i prezzi dei prodotti stessi. A titolo esemplificativo, per informazioni privilegiate si fa riferimento ad informazioni circa la capacità e il livello di utilizzo di impianti di produzione, consumo, stoccaggio e trasporto di gas naturale e elettricità o di impianti di GNL¹, oppure alle informazioni riguardanti l'indisponibilità dei suddetti impianti.

A tal proposito, l'Articolo 3 istituisce il divieto di *insider trading* e, attraverso l'Articolo 4, viene stabilito l'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate, imponendo dunque agli operatori di mercato, appositamente registrati presso le proprie Autorità di Regolazione Nazionale (come da Articolo 9), di comunicare in tempo utile le suddette informazioni.

L'obiettivo di dissuadere gli operatori di mercato dal compiere comportamenti abusivi è rafforzato dall'introduzione di un quadro normativo di monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso (Articolo 7). ACER, supportata dalle singole Autorità di Regolazione nazionali, raccoglie i dati utili alla sorveglianza dell'attività dei singoli operatori di mercato (raccolti ai sensi dell'Articolo 8) e pubblica periodicamente una relazione di sintesi.

D'altro canto, per garantire l'attuazione del divieto di abuso di mercato, l'Articolo 13 conferisce alle Autorità Nazionali di Regolazione i poteri di indagine ed esecuzione, eventualmente supportate dalle autorità giudiziarie competenti. Tali poteri sono però limitati al solo obiettivo di condurre indagini nei suddetti mercati, quali ad esempio il potere di accedere a e/o chiedere documenti relativi a transazioni o tabulati telefonici, condurre sopralluoghi o presentare istanze di divieto temporaneo di esercizio.

In caso di violazioni al Regolamento, viene conferito ai singoli Stati Membri il potere di stabilire ed emanare sanzioni, purché efficaci e proporzionali alla gravità delle inosservanze commesse

¹ GNL: Gas Naturale Liquefatto



(Articolo 18). Risulta dunque chiara la mancanza di una disciplina sanzionatoria uniforme tra i diversi Paesi europei.

2.1 Proposta di modifica

Nel marzo 2023, nell'ambito del più ampio percorso di riforma del *market design* elettrico, la Commissione Europea ha pubblicato una proposta di modifica del REMIT [9] con l'obiettivo di adattare il Regolamento al contesto energetico attuale e dettagliare alcuni aspetti. Tra i principali scopi della proposta vi è il miglioramento della raccolta dei dati di mercato per garantire un monitoraggio più efficace, conforme anche ai nuovi meccanismi di *trading* e, d'altra parte, il rafforzamento del ruolo dell'Agenzia (ACER) in quanto *hub* centrale per la raccolta di dati e segnalazioni, affermando altresì i suoi poteri nella gestione dei complessi casi transfrontalieri, sempre più frequenti in vista di una progressiva integrazione dei mercati dell'energia a livello europeo.

Le modifiche proposte al Regolamento mirano ad estendere e adeguare l'applicazione del REMIT al nuovo contesto del mercato dell'energia, caratterizzato da un accoppiamento sempre più esteso a livello europeo e da nuovi metodi di compravendita. Dunque, è stato proposto di estendere l'ambito di applicazione dell'obbligo di comunicazione dei dati anche ai nuovi mercati in *coupling* e di bilanciamento dell'energia elettrica, nonché ai meccanismi di negoziazione algoritmica (definiti nell'Articolo 2), ossia algoritmi informatizzati in grado di determinare in maniera automatica le caratteristiche di un ordine di compravendita (prezzo, quantità, tempistiche). Per l'appunto, l'Articolo 5 bis stabilisce l'obbligo per coloro che utilizzano tecniche di negoziazione algoritmica di dotarsi di meccanismi di *backup* per garantire un'idonea continuità operativa, evitando altresì la sottomissione di ordini di compravendita errati.

Nell'ambito della citata revisione sono stati dettagliati i metodi di pubblicazione delle informazioni privilegiate. Nello specifico, il "Meccanismo di Segnalazione Registrato" (Articolo 2) o "*Registered Reporting Mechanism*" (RRM) identifica la persona registrata che ha l'obbligo di segnalare ad ACER le informazioni di mercato richieste ai sensi del citato Regolamento, per conto degli operatori di mercato. I RRM operano previa autorizzazione di ACER, la quale detiene, e pubblica regolarmente, un registro aggiornato di tutti i RRM europei, con dettaglio sui servizi per i quali essi sono stati abilitati (Articolo 9 bis). L'articolo appena citato stabilisce altresì l'obbligo per i RRM di dotarsi di sistemi utili a garantire la sicurezza del trasferimento dei dati ed un'idonea archiviazione degli stessi.

Inoltre, devono essere istituite delle piattaforme dove raccogliere e pubblicare le informazioni privilegiate comunicate dai diversi operatori di mercato (Articolo 2), ovvero le "Piattaforme per le Informazioni Privilegiate" o "*Inside Information Platforms*" (IIP). Secondo l'Articolo 4, le IIP devono assicurare una pubblicazione delle informazioni tale da garantire un accesso tempestivo ed efficace agli utenti. In maniera analoga ai RRM, anche le IIP entrano in operatività a seguito di un'autorizzazione preventiva da parte di ACER (Articolo 4 bis), la quale pubblica periodicamente un registro aggiornato delle diverse IIP autorizzate, con dettaglio sui servizi autorizzati per ciascuna di esse.

In relazione all'obiettivo di conferire all'Agenzia un ruolo più incisivo, l'Articolo 13 stabilisce che essa potrà applicare i propri poteri per garantire l'attuazione del divieto di abuso di mercato e della pubblicità delle informazioni privilegiate in alcuni casi transfrontalieri, quali ad esempio circostanze che riguardano prodotti energetici all'ingrosso che prevedono una consegna in almeno tre Stati Membri, oppure casi in cui le informazioni privilegiate possano influire in maniera considerevole sui prezzi di prodotti energetici all'ingrosso aventi consegna in almeno tre Stati Membri. ACER è tenuta ad utilizzare i propri poteri tenendo in considerazione le attività già intraprese, o in corso di svolgimento, dalle Autorità nazionali di regolazione, in modo tale da evitare doppi procedimenti. Una volta terminate le proprie attività, l'Agenzia è tenuta alla redazione di una relazione di sintesi, che verrà prontamente pubblicata, tenendo conto degli obblighi di riservatezza. I poteri conferiti all'Agenzia e i relativi limiti sono dettagliati negli Articoli



dal 13 bis al 13 quinquies, quali ad esempio la facoltà di intraprendere ispezioni in loco o di richiedere informazioni, nel pieno rispetto delle garanzie procedurali degli operatori di mercato e, eventualmente, in stretta collaborazione con le Autorità nazionali di regolamentazione.

Un'altra sostanziale modifica all'attuale Regolamento concerne l'Articolo 15, in merito agli obblighi delle persone che compiono operazioni sui mercati dell'energia all'ingrosso a titolo professionale. La prima versione del REMIT obbligava tali persone alla segnalazione delle attività sospette alle sole Autorità nazionali di regolazione, senza l'obbligo di comunicazione all'Agenzia, comportando dunque un decentramento nella raccolta dei potenziali casi di abuso di mercato. La suddetta proposta di modifica vuole intensificare il ruolo dell'Agenzia in qualità di vigilante centrale, obbligando le persone che eseguono operazioni nei mercati energetici all'ingrosso a titolo professionale di comunicare le attività sospette sia all'Autorità di regolazione di riferimento, sia ad ACER.

In ultimo, il quadro sanzionatorio relativo alle inosservanze del presente Regolamento è stato uniformato a livello europeo (Articolo 18), seppur lasciando ai singoli Stati membri il compito di stabilire le norme relative alle sanzioni da applicare. Nello specifico, gli Stati Membri devono garantire che le Autorità di regolazione nazionali abbiano facoltà di applicare le misure amministrative necessarie a punire eventuali casi di violazione del Regolamento, dandone opportuna comunicazione ad ACER e alla Commissione Europea. In aggiunta, la proposta di riforma mira a fornire un tetto massimo alle sanzioni amministrative pecuniarie, differenziando i casi di violazione tra quelli da parte di persona giuridica o di persona fisica. A favore della trasparenza, le Autorità di regolazione nazionali devono altresì avere la facoltà di pubblicare le misure adottate per sanzionare le inosservanze al Regolamento, a meno che tale pubblicazione non danneggi i soggetti coinvolti in maniera irragionevole.

In relazione al GNL, nel dicembre 2022 il Consiglio dell'Unione Europea ha emanato il Regolamento 2022/2576 [11] che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti del gas e la definizione di parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri del gas, attraverso il quale vengono richiesti all'Agenzia una valutazione quotidiana dei prezzi del GNL e l'elaborazione di un parametro di riferimento quotidiano, calcolato come differenziale tra la valutazione giornaliera dell'Agenzia e altri prezzi di riferimento sul mercato GNL. Ciò consentirebbe agli Stati Membri e ai diversi operatori di mercato di beneficiare di una maggior trasparenza in relazione al prezzo delle importazioni di GNL in Europa. Dunque, la proposta di modifica del REMIT supporta i nuovi compiti dell'ACER richiesti dal suddetto Regolamento, obbligando gli operatori alla trasmissione quotidiana e standardizzata dei dati del mercato del GNL all'Agenzia (Articolo 7 quater). D'altro canto, ACER ha il compito di raccogliere tali dati e di utilizzarli in maniera completa e sistematica per effettuare, quotidianamente, la propria valutazione del prezzo del GNL e del parametro di riferimento (Articoli 7 bis) e di pubblicare questi ultimi in specifici slot orari (Articolo 7 ter). Secondo l'Articolo 7 quinquies, l'Agenzia è tenuta altresì ad aggiornare e pubblicare periodicamente la metodologia adottata per la valutazione dei suddetti prezzi.



3 - IL SOFTWARE MACSIMCA

Al fine di verificare gli effetti sul MGP italiano di una possibile strategia di *capacity withholding* da parte dei principali operatori di mercato, è stato utilizzato il *software* MACSIMCA, sviluppato da RSE e ampiamente descritto in [10]. Esso permette di simulare la soluzione del mercato MGP partendo dalle offerte degli operatori pubblicate sul sito del Gestore Mercati Energetici (GME), il *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) italiano. Inoltre, per simulare una possibile strategia di *capacity withholding* da parte di un operatore di mercato, lo strumento permette di modificare le offerte presentate (sia in termini di prezzo che di quantità offerta).

In particolare, la procedura utilizzata da MACSIMCA per il presente studio si articola in quattro fasi consequenziali, descritte di seguito.

1. **Scaricamento dei dati:** il modello, tramite una connessione FTP (*File Transfer Protocol*), si connette ai *server* del GME scaricando e organizzando opportunamente tutti i dati necessari. Vengono quindi considerati i prezzi di acquisto e vendita e le relative quantità presentati dagli operatori, le capacità di transito tra le zone e i prezzi marginali in ogni zona di mercato. Quest'ultimi verranno utilizzati solo in una fase successiva, per validare i risultati del modello.
2. **Aggregazione dei dati:** in questa fase viene eseguita una procedura che permette di aggregare su base zonale le offerte presentate con lo stesso prezzo da ogni operatore. Questo permette di ridurre drasticamente gli oneri computazionali della procedura adottata per risolvere il mercato, mantenendo la medesima accuratezza della soluzione.
3. **Definizione dello scenario:** per valutare l'impatto che una possibile strategia di *capacity withholding* da parte di un operatore avrebbe sul prezzo marginale, le offerte presentate da quest'ultimo, e scaricate tramite la procedura al punto 1, vengono modificate alterando di una certa percentuale la quantità offerta.
4. **Risoluzione del mercato:** infine, tramite la soluzione di un problema di ottimizzazione lineare risolto iterativamente (procedura UPPO [12]), viene determinata la soluzione del mercato (ipotizzando le modifiche delle offerte di cui al punto 3) e confrontato il risultato con la soluzione reale ottenuta a partire dai dati del GME.

3.1 Aggiornamenti dello strumento

A partire da settembre 2022, è stata aggiornata la procedura adottata dal GME per arrotondare la quantità di energia che transita attraverso le linee transfrontaliere [13]. Come conseguenza di ciò, a partire da tale data, nei dati scaricati dal GME relativi alle offerte accettate nel MGP è presente uno squilibrio, a livello nazionale, tra la somma delle quantità accettate in vendita e la quantità totale accettata in acquisto, con un'ampiezza massima di circa 1 MWh per sessione di mercato. Questo squilibrio nelle offerte ha quindi comportato che la precedente versione di MACSIMCA non fosse più in grado di replicare accuratamente gli esiti del mercato italiano, in quanto uno dei vincoli fondamentali della procedura di risoluzione del mercato impone che il bilancio energetico tra gli acquisti e le vendite sia soddisfatto in ogni sessione. Dunque, al fine di aggiornare la procedura di MACSIMCA a tale contesto, è stata introdotta una nuova fase intermedia tra la seconda e la terza fase della procedura menzionata nella sezione precedente. Durante questa fase aggiuntiva, un algoritmo automatizzato controlla, per ognuna delle sessioni del MGP simulate, se il bilancio tra le offerte accettate in acquisto e in vendita sia verificato a livello nazionale. Nel caso in cui il bilancio energetico non fosse verificato (a causa del nuovo metodo di arrotondamento degli scambi verso l'estero), l'algoritmo modifica in maniera opportuna un'offerta estera in acquisto o in vendita (a seconda del segno dello sbilancio), al fine di ristabilire il bilancio nazionale tra acquisti e vendite.

L'algoritmo sviluppato è stato opportunamente integrato all'interno del *software* MACSIMCA; inoltre, tramite una serie di condizioni logiche e controlli innestati è possibile simulare

accuratamente sia gli esiti del mercato antecedenti al settembre 2022 (ovvero prima della modifica della strategia di arrotondamento), sia gli esiti delle sessioni successive.

A riprova di ciò, nel corso del successivo paragrafo, verrà testata la capacità del *software* MACSIMCA di replicare gli esiti del MGP relativi all'intero anno 2022.

3.2 Replicabilità sui dati storici del 2022

La validità dello studio oggetto del presente Rapporto si fonda sul grado di precisione della replicabilità degli esiti storici del mercato MGP italiano, effettuata attraverso il software di simulazione MACSIMCA. Pertanto, l'accuratezza della soluzione di mercato è stata verificata sugli esiti storici del 2022 (anno di riferimento della presente analisi), disponibili pubblicamente sul sito *web* del GME. Tuttavia, è bene ricordare che il cambio del metodo di approssimazione avvenuto nel corso del 2022 sulle quantità pubblicate relative all'energia che transita alla frontiera [13] ha influito in maniera peggiorativa sull'accuratezza della replicabilità ottenibile con MACSIMCA, rispetto a quella ottenuta negli anni precedenti (intorno al 99,50 % [10]), nonostante la metodologia adottata per "correggere" le offerte storiche in modo tale da ribilanciare a livello nazionale gli acquisti e le vendite di energia elettrica.

Dunque, di seguito è mostrata la percentuale di replicabilità sui prezzi zionali ottenuta con lo strumento MACSIMCA aggiornato, riferite agli esiti del mercato MGP del 2022. Nello specifico, la Tabella 3.1 mostra le replicabilità calcolate con tolleranza zero, 10^{-3} €/MWh, 10^{-2} €/MWh e 1 €/MWh. La replicabilità esatta della soluzione di mercato occorre per il 96% delle sessioni. D'altra parte, se si accetta una tolleranza di 1 €/MWh si arriva ad una percentuale di oltre il 98%. Questi risultati sono considerati soddisfacenti per il raggiungimento degli obiettivi della presente analisi.

Tabella 3.1 – Percentuale di replicabilità dei prezzi zionali ottenuta con lo strumento MACSIMCA rispetto agli esiti del mercato MGP del 2022, calcolate con 4 diversi livelli di tolleranza

	[%]	CALA ²	CNOR ³	CSUD ⁴	NORD	SARD ⁵	SICI ⁶	SUD	Italia
tolleranza	0 €/MWh	96,56	94,97	95,98	94,89	96,32	97,16	95,98	95,98
	10^{-3} €/MWh	97,17	95,90	96,75	95,82	97,02	97,65	96,64	96,71
	10^{-2} €/MWh	97,20	95,97	96,82	95,89	97,08	97,68	96,68	96,76
	1 €/MWh	98,37	97,74	98,18	97,68	98,39	98,63	98,01	98,14

² Calabria (CALA)

³ Centro Nord (CNORD)

⁴ Centro Sud (CSUD)

⁵ Sardegna (SARD)

⁶ Sicilia (SICI)



4 - IPOTESI E DEFINIZIONE DEGLI SCENARI

Verificare l'effettiva insorgenza di strategie riconducibili al *capacity withholding* non è cosa semplice, poiché implicherebbe la conoscenza della reale disponibilità di capacità degli operatori che partecipano al mercato in ogni sessione, la quale è però soggetta a fisiologiche fluttuazioni dovute, ad esempio, a reali indisponibilità o manutenzioni. Pertanto, lo scopo della presente analisi è quello di analizzare a posteriori gli esiti del mercato MGP italiano del 2022, al fine di evidenziare se vi siano state ore e zone con potenziale rischio di *capacity withholding*, ossia situazioni in cui sia stata alta la probabilità di ottenere un vantaggio economico derivante dall'attuazione di tali strategie di manipolazione.

Tale obiettivo è stato perseguito adottando un ragionamento per assurdo, ossia è stato ipotizzato che, negli esiti storici del 2022, gli operatori selezionati (scelti tra quelli con maggior potere di mercato) abbiano trattenuto il 2% della loro effettiva disponibilità di capacità durante tutte le sessioni dell'anno. Per questo motivo sono state svolte diverse simulazioni.

- **Scenari "base":** in prima analisi sono state effettuate simulazioni che replicano gli esiti storici del mercato MGP, realizzate ponendo in input al *software* MACSIMCA le offerte pubbliche degli operatori, come disponibili sul sito del GME. Dunque, secondo le assunzioni appena menzionate, gli scenari "base" sono quelli in cui si ipotizza che tutti gli operatori selezionati abbiano effettuato pratiche di *capacity withholding* lungo l'intero anno.
- **Scenari "sensitivity":** in secondo luogo, per ogni operatore a turno, è stato simulato uno scenario in cui si ipotizza che lo stesso abbia offerto a mercato la sua reale capacità disponibile. Ciò è stato realizzato calcolando (con lo stesso *software*) gli esiti del mercato MGP, fornendo in input offerte modificate per tale operatore, ossia incrementando la capacità offerta in vendita del 2% rispetto alla capacità effettivamente offerta a mercato. Dunque, secondo le assunzioni appena menzionate, ciascuno scenario "sensitivity" è ipotizzato libero da pratiche di *capacity withholding* per quanto concerne l'operatore in esame.

Dunque, per ciascun operatore analizzato, lo scenario base e lo scenario sensitivity sono stati confrontati tra loro in termini di variazione di prezzi e di ricavi, in modo tale da verificare la sussistenza di un potenziale vantaggio economico derivante dall'adozione di tale pratica di trattenimento di capacità da parte dell'operatore in esame.

Gli operatori di mercato soggetti alla presente indagine sono stati scelti analizzando la distribuzione della capacità installata e della produzione di energia elettrica in Italia nell'anno di riferimento, il 2022. In particolare, si è fatto riferimento alla Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi 2022 [14] stilato da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). La Figura 4.1 mostra il contributo percentuale di ciascuno dei principali *market player* in Italia alla produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a 286,1 TWh nel 2022. Da essa si evince come i primi cinque gruppi societari (Enel, Eni, A2A, Edison e EPH) abbiano contribuito nel 2022 a circa il 47% della produzione nazionale lorda. Inoltre, per tre di questi operatori (Enel, A2A e Edison), il contributo percentuale nel 2022 è stato in aumento rispetto a quello dell'anno precedente.

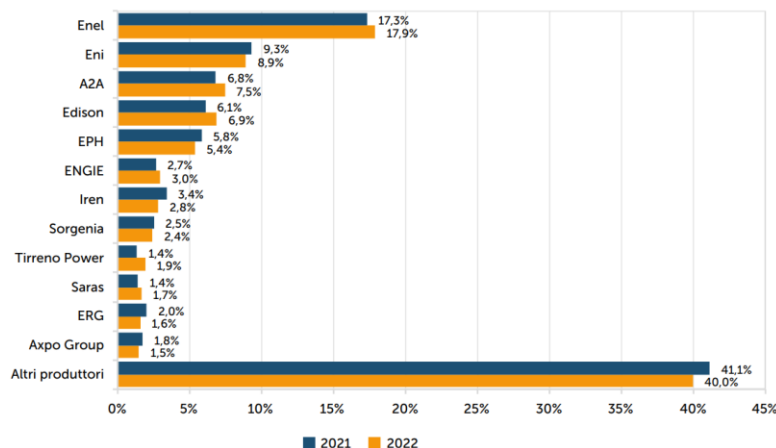


Figura 4.1 – Contributo dei maggiori gruppi alla generazione nazionale lorda. Fonte ARERA [14]

In aggiunta, i primi cinque operatori mostrati in Figura 4.1 sono anche gli operatori con la maggior capacità installata da fonte termoelettrica e relativa produzione di elettricità (Figura 4.2). Infatti, è ipotizzabile che l'adozione di pratiche di *capacity withholding* sia prevalentemente riconducibile ad impianti di tipo programmabile. Ovvero, il trattenimento di capacità da parte di un operatore implicherebbe, da un lato, l'ottenimento di condizioni economiche più vantaggiose per la quota (ridotta) di capacità offerta, dall'altro lato implicherebbe un ulteriore beneficio nel caso in cui la capacità trattenuta venisse venduta in altre sessioni di mercato, con prezzi potenzialmente più remunerativi. Dunque, gli impianti di produzione a fonte rinnovabile sono, almeno in teoria, meno soggetti a tali pratiche di abuso poiché il trattenimento di capacità non può avvenire o è meno conveniente, in virtù del fatto che tali tecnologie non sono generalmente programmabili ed il trattenimento della relativa capacità non porta a risparmi di combustibile. A tale scopo, la Figura 4.2 mostra per i principali gruppi societari la capacità installata e la relativa produzione di elettricità relativa all'anno 2022, distinguendo tra fonte termoelettrica, idroelettrica e altra rinnovabile. Si può notare come, in termini di produzione termoelettrica, i principali operatori di mercato siano, ancora una volta, Enel (32 TWh), Eni (24 TWh), Edison (16 TWh) e in coda A2A e EPH (entrambi con 15 TWh). In totale questi cinque operatori hanno contribuito, nel 2022, a coprire circa il 55% della produzione termoelettrica nazionale.

Dunque, l'analisi oggetto del presente Rapporto verterà sui cinque operatori appena menzionati: Enel, Eni, Edison, A2A ed EPH.

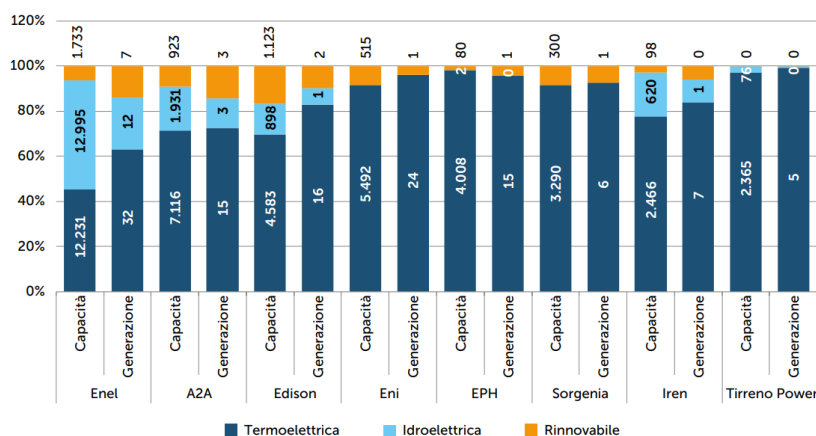


Figura 4.2 – Capacità installata e produzione lorda per i principali operatori di mercato nel 2022 (capacità espressa in MW e produzione espressa in TWh). Fonte: ARERA [14]

In aggiunta, per evidenziare la presenza di zone di mercato particolarmente critiche in termini di propensione ad abusi di mercato, è stato analizzato l'indice HHI (Herfindahl-Hirschman) di ciascuna zona. Tale indice misura il livello di concentrazione di un mercato; esso è definito come la somma dei quadrati delle quote di mercato (esprese in percentuale) degli n agenti:

$$HHI = \sum_{i=1}^n q_i^2$$

Dove:

- n rappresenta il numero di agenti (o operatori) del mercato in esame;
- q_i rappresenta la quota di mercato (in percentuale) dell'operatore i .

L'indice HHI può assumere valori compresi tra 0 (che indica concorrenza perfetta) e 10.000 (indice di monopolio). Per il mercato dell'elettricità, valori di HHI inferiori a 1.200 indicano la presenza di un mercato non concentrato; un mercato con indice HHI compreso tra 1.200 e 1.800 risulta moderatamente concentrato; invece con un valore che supera i 1.800 si parla di mercato altamente concentrato.

Gli indici HHI di ciascuna zona del mercato italiano sono pubblicati periodicamente dal GME per ciascuna ora. La Figura 4.3 mostra l'andamento della media mensile dell'indice HHI per ciascuna zona di mercato lungo l'anno di riferimento. Da essa si evince come, lungo tutto il 2022, la zona Nord abbia sempre rappresentato un mercato non concentrato, avendo mediamente un indice HHI al di sotto dei 1.200. D'altra parte, le zone Calabria, Sardegna e Centro Nord mostrano valori medi sempre superiori a 1.800, rappresentativi di mercati altamente concentrati, dunque a maggior rischio di abuso di mercato. Le zone Centro Sud, Sud e Sicilia rappresentano invece mercati a concentrazione medio-elevata: in particolar modo la zona Sicilia tende ad essere particolarmente concentrata nel periodo primaverile-estivo.

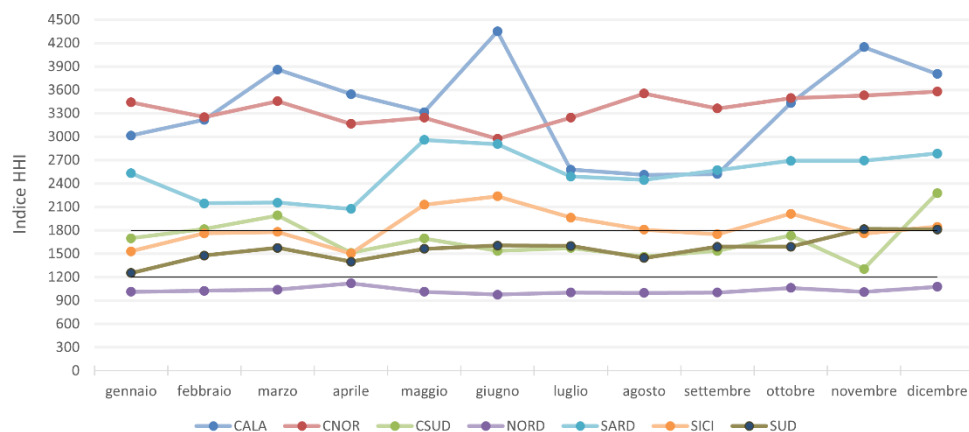


Figura 4.3 – Andamento medio dell'Indice HHI di ciascuna zona di mercato MGP per l'anno 2022.
Fonte: GME



5 - RISULTATI

Il presente Capitolo ha come obiettivo quello di riassumere i principali risultati derivanti dalla simulazione degli esiti del mercato MGP italiano riferiti all'anno 2022, effettuate utilizzando lo strumento MACSIMCA e adottando le ipotesi menzionate nel precedente Capitolo. Nello specifico, i risultati sono riportati in termini di variazione di prezzo e di ricavi degli scenari base rispetto ai corrispondenti scenari sensitivity. Tali risultati sono mostrati separatamente per gli scenari con PUN e per gli scenari senza PUN.

Nello specifico, le variazioni di prezzo sono calcolate come differenza tra il prezzo (zonale o PUN) ottenuto in esito alla simulazione del caso base e il prezzo risultante dal rispettivo caso sensitivity. Si ricorda che lo scenario base è stato simulato a partire dalle offerte storiche degli operatori relative all'anno 2022 ed è stata fatta l'ipotesi secondo la quale tutti gli operatori sotto analisi, nelle loro offerte storiche, abbiano effettuato *capacity withholding* trattenendo una capacità del 2% per tutto l'anno. D'altra parte, negli scenari sensitivity viene quindi assunto il caso in cui a turno ciascun operatore, senza adottare strategie di *capacity withholding*, abbia offerto la sua piena capacità, simulata incrementando del 2% la quantità delle sue offerte storiche.

Dunque, l'ipotesi di *capacity withholding* come strategia di offerta degli operatori negli scenari base dovrebbe influenzare i prezzi del mercato MGP incrementandoli rispetto a quelli dei corrispondenti scenari sensitivity, non solo per l'operatore sotto analisi, ma per tutte le offerte accettate sul mercato.

Similmente, per ogni operatore, le variazioni dei ricavi (ossia il prodotto tra il prezzo di mercato e la quantità accettata) sono ottenute come differenza tra i ricavi realizzati dall'operatore nello scenario base e i ricavi ottenuti nel rispettivo scenario sensitivity. Come verrà illustrato più avanti, vi sono ore nell'anno che hanno mostrato variazioni di ricavi positive e molto elevate per taluni operatori, evidenziando quindi un vantaggio economico derivante dall'attuazione di tali strategie di manipolazione. Ciò è imputabile ad un incremento significativo del prezzo di mercato nello scenario base, rispetto a quello sensitivity, nonostante la minor capacità venduta.

Pertanto, è necessario rimarcare che l'obiettivo della presente analisi non è quello di scoprire eventuali comportamenti abusivi avvenuti nel mercato italiano, bensì quello di evidenziare qualora vi siano state, nell'anno 2022, ore e zone con potenziale rischio di *capacity withholding*, manifestando un beneficio economico per gli operatori di mercato esaminati. Tutto ciò è limitato all'ipotesi di trattenimento del 2% di capacità, senza conoscere le effettive disponibilità degli operatori.

Infine, si valuteranno le differenze tra i risultati ottenuti negli scenari con PUN e quelli ottenuti negli scenari senza PUN, in merito alla probabilità e all'entità dell'effettuazione di *capacity withholding* del 2% da parte degli operatori selezionati.

5.1 Scenari con PUN

Di seguito sono mostrati i risultati relativi alle simulazioni effettuate adoperando un modello di mercato zonale che prevede, per le offerte di vendita accettate, la remunerazione al prezzo zonale, mentre per le offerte di acquisto accettate, la remunerazione al Prezzo Unico Nazionale (PUN), corrispondente alla media dei prezzi zionali, pesata sulle quantità accettate in ciascuna zona.

5.1.1 Variazione del PUN

Le variazioni in termini di PUN tra gli scenari base e i rispettivi scenari sensitivity sono sintetizzate di seguito. Nello specifico, la Tabella 5.1 mostra, per ciascun operatore, la percentuale di ore nell'anno con eventi significativi, ossia ipotizzati come variazioni del PUN maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince che l'Operatore 2 mostra la più alta frequenza di influenza sul PUN,

con una variazione significativa presente per circa il 30% dell'anno. Seguono gli Operatori 1 e 5, con una percentuale annua intorno al 24% e, in ultimo, gli Operatori 3 e 4, allineati intorno al 18-19% annuo.

Tabella 5.1 – Percentuali dell'anno che mostrano variazioni del PUN maggiori o uguali a 1 €/MWh, per ciascun operatore analizzato

	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5
[%]	24,78	29,65	19,50	18,20	24,18

Per ciascun operatore analizzato, la Tabella 5.2 riporta il 50°, 70° e 90° percentile dei delta PUN calcolati nell'intervallo significativo di ciascun operatore, ossia riferiti alle variazioni del PUN maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince come gli Operatori 1 e 2 mostrino i percentili più elevati.

Tabella 5.2 – 50°, 70° e 90° percentile della variazione del PUN nell'intervallo significativo, per ciascun operatore analizzato

[€/MWh]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5
50° percentile	2,81	2,83	2,53	2,39	2,65
70° percentile	4,36	4,26	3,92	3,71	4,06
90° percentile	8,48	8,32	7,25	6,98	7,67

Inoltre, nella Tabella 5.3 sono riportati i valori massimi delle variazioni orarie del PUN registrati nei diversi scenari analizzati. In particolare, si evince ancora una volta che gli Operatori 1 e 2 registrano i picchi più alti di variazione, intorno ai 40 €/MWh. Segue l'Operatore 3 con un massimo di circa 30 €/MWh e, infine, gli Operatori 4 e 5 sono allineati intorno ad un massimo di circa 23-24 €/MWh.

Tabella 5.3 – Valori massimi delle variazioni orarie di PUN per ciascun operatore analizzato

	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5
[€/MWh]	40,23	41,36	29,64	22,93	24,18

Di seguito si analizzano singolarmente gli scenari di ciascun operatore in maniera grafica.

La Figura 5.1 mostra per l'Operatore 1 la distribuzione delle frequenze del delta PUN orario. Da essa si evince come per circa 750 ore nell'anno la variazione del PUN rimanga tra 1 e 2 €/MWh. Dalla Figura 5.2, invece, si nota come l'Operatore 1 influenzi in maniera significativa il PUN per circa 2200 ore nell'anno, con una variazione di oltre 10 €/MWh per circa 170 ore.

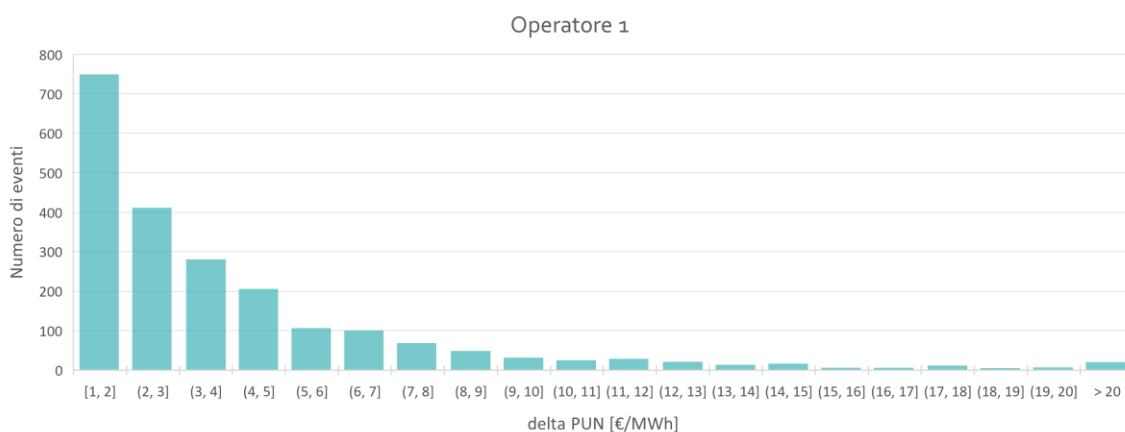


Figura 5.1 – Distribuzione delle frequenze delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 1



Figura 5.2 – Curva di durata delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 1

La Figura 5.3 mostra, per l'Operatore 2, la distribuzione delle frequenze del delta PUN orario. Da essa si evince come per circa 900 ore nell'anno la variazione del PUN rimanga tra 1 e 2 €/MWh. Dalla Figura 5.4, invece, si nota come l'Operatore 2 influenzi in maniera significativa il PUN per circa 2600 ore nell'anno, con una variazione di oltre 10 €/MWh per circa 170 ore.

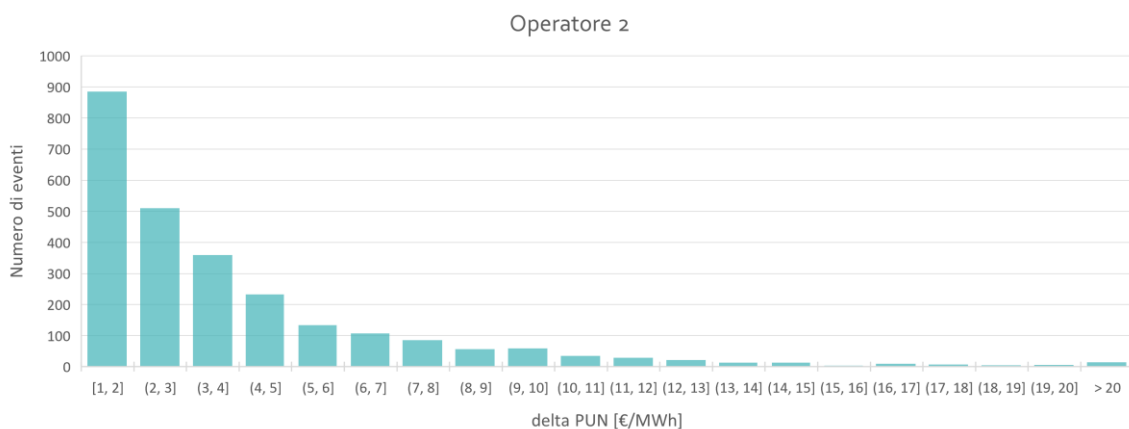


Figura 5.3 - Distribuzione delle frequenze delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 2



Figura 5.4 – Curva di durata delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 2

Per quanto concerne l'Operatore 3, la Figura 5.5 ne mostra la distribuzione delle frequenze relative alle variazioni orarie del PUN. Da essa si evince come per circa 650 ore nell'anno la variazione del PUN rimanga tra 1 e 2 €/MWh. Dalla Figura 5.6, invece, si nota come l'Operatore 3 influenzi in maniera significativa il PUN per circa 1700 ore nell'anno, con una variazione di oltre 10 €/MWh per circa 80 ore.

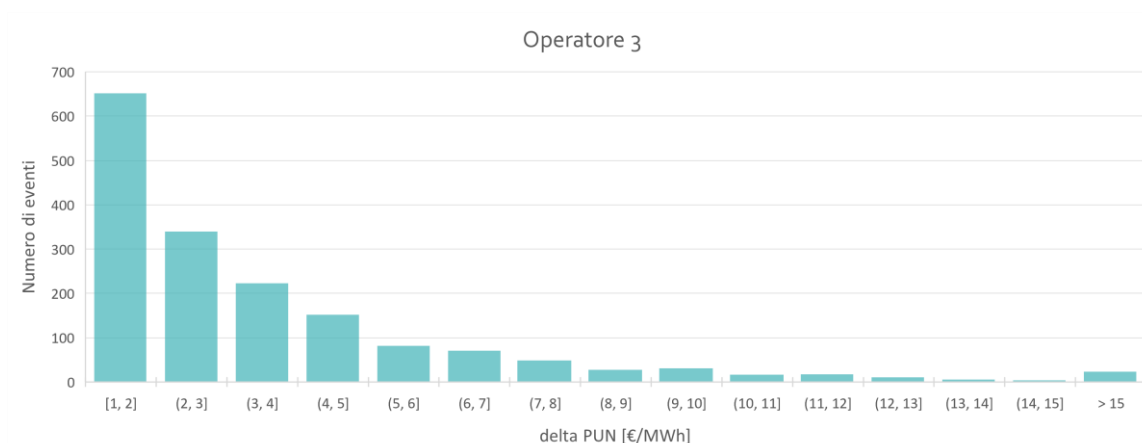


Figura 5.5 - Distribuzione delle frequenze delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 3



Figura 5.6 – Curva di durata delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 3

La Figura 5.7 mostra per l'Operatore 4 la distribuzione delle frequenze del delta PUN orario. Da essa si evince come per circa 650 ore nell'anno la variazione del PUN rimanga tra 1 e 2 €/MWh. Dalla Figura 5.8, invece, si nota come l'Operatore 4 influenzi in maniera significativa il PUN per circa 1600 ore nell'anno, con una variazione di oltre 10 €/MWh per circa 75 ore.

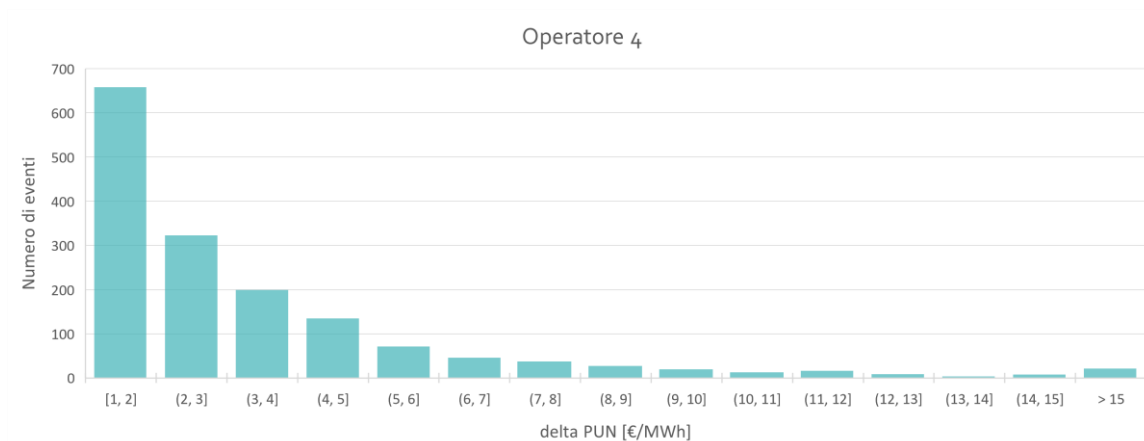


Figura 5.7 - Distribuzione delle frequenze delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 4

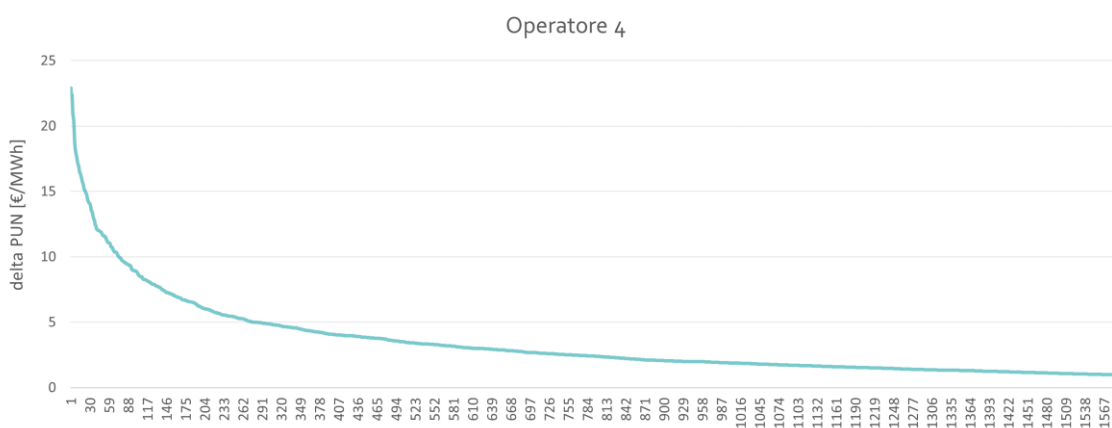


Figura 5.8 – Curva di durata delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 4

Infine, per quanto concerne l'Operatore 5, la Figura 5.9 ne mostra la distribuzione delle frequenze relativa alle variazioni orarie del PUN. Da essa si evince come per circa 750 ore nell'anno la variazione del PUN rimanga tra 1 e 2 €/MWh. Dalla Figura 5.10, invece, si nota come l'Operatore 5 influenzi in maniera significativa il PUN per circa 2100 ore nell'anno, con una variazione di oltre 10 €/MWh per circa 120 ore.

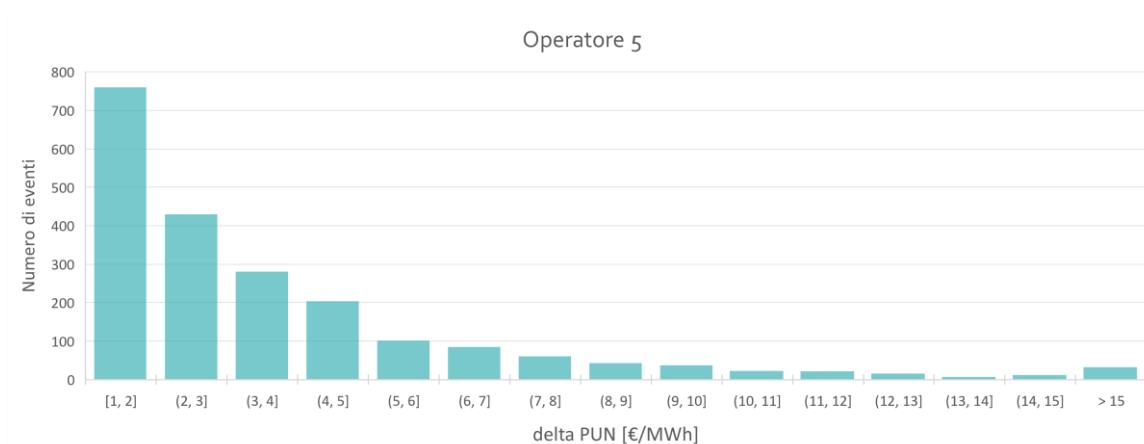


Figura 5.9 - Distribuzione delle frequenze delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 5

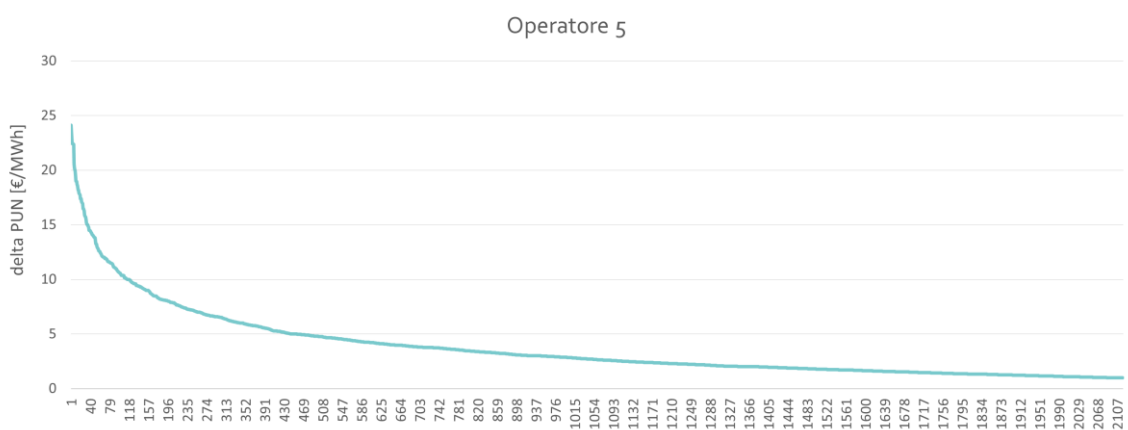


Figura 5.10 – Curva di durata delle variazioni orarie del PUN per l'Operatore 5

Per riassumere, nella Figura 5.11 si mettono a confronto le curve di durata delle variazioni orarie del PUN per i diversi operatori analizzati, riportando per ciascuno soltanto gli eventi significativi, ossia quelli con un delta almeno pari a 1 €/MWh. È evidente come le ipotesi di trattenimento di capacità da parte degli Operatori 1 e 2 siano quelle con maggior influenza sul PUN; per tali operatori si osserva, infatti, il maggior numero di variazioni caratterizzate da ampiezza significativa. D'altra parte, gli Operatori 3 e 4 sono quelli che mostrano il minor impatto tra gli operatori analizzati.

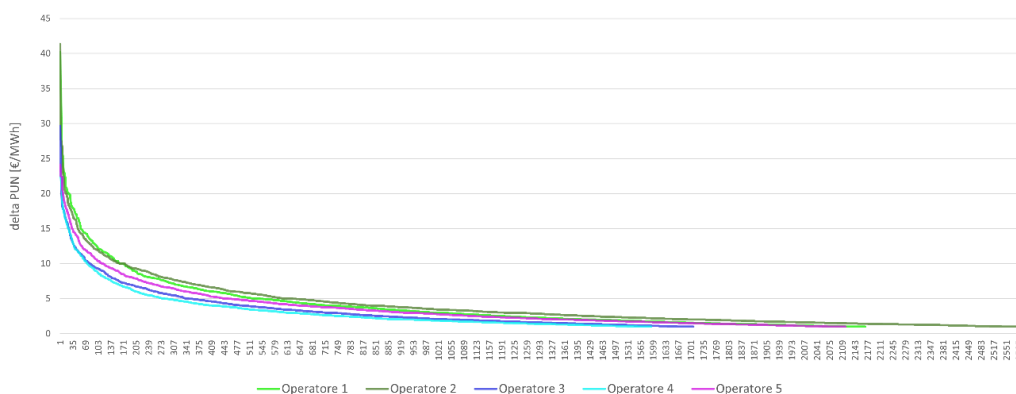


Figura 5.11 – Confronto tra le curve di durata delle variazioni orarie del PUN nei diversi scenari

5.1.2 Variazione dei prezzi zonali

Le variazioni in termini di prezzo zonale tra gli scenari base e i rispettivi scenari sensitivity sono sintetizzate di seguito. Nello specifico, la Tabella 5.4 mostra, per ciascun operatore, la percentuale di ore nell'anno con eventi significativi, ossia con variazioni del prezzo zonale maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince che le zone con la più alta percentuale di ore nell'anno con variazioni significative di prezzo risultano essere la zona Nord e Centro Nord, con una media di circa il 23%. Di contro, la zona con il minor numero di eventi significativi è la zona Sicilia, con una media nell'intorno del 17%. Come per il PUN, anche per quanto riguarda i prezzi zonali l'Operatore 2 mostra, tra gli operatori, la percentuale di variazioni significative maggiore (circa il 26%), seguito dagli Operatori 1 e 5 (sostanzialmente allineati intorno al 20-21%) e in ultimo, gli Operatori 3 e 4 rappresentano quelli con minor impatto, con una media di circa il 15-16%.

Tabella 5.4 – Percentuali dell'anno che mostrano variazioni del prezzo zonale maggiori o uguale a 1 €/MWh, per ciascun operatore analizzato

[%]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	19	25,89	15,83	13,68	17,04	18,29
CNOR	24,71	27,91	18,79	18,52	24,26	22,84
CSUD	21	26,20	16,82	15,03	20,19	19,85
NORD	24,79	27,88	18,80	18,61	24,28	22,87
SARD	20,05	24,89	16,02	14,35	20,67	19,20
SICI	17,51	23,82	14,70	12,45	15,56	16,81
SUD	20	26,45	16,80	14,42	18,17	19,17
Media	21,01	26,15	16,82	15,29	20,02	

Per ciascun operatore analizzato, la Tabella 5.5 riporta il 70° e 90° percentile delle variazioni di prezzo zonale calcolati nell'intervallo significativo di ciascun operatore, ossia riferiti alle variazioni maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince come l'Operatore 2 mostri i percentili più alti, con una variazione media di prezzo zonale inferiore a circa 10,10 €/MWh nel 90° dei casi e inferiore a circa 4,90 €/MWh nel 70° dei casi. Poco lontano si colloca l'Operatore 1, con valori medi di circa 9,20 €/MWh come 90° percentile e 4,50 €/MWh come 70° percentile. L'operatore con i percentili più bassi è l'Operatore 4, il quale mostra una variazione media di prezzo zonale inferiore a 3,90 €/MWh nel 70° dei casi e inferiore a 7,70 €/MWh nel 90° dei casi. Inoltre, le zone che, mediamente tra i diversi scenari analizzati, hanno riportato i percentili maggiori sono le zone Calabria e Sicilia, sebbene siano invece caratterizzate dalle più basse percentuali annue con variazioni significative del prezzo zonale riportate.

Tabella 5.5 - 70° e 90° percentile della variazione di prezzo zonale nell'intervallo significativo, per ciascun operatore analizzato

[€/MWh]	Operatore 1		Operatore 2		Operatore 3		Operatore 4		Operatore 5		Media	
	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p
CALA	4,40	9,13	5,22	11,18	4,35	9,42	3,96	7,97	3,97	7,57	4,38	9,05
CNOR	4,83	9,66	4,58	9	4,03	8,09	3,93	7,82	4,40	8,73	4,35	8,66
CSUD	4,37	9	4,85	9,94	4,03	8,22	3,79	7,32	4,06	8	4,22	8,50
NORD	4,86	9,66	4,57	9	4,04	8,09	3,96	7,87	4,40	8,74	4,37	8,67
SARD	4,30	8,76	4,66	9,58	3,99	8,09	3,71	7	4,38	9,37	4,21	8,56
SICI	4,32	9,14	5,32	11,51	4,41	9,68	3,95	8,07	3,95	7,63	4,39	9,21
SUD	4,41	9	5	10,37	4,41	9,44	3,96	8	4	7,76	4,36	8,91
Media	4,50	9,19	4,89	10,08	4,18	8,72	3,89	7,72	4,17	8,26		

Inoltre, nella Tabella 5.6 sono riportati i valori massimi delle variazioni orarie di prezzo zonale registrati nei diversi scenari analizzati. In particolare, si evince che l'Operatore 5 registra la media più alta sul territorio italiano, intorno ai 92,10 €/MWh, trainata principalmente dalla zona Sardegna, la quale riporta una variazione oraria massima di 340 €/MWh. Segue l'Operatore 2 con un picco medio di circa 86,60 €/MWh. Gli Operatori 1 e 3 sono sostanzialmente allineati intorno ad una media di circa 80-81 €/MWh. Mentre l'operatore con il picco medio più basso risulta essere l'Operatore 4, con un valore medio di circa 56,60 €/MWh. Alternativamente, spostando il focus dagli operatori alle zone di mercato, le zone che registrano i picchi di variazione di prezzo maggiori sono quelle meridionali ed insulari: la Sardegna è al primo posto con una media di circa 175 €/MWh, nettamente distaccate seguono la Sicilia, il Sud e la Calabria, in ordine di entità dell'impatto medio tra i diversi scenari analizzati.

Tabella 5.6 - Valori massimi delle variazioni orarie di prezzo zonale per ciascun operatore analizzato

[€/MWh]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	69,93	89,93	83,63	69,93	55,48	73,78
CNOR	53,91	58,70	39,55	32,7	39,55	44,88
CSUD	72,77	59,08	55,48	55,48	59,08	60,38
NORD	53,91	58,70	39,55	32,7	39,55	44,88
SARD	160	160	160	55,48	340	175,10
SICI	69,93	89,93	109,57	69,93	55,48	78,97
SUD	79,77	89,93	83,63	79,77	55,48	77,72
Media	80,03	86,61	81,63	56,57	92,09	

Di seguito si analizzano singolarmente gli scenari di ciascun operatore in maniera grafica.

La Figura 5.12 mette a confronto per l'Operatore 1 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evince come la zona Sardegna, a meno del suo picco che risulta essere più del doppio di quello delle altre zone, è abbastanza allineata alle altre zone meridionali, mentre quelle settentrionali sono le zone con il minor impatto in termini di ampiezza delle variazioni di prezzo zonale.

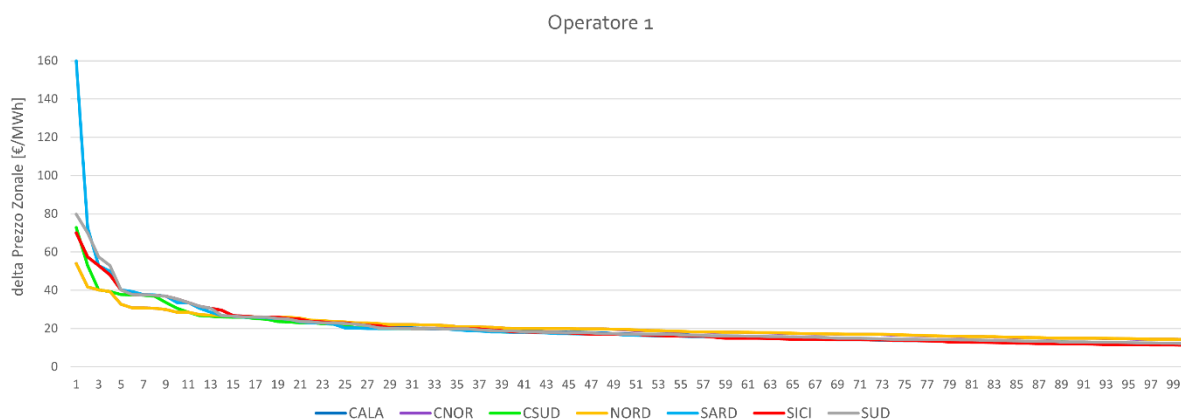


Figura 5.12 – Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 1 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.13, invece, mette a confronto per l'Operatore 2 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evincono tre diversi trend: il primo, quello con maggior influenza sul prezzo zonale, comprende le zone Sardegna, Sicilia, Calabria e Sud; il secondo, con impatto medio, è rappresentato dalla zona Centro Sud; infine il terzo trend, quello con la minor influenza sui prezzi, comprende le zone più settentrionali, Nord e Centro Nord.

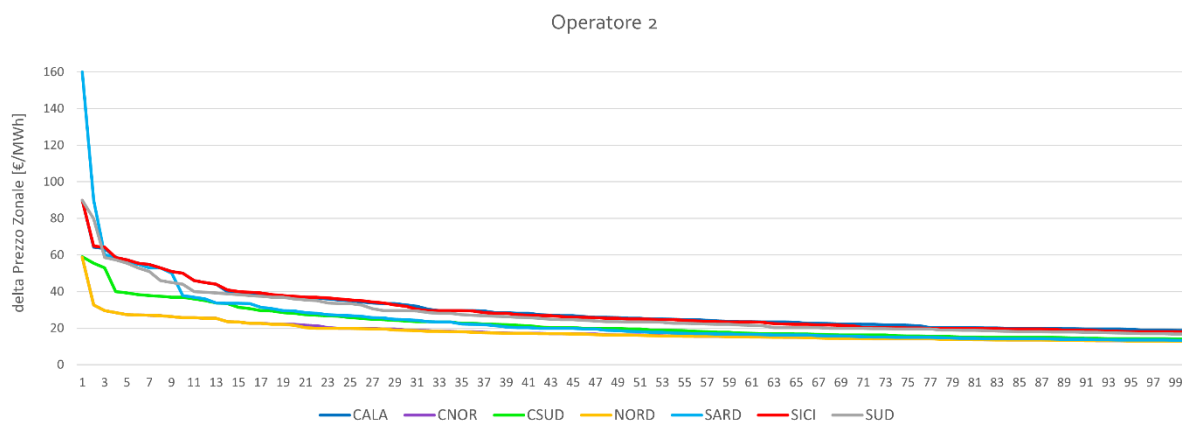


Figura 5.13 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 2 (primi 100 eventi significativi)

Ancora una volta, la Figura 5.14 mostra il confronto tra le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 3, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Si evidenziano sostanzialmente due macro-trend: il primo, quello con maggior impatto sul prezzo zonale, è rappresentato dalle zone meridionali e insulari; il secondo trend, con impatto minore, comprende le zone Nord, Centro Nord e Centro Sud.

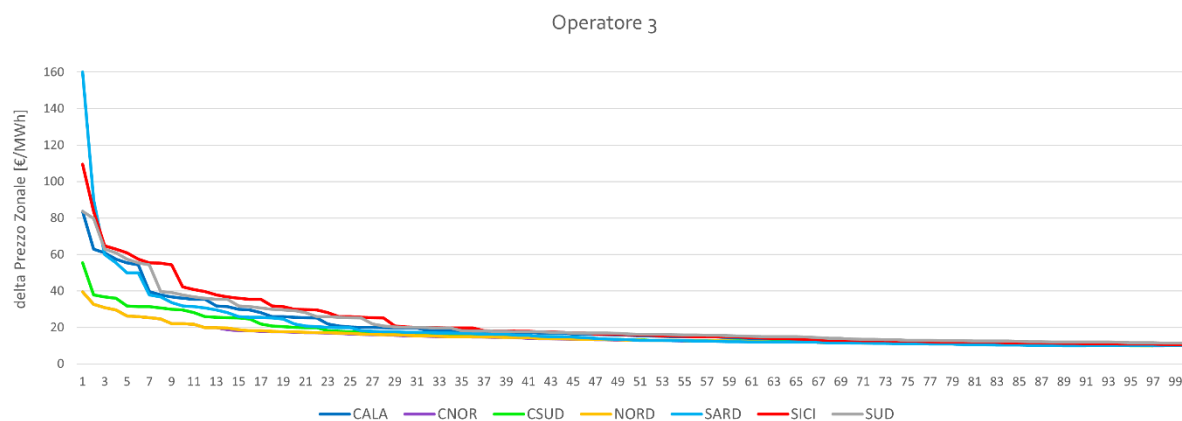


Figura 5.14 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 3 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.15 mostra il confronto tra le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 4, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evince come la zona Sud sia quella con la più alta convenienza per il *capacity withholding*, in termini di variazioni di prezzo zonale di ampiezza elevata. Non si notano particolari macro-trend per questo operatore.

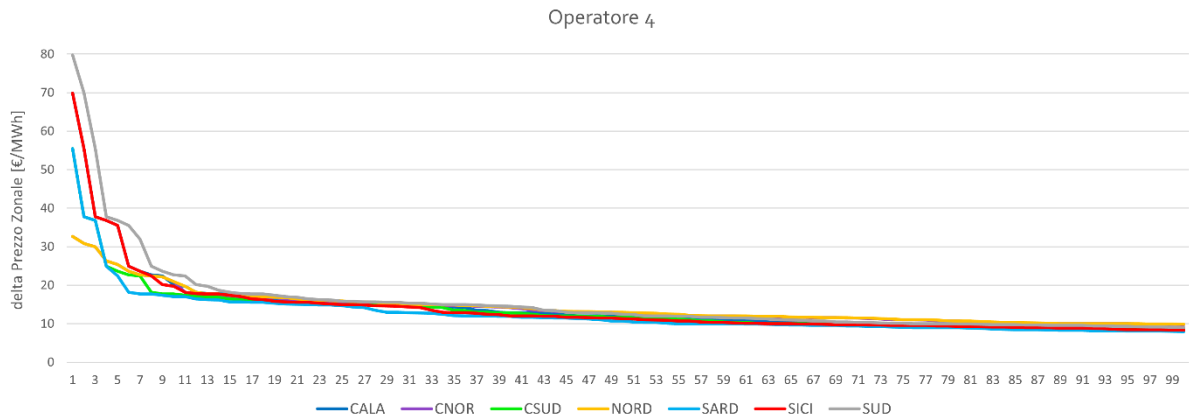


Figura 5.15 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 4 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.16 mette a confronto per l'Operatore 5 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. È opportuno notare come per questo operatore la zona Sardegna abbia un impatto notevolmente più alto rispetto alle altre zone, abbastanza allineate tra loro, in termini di variazioni di prezzo zonale. Dunque, in base alle ipotesi menzionate precedentemente, per tale operatore (in specifiche ore dell'anno concentrate tra agosto e dicembre) risulta assai più elevata la probabilità del verificarsi un trattenimento di capacità nella zona Sardegna, per via di un aumento spropositato del prezzo zonale.

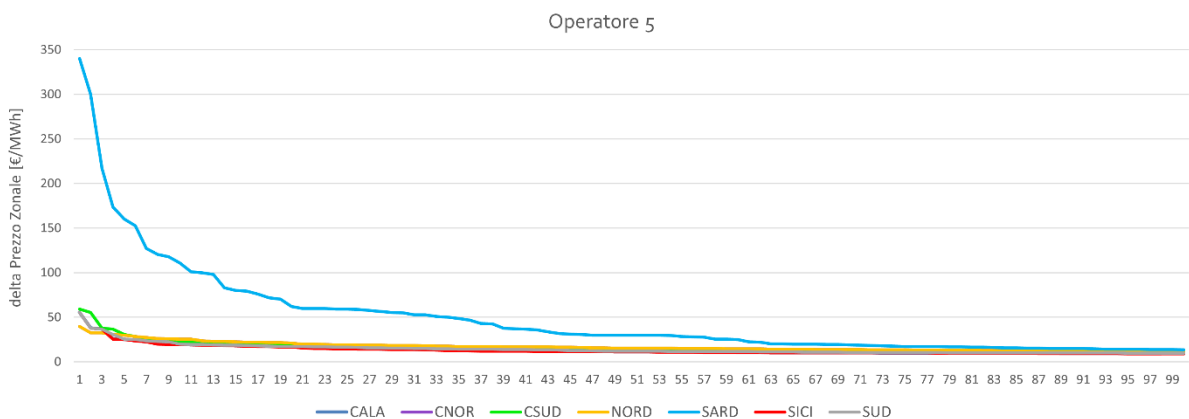


Figura 5.16 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 5 (primi 100 eventi significativi)

5.1.3 Variazione dei ricavi

Per ogni operatore, le variazioni dei ricavi sono ottenute come differenza tra i ricavi realizzati dall'operatore nello scenario base (in cui si ipotizza il verificarsi di pratiche di *capacity withholding*) e i ricavi ottenuti nello scenario sensitivity (in cui si ipotizza l'assenza delle summenzionate pratiche di trattenimento della capacità). Di seguito sono sintetizzati i principali risultati ottenuti. Le ore aventi variazioni dei ricavi positive e maggiori o uguali a 1 € sono considerate significative per la presente analisi. La Tabella 5.7 mostra per ciascuna zona e per ciascun operatore la percentuale annua di ore aventi una variazione significativa sui ricavi. È opportuno notare che alcuni operatori non hanno mostrato variazioni significative dei ricavi in tutte le zone; ciò è imputabile al fatto che talvolta i ricavi degli scenari base, pur vedendo prezzi zonali più alti che nel caso sensitivity, risultano essere più bassi dei ricavi di questi ultimi, proprio in virtù del

trattenimento di capacità assunto in ipotesi, portando dunque a variazioni orarie negative dei ricavi. È evidente che l'Operatore 2 mostra percentuali annue con variazioni significative dei ricavi ampiamente maggiore di quelle degli altri operatori, particolarmente concentrate nelle zone Calabria, Nord e Sud, con un valore medio annuo sul territorio italiano di circa l'8%. A seguire vi è l'Operatore 3, il quale vede una percentuale media italiana del 4,50%, trainata principalmente dalla zona Nord. L'Operatore 4 ha la percentuale media italiana più bassa, inferiore al 2% annuo. Dunque, la zona Nord risulta essere, mediamente, la zona nella quale risulta più alta la probabilità di trarre beneficio economico da strategie di *capacity withholding*, nonostante la scarsa concentrazione di quest'ultima, evidenziata da un indice HHI ben al di sotto della soglia considerata critica. Tale risultato, in linea con le ipotesi del presente studio, può essere giustificato dalla maggior concentrazione di potenza installata nella zona Nord per gli operatori di mercato considerati.

Tabella 5.7 - Percentuali dell'anno che mostrano variazioni orarie di ricavi maggiori o uguale a 1 € per ciascun operatore analizzato

[%]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	3,42	12,58	3,52	-	-	3,90
CNOR	2,64	5,57	3,36	0,50	-	2,41
CSUD	3,96	6,76	4,93	-	-	3,13
NORD	6,44	9,43	6,76	1,7	7,68	6,40
SARD	1,62	5,51	3,29	-	4,18	2,92
SICI	1,28	6,96	5,22	0,16	0,01	2,73
SUD	3,07	8,13	4,13	0,51	-	3,17
Media	3,20	7,85	4,46	0,41	1,70	

Nella Tabella 5.8 sono riportati i valori massimi delle variazioni orarie di ricavi registrati nelle diverse zone e nei diversi scenari analizzati. In particolare, si evince che l'Operatore 5 registra il picco di variazione oraria più alto, intorno ai 159.000 €, nella zona Sardegna. Gli operatori che mediamente in Italia registrano le variazioni orarie massime dei ricavi sono gli Operatori 2 e 3, con una media di circa 34.000 €. Poco distanti, con una media italiana tra i 30.000-31.000 €, vi sono gli Operatori 1 e 5: più in dettaglio, l'Operatore 1 registra il secondo picco più alto (intorno ai 128.000 €) nella zona Nord. In coda, l'Operatore 4 risulta essere quello con le più basse variazioni orarie massime, con una media sul territorio italiano di circa 2.600 €. Alternativamente, spostando il focus dagli operatori alle zone di mercato, la zona che ha registrato i picchi più alti di variazione oraria dei ricavi è il Nord, con una media sui diversi operatori analizzati di circa 60.000 €; in coda vi è la zona Centro Nord, la quale presenta la più bassa variazione oraria massima dei ricavi, con una media tra gli operatori di circa 3.400 €.

Tabella 5.8 - Valori massimi delle variazioni orarie dei ricavi di ciascun operatore analizzato (valori riportati in migliaia di €)

[k€]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	33,99	89,92	8,8	-	-	26,54
CNOR	0,81	1,40	13,53	1,16	-	3,38
CSUD	43,25	33,14	37	-	-	22,68
NORD	127,82	52,57	51,33	9,70	58,43	59,97
SARD	2,23	5,96	15,05	-	159,13	36,47
SICI	0,30	14,06	48,90	0,03	0,32	12,72
SUD	3,73	46,74	64,50	7,06	-	24,41
Media	30,30	34,83	34,16	2,56	31,13	

Infine, la seguente Tabella 5.9 riassume, per ciascun operatore analizzato, il totale annuo delle variazioni orarie significative dei ricavi, in ciascuna zona di mercato e complessivamente in Italia. Si evince come l'Operatore 2 sia quello che riporta la massima variazione dei ricavi, con un totale annuo di oltre 13 milioni di €, trainato principalmente dai ricavi delle zone Calabria e Nord. A seguire ci sono gli Operatori 1 e 3, con una variazione totale compresa tra i 5 e i 6 milioni di €, anch'essi trainati prevalentemente dalla zona Nord. In terza posizione si trova l'Operatore 5, che vede una variazione complessiva dei ricavi di circa 4,5 milioni di €, il quale deve i contributi principali alle zone Nord e Sardegna. Infine vi è l'Operatore 4, che mostra una differenza di circa 192.000 € tra i ricavi dello scenario base rispetto a quelli dello scenario sensitivity, imputabili ancora alla zona Nord.

Questi risultati evidenziano come la zona Nord e la zona Calabria siano state, per l'anno 2022, le zone in cui potrebbe essersi rivelata mediamente la maggior entità di profitto economico derivante da potenziali pratiche di *capacity withholding* da parte degli operatori analizzati, in relazione alle ipotesi assunte per il presente studio.

È opportuno ricordare che tali risultati non intendono verificare e quantificare la presenza di situazioni di abuso di mercato avvenute nell'anno 2022 preso a riferimento, ma hanno come obiettivo quello di stimare la potenziale influenza che un trattenimento di capacità del 2% da parte dei principali operatori possa comportare sugli esiti del mercato MGP italiano.

Tabella 5.9 – Totale annuo delle variazioni significative dei ricavi, per le diverse zone e per i diversi operatori analizzati (valori riportati in migliaia di €)

[k€]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	715,65	5582,68	39,09	-	-	1267,48
CNOR	13,26	54,20	213,75	3,58	-	56,96
CSUD	863,68	1136,16	984,15	-	-	596,80
NORD	4291,62	3852,16	1847,59	118,14	2496,16	2521,13
SARD	14,71	91,46	207,81	-	2005,24	463,84
SICI	3,07	518,59	1013,43	0,09	0,32	307,10
SUD	60,14	1866,17	989,19	70,51	-	597,20
Totale	5962,13	13101,42	5295,01	192,32	4501,72	

La Figura 5.17 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 1. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 600 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 30 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 215.000 €.



Figura 5.17 – Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 1

Per quanto concerne l'Operatore 2, la Figura 5.18 ne riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi, ottenute complessivamente in Italia. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 1100 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 50 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 245.000 €.

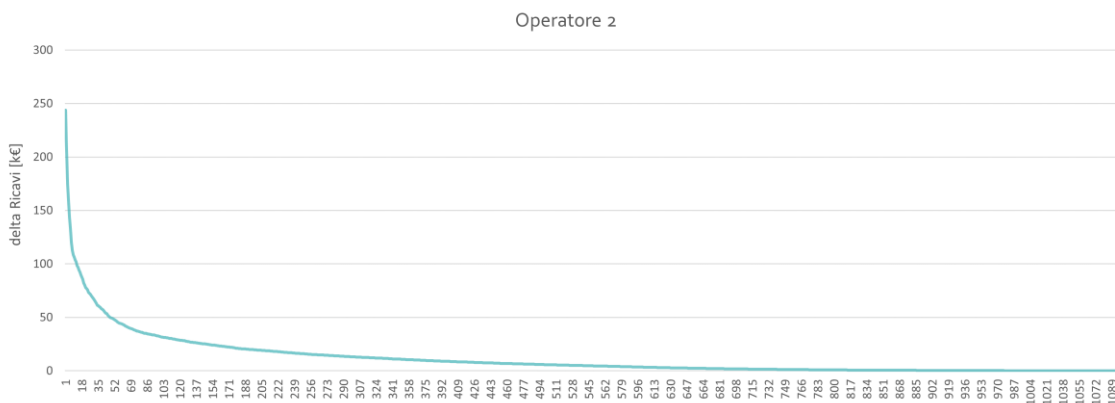


Figura 5.18 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 2

Similmente, la Figura 5.19 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 3. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 600 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 25 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 240.000 €.

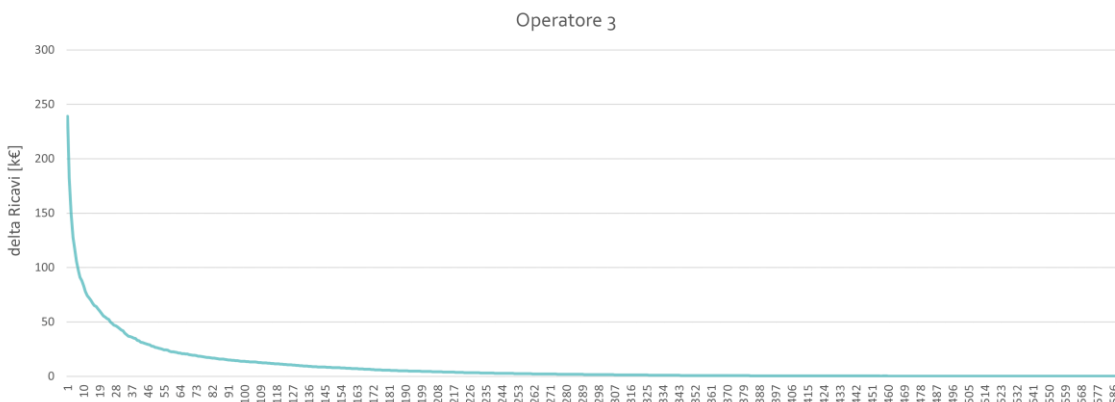


Figura 5.19 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 3

La Figura 5.20 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 4. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 150 ore nell'anno, con un massimo intorno ai 18.000 €, nettamente inferiore ai massimi registrati dagli altri operatori.

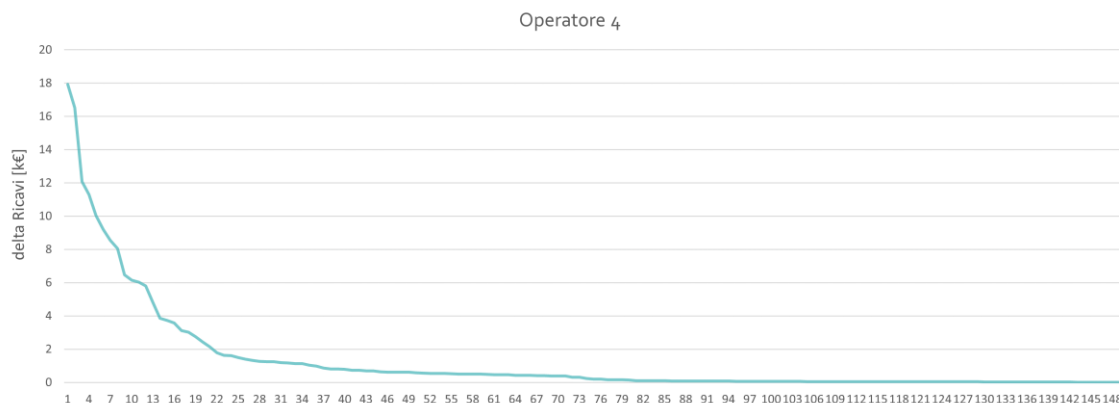


Figura 5.20 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 4

Infine, per quanto concerne l'Operatore 5, la Figura 5.21 ne riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi, ottenute complessivamente in Italia. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 700 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 20 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 220.000 €.

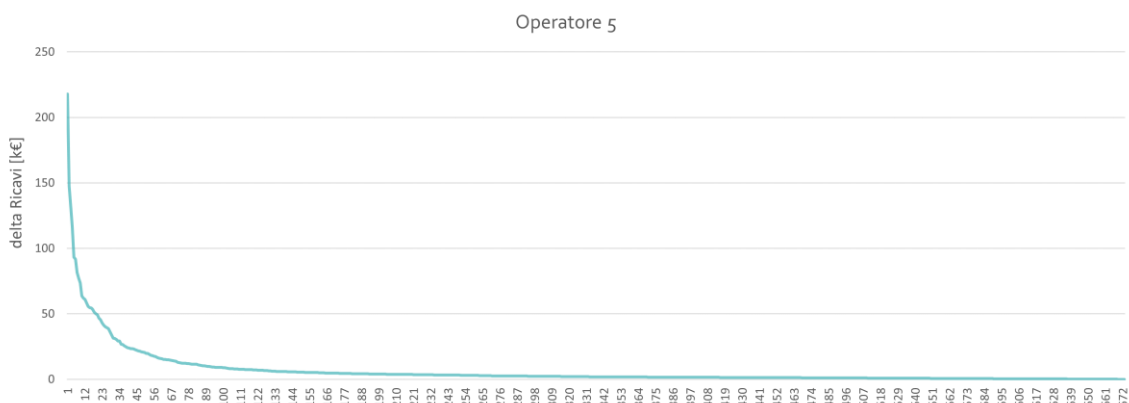


Figura 5.21 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 5

Per sintetizzare, nella Figura 5.22 si mettono a confronto le curve di durata delle variazioni orarie dei ricavi ottenuti complessivamente in Italia dai diversi operatori analizzati. È evidente come l'Operatore 2 sia quello che avrebbe registrato il maggior beneficio economico dall'attuazione di pratiche di *capacity withholding*, secondo le ipotesi assunte per il presente studio e menzionate precedentemente. Esso, infatti, riporta in generale il maggior numero di variazioni con ampiezza significativa. D'altra parte, gli Operatori 1, 3 e 5 sono sostanzialmente allineati tra di loro. Infine, l'Operatore 4 risulta essere quello che potrebbe trarre il beneficio economico più basso rispetto agli altri operatori, sia in termini di frequenza delle variazioni significative (sia di prezzo che di ricavi), sia in termini di entità; dunque, quest'ultimo risulta l'operatore che manifesta la minor probabilità relativa all'attuazione di strategie riconducibili al *capacity withholding*.

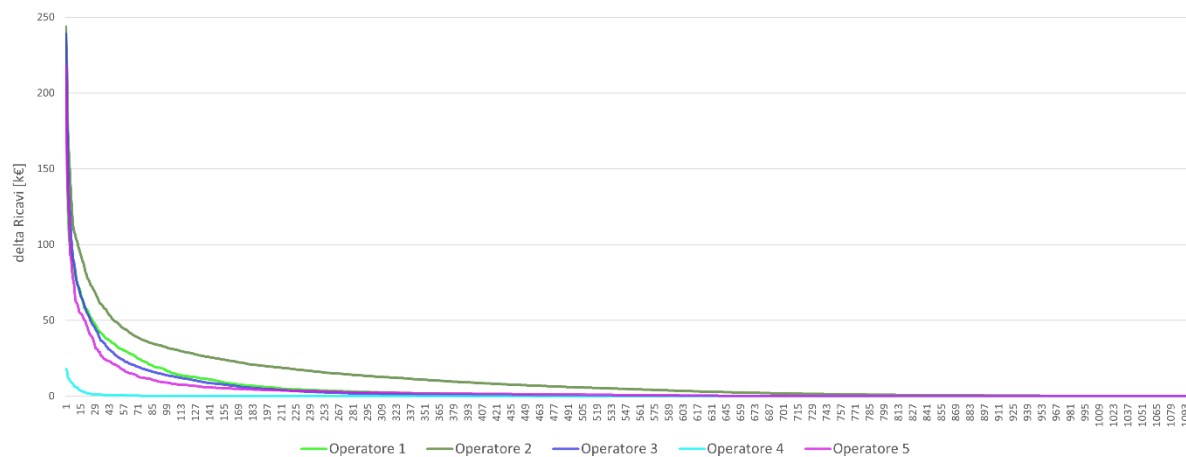


Figura 5.22 - Confronto tra le curve di durata delle variazioni orarie complessive dei ricavi per i diversi operatori analizzati

5.2 Scenari senza PUN

La simulazione degli scenari senza PUN è stata effettuata adoperando una versione alternativa dello strumento MACSIMCA che sfrutta un solutore puramente zonale, ottenuto mediante l'eliminazione del vincolo del PUN dal modello matematico che simula l'incrocio della curva di domanda con quella di offerta per il mercato MGP. Pertanto, tutte le offerte (sia quelle di acquisto che quelle di vendita) sono state valorizzate al prezzo zonale. Di seguito si riportano i risultati, in termini di variazione dei prezzi zionali e dei ricavi, tra gli scenari base e i rispettivi scenari sensitivity, con le stesse ipotesi menzionate per l'analisi precedente.

5.2.1 Variazione dei prezzi zionali

Le variazioni in termini di prezzo zonale tra gli scenari base e i rispettivi scenari sensitivity sono sintetizzate di seguito. Nello specifico, la Tabella 5.10 mostra, per ciascun operatore, la percentuale di ore nell'anno caratterizzate da eventi significativi, ossia con variazioni del prezzo zonale maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince che le zone con la più alta frequenza annua di variazioni significative sono il Nord e il Centro Nord, con una media tra gli operatori di circa il 20,60 %. Di contro, la zona con il minor numero di eventi significativi è la zona Sicilia, con una frequenza media percentuale di circa il 16,50%. Come per gli scenari con PUN, anche negli scenari senza PUN l'Operatore 2 mostra la percentuale annua di variazioni significative maggiore, con una media tra le zone di circa il 25%. L'operatore con la minor percentuale è, ancora una volta, l'Operatore 4, con una media tra le zone di circa il 14%.

Tabella 5.10 - Percentuali dell'anno che mostrano variazioni del prezzo zonale maggiori o uguale a 1 €/MWh, per ciascun operatore analizzato

[%]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	18,89	25,91	15,82	12,92	16,56	18,02
CNOR	22,70	25,73	16,43	15,96	22,03	20,57
CSUD	20,41	25,63	16,28	14,03	19,37	19,14
NORD	22,81	25,75	16,45	16,11	22,08	20,64
SARD	19,53	24,46	15,61	13,52	19,98	18,62
SICI	17,36	23,72	14,65	11,75	15,07	16,51
SUD	19,81	26,44	16,68	13,64	17,65	18,84
Media	20,22	25,38	15,99	13,99	18,96	

Per ciascun operatore analizzato, la Tabella 5.11 riporta il 70° e 90° percentile delle variazioni di prezzo zonale calcolati nell'intervallo significativo di ciascun operatore, ossia riferiti alle variazioni maggiori o uguali a 1 €/MWh. Da essa si evince come l'Operatore 2 mostri i percentili più alti, con una variazione media di prezzo zonale inferiore a circa 10,20 €/MWh nel 90° dei casi e inferiore a circa 4,90 €/MWh nel 70° dei casi. Poco lontano si colloca l'Operatore 1, con valori medi di circa 9,20 €/MWh come 90° percentile e 4,70 €/MWh come 70° percentile. L'operatore con i percentili più bassi è l'Operatore 4, che mostra una variazione media di prezzo zonale inferiore a 3,90 €/MWh nel 70° dei casi e inferiore a 7,65 €/MWh nel 90° dei casi. Inoltre, le zone che mediamente tra i diversi scenari analizzati hanno riportato i percentili più alti sono le zone Sicilia e Calabria, sebbene mostrino le più basse percentuali annue con variazioni significative del prezzo zonale riportate.

Tabella 5.11 - 70° e 90° percentile della variazione di prezzo zonale nell'intervallo significativo, per ciascun operatore analizzato

[€/MWh]	Operatore 1		Operatore 2		Operatore 3		Operatore 4		Operatore 5		Medie	
	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p	70°p	90°p
CALA	4,75	9,37	5,40	11,51	4,84	10	3,99	8,06	4,10	8,06	4,62	9,40
CNOR	4,70	9,20	4,47	8,89	4	7,68	3,87	7,52	4,25	8,10	4,26	8,28

CSUD	4,58	9	4,87	10	4,23	9	3,84	7,31	4,25	8,14	3,35	8,69
NORD	4,74	9,20	4,47	8,92	4	7,65	3,91	7,60	4,24	8,09	4,27	8,29
SARD	4,48	8,55	4,66	9,70	4,07	9	3,77	7	4,61	9,98	4,32	8,85
SICI	4,70	9,58	5,53	11,73	4,89	10,02	3,96	8,09	4,04	8,08	4,62	9,50
SUD	4,75	9,23	5,07	10,85	4,87	10	3,98	8	4,19	8,11	4,57	9,24
Media	4,67	9,16	4,92	10,23	4,41	9,05	3,90	7,65	4,24	8,37		

Inoltre, nella Tabella 5.12 sono riportati i valori massimi delle variazioni orarie di prezzo zonale registrati nei diversi scenari analizzati. In particolare, si evince che l'Operatore 2 registra mediamente il picco di variazione più alta, intorno a 85 €/MWh, trainato principalmente dalla zona Sardegna, che riporta una variazione massima di 160 €/MWh. L'operatore con i picchi di variazione più bassi è l'Operatore 4, con una media tra le zone di circa 37 €/MWh. In generale, il picco di variazione più elevato si registra nella zona Sardegna per l'Operatore 5, il quale raggiunge variazioni di circa 254 €/MWh. Alternativamente, spostando il focus dagli operatori alle zone di mercato, le zone che registrano picchi di variazione di prezzo maggiori sono quelle del sud e delle isole, con in testa la Sardegna, con una media tra gli operatori di 132 €/MWh. Le zone che registrano, invece, le variazioni massime più contenute sono ancora una volta il Nord, il Centro Nord e il Centro Sud.

Tabella 5.12 - Valori massimi delle variazioni orarie di prezzo zonale per ciascun operatore analizzato

[€/MWh]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	62,73	106,17	76,28	52,43	26,90	64,90
CNOR	40,69	34	34,04	24	36,88	33,92
CSUD	59,08	45,80	45,80	26,90	30,67	41,65
NORD	40,23	34	34,04	24	36,88	33,83
SARD	59,08	160	160	26,90	254,02	132
SICI	62,73	106,17	109,57	52,43	26,90	71,56
SUD	62,73	106,17	76,28	52,43	30,67	65,66
Media	55,32	84,62	76,57	37,01	63,27	

Di seguito si analizzano singolarmente gli scenari di ciascun operatore in maniera grafica.

La Figura 5.23 mette a confronto per l'Operatore 1 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evince come per tale operatore le variazioni di prezzo sono abbastanza allineate tra le diverse zone.

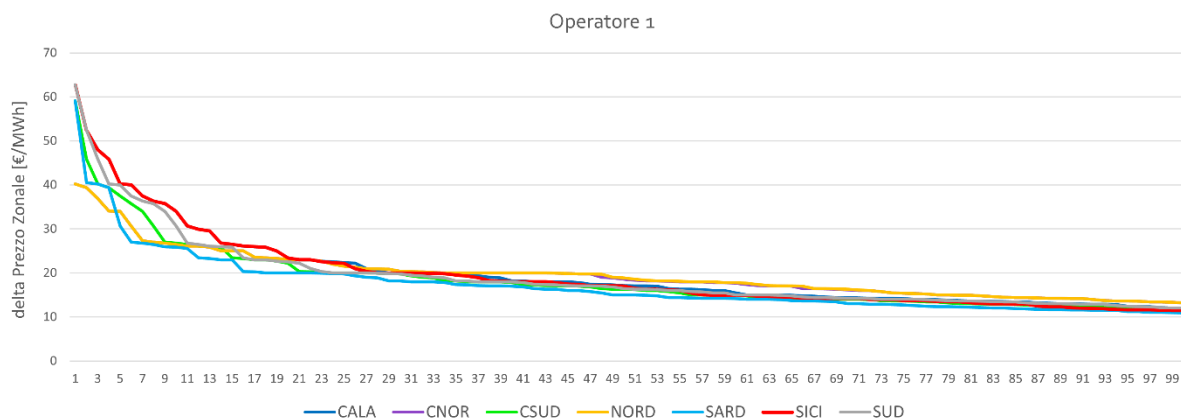


Figura 5.23 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 1 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.24, invece, mette a confronto per l'Operatore 2 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evincono tre diversi trend: il primo, quello con maggior influenza sul prezzo zonale, è rappresentato dalle zone Sicilia, Calabria e Sud (trascorrendo il picco della Sardegna, il più alto tra le zone, concentrato in un'unica sessione del mese di agosto); il secondo, con impatto medio, comprende le zone Sardegna e Centro Sud; infine il terzo trend, quello con la minor influenza sui prezzi, è rappresentato dalle zone più settentrionali, Nord e Centro Nord.

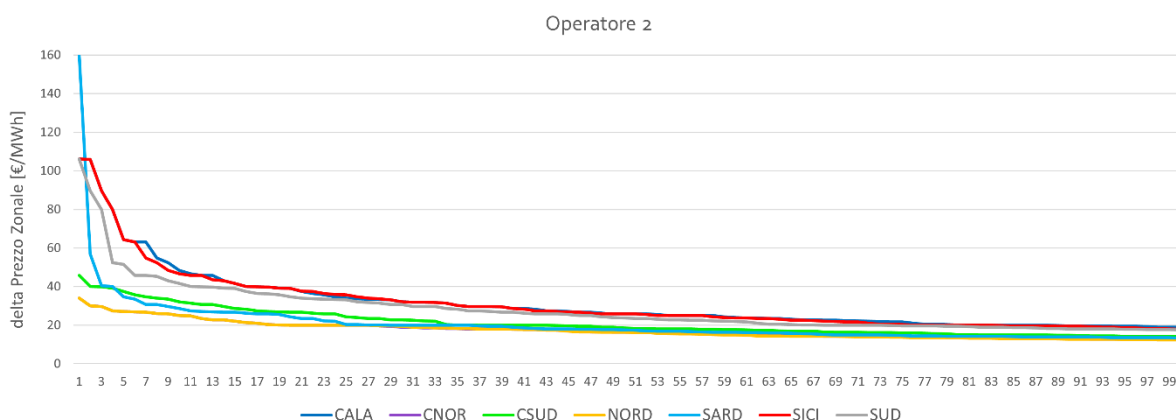


Figura 5.24 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 2 (primi 100 eventi significativi)

Ancora una volta, la Figura 5.25 mostra il confronto tra le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 3, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Si evidenziano due macro-trend: il primo, quello con maggior impatto sul prezzo zonale, è rappresentato dalle zone Sardegna, Sicilia, Sud e Calabria; il secondo, invece, comprende le zone Nord, Centro Nord e Centro Sud.

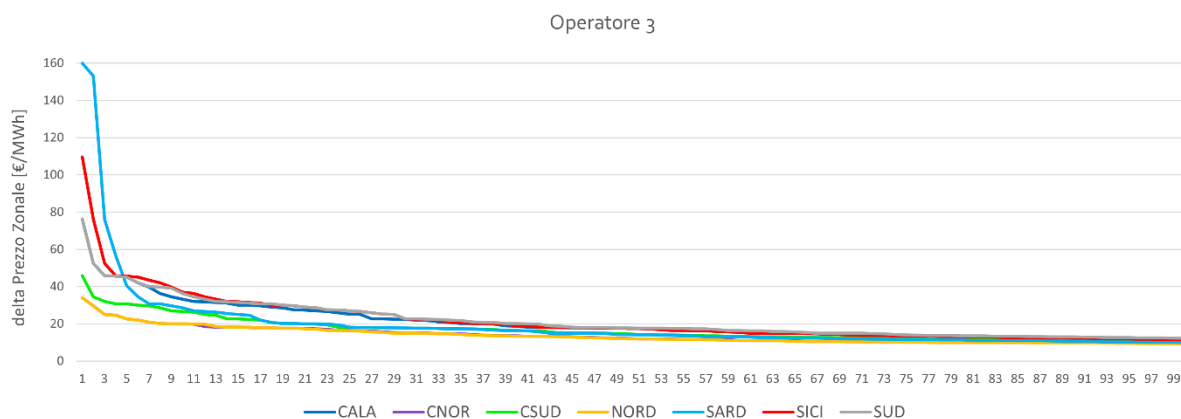


Figura 5.25 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 3 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.26 mostra il confronto tra le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 4, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. Da essa si evincono due macro-trend, quello con il più alto impatto sui prezzi è costituito dalle zone Sud, Sicilia e Calabria; il secondo, con impatto più contenuto, comprende le rimanenti zone, con variazioni massime pari a circa la metà di quelle del primo macro-trend.

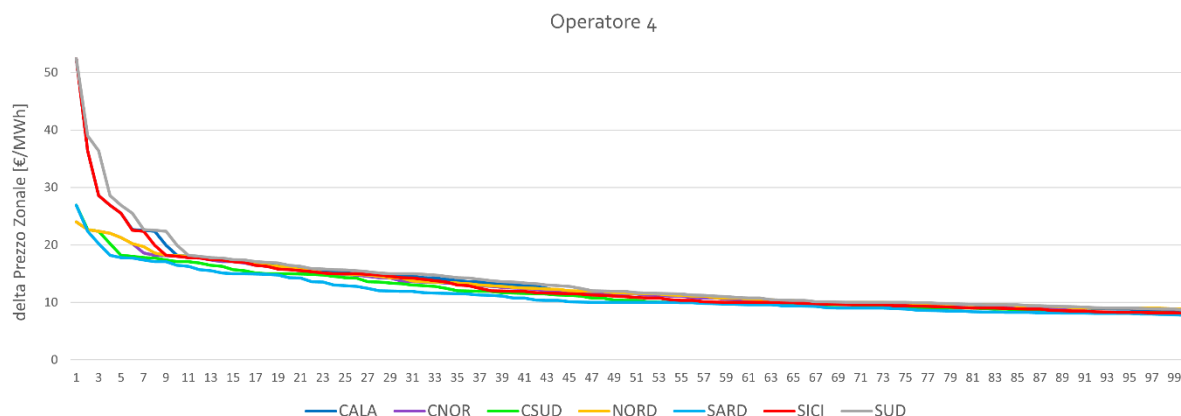


Figura 5.26 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 4 (primi 100 eventi significativi)

La Figura 5.27 mette a confronto per l'Operatore 5 le diverse curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale, focalizzandosi sui primi 100 eventi significativi di ampiezza più elevata. È opportuno notare come per questo operatore la zona Sardegna abbia un impatto notevolmente più alto rispetto alle altre zone, abbastanza allineate tra loro, in termini di ampiezza delle variazioni di prezzo zonale. Dunque, in base alle ipotesi sopra menzionate, per l'Operatore 5 la zona Sardegna (in specifiche ore, concentrate ancora una volta nella seconda metà dell'anno) risulta la zona con il più alto rischio di *capacity withholding*, per via di un aumento spropositato del prezzo zonale.

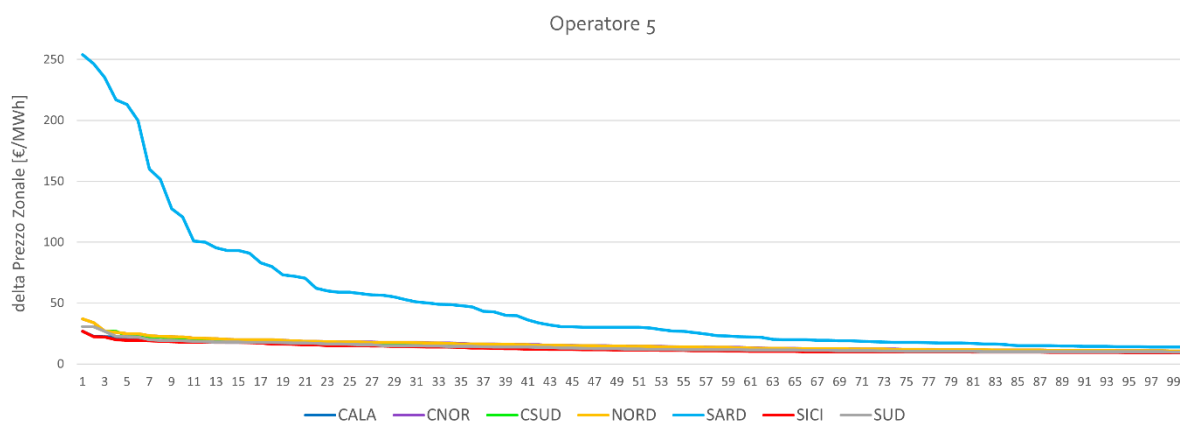


Figura 5.27 - Curve di durata delle variazioni orarie di prezzo zonale per l'Operatore 5 (primi 100 eventi significativi)

5.2.2 Variazione dei ricavi

Per ogni operatore, le variazioni dei ricavi sono ottenute come differenza tra i ricavi realizzati dall'operatore nello scenario base e i ricavi ottenuti nello scenario sensitivity. Di seguito sono sintetizzati i principali risultati. Le ore aventi variazioni dei ricavi positive e, per ipotesi, maggiori o uguali a 1 € sono considerate significative per la presente analisi, poiché caratterizzanti ore a rischio di *capacity withholding*. La Tabella 5.13 mostra, per ciascuna zona e per ciascun operatore, la percentuale annua di ore aventi una variazione significativa sui ricavi. È opportuno notare che alcuni operatori non hanno mostrato variazioni significative dei ricavi in tutte le zone; ciò è imputabile al fatto che talvolta i ricavi degli scenari base, pur vedendo prezzi zonali più alti dei rispettivi scenari sensitivity, risultano essere più bassi dei ricavi di questi ultimi, proprio in virtù del trattenimento di capacità assunto in ipotesi, portando dunque a variazioni orarie negative. Si può confermare come l'Operatore 2, anche in questo contesto caratterizzato dal superamento del PUN, mostri ancora percentuali annue con variazioni significative dei ricavi ampiamente maggiori di quelle degli altri operatori, particolarmente concentrate nelle zone Calabria, Nord e Sud, con un valore medio annuo sul territorio italiano di circa l'8%. A seguire vi è l'Operatore 3, il quale vede una percentuale media italiana del 4,60%, trainata principalmente dalla zona Nord. L'Operatore 4 ha la percentuale media italiana più bassa, intorno allo 0,40% annuo. Dunque, ancora una volta, la zona Nord risulta essere, mediamente, la zona nella quale risulta più alta la probabilità di trarre beneficio economico dalle strategie di *capacity withholding*.

Tabella 5.13 - Percentuali dell'anno che mostrano variazioni orarie di ricavi maggiori o uguale a 1 €, per ciascuna zona e per ciascun operatore analizzato

[%]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	3,71	12,92	3,86	-	-	4,10
CNOR	2,26	5,17	3,13	0,29	-	2,17
CSUD	4,08	6,84	5,15	-	-	3,21
NORD	6	9,25	6,42	1,51	7,08	6,05
SARD	1,62	5,51	3,42	-	4,16	2,94
SICI	1,38	7,19	5,57	0,13	0,01	2,86
SUD	3,31	8,44	4,51	0,43	-	3,34
Media	3,19	7,90	4,58	0,34	1,61	

Nella Tabella 5.14 sono riportati i valori massimi delle variazioni orarie dei ricavi registrati nelle diverse zone e nei diversi scenari analizzati. In particolare, si evince che l'Operatore 5 registra il picco di variazione oraria più alto, intorno ai 135.000 €, nella zona Sardegna e mostra una media italiana di circa 26.000 €. In media, l'operatore con i picchi più alti è l'Operatore 2, con un valore medio tra le zone di circa 39.000 €, trainato principalmente dalla zona Calabria, la quale registra il secondo picco più alto (intorno ai 115.000 €). In coda, l'Operatore 4 risulta essere quello con le più basse variazioni orarie massime, con una media sul territorio italiano di circa 3.000 €. Alternativamente, spostando il focus dagli operatori alle zone di mercato, la zona che ha registrato i picchi di variazione oraria dei ricavi più alti è il Nord, con una media tra i diversi operatori analizzati di circa 45.000 €. In coda vi è la zona Centro Nord, la quale presenta la più bassa variazione oraria massima dei ricavi, con una media tra gli operatori di circa 6.500 €.

Tabella 5.14 - Valori massimi delle variazioni orarie dei ricavi per ciascuna zona e per ciascun operatore analizzato (valori riportati in migliaia di €)

[k€]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	38,29	115,74	8,80	-	-	32,57
CNOR	0,53	1,40	29,44	1,16	-	6,51
CSUD	33,82	33,14	37	-	-	20,79
NORD	80,97	44,35	43,23	9,14	49,21	45,38

SARD	1,43	5,94	15,83	-	134,58	31,56
SICI	0,33	15,26	48,90	0,023	0,32	12,97
SUD	3,51	58,97	44,29	8,98	-	23,15
Media	22,70	39,26	32,50	2,76	26,30	

Infine, la Tabella 5.15 riassume, per ciascun operatore analizzato, il totale annuo delle variazioni orarie significative dei ricavi, in ciascuna zona di mercato e complessivamente in Italia. Si evince come l'Operatore 1 sia quello con la massima variazione di ricavi in Italia, con un totale annuo di circa 13,4 milioni di €, trainato principalmente dai ricavi delle zone Calabria e Nord. A seguire ci sono gli Operatori 1 e 3, con una variazione totale di circa 5,2 milioni di €, anch'essi trainati prevalentemente dalla zona Nord. In terza posizione si trova l'Operatore 5, che vede una variazione dei ricavi di circa 4,2 milioni di €, il quale deve i contributi principali alle zone Nord e Sardegna. Infine vi è l'Operatore 4, che mostra una differenza di circa 185.000 € tra i ricavi dello scenario base rispetto a quelli dello scenario sensitivity, imputabili ancora principalmente alle zone Nord e Sud. Questi risultati evidenziano, similmente agli scenari con il PUN, come la zona Nord e la zona Calabria siano, per l'anno 2022, le zone che mediamente potrebbero essere state caratterizzate dalla maggior entità di profitto economico derivante da potenziali pratiche di *capacity withholding* da parte degli operatori analizzati, in relazione alle ipotesi assunte per il presente studio.

È opportuno ricordare ancora una volta che tali risultati non intendono verificare e quantificare la presenza di situazioni di abuso di mercato avvenute nell'anno 2022, ma hanno come obiettivo quello di stimare la potenziale influenza che un trattenimento di capacità del 2% da parte dei principali operatori possa comportare sugli esiti del mercato MGP.

Tabella 5.15 - Totale annuo delle variazioni significative dei ricavi, per le diverse zone e per i diversi operatori analizzati (valori riportati in migliaia di €)

[k€]	Operatore 1	Operatore 2	Operatore 3	Operatore 4	Operatore 5	Media
CALA	728	5877,12	35,78	-	-	1328,18
CNOR	10,68	50,26	291,56	3,11	-	71,12
CSUD	774,29	1166,63	987,98	-	-	585,78
NORD	3623,06	3667,74	1647,15	94,48	2173,51	2241,19
SARD	9,36	80,22	228,35	-	2092,65	482,12
SICI	3,73	539,28	946,17	0,094	0,32	297,92
SUD	61,24	1978,16	1148,85	87,30	-	655,11
Totale	5210,36	13359,41	5285,84	184,98	4266,48	

La Figura 5.28 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 1. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 500 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 25 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 160.000 €.

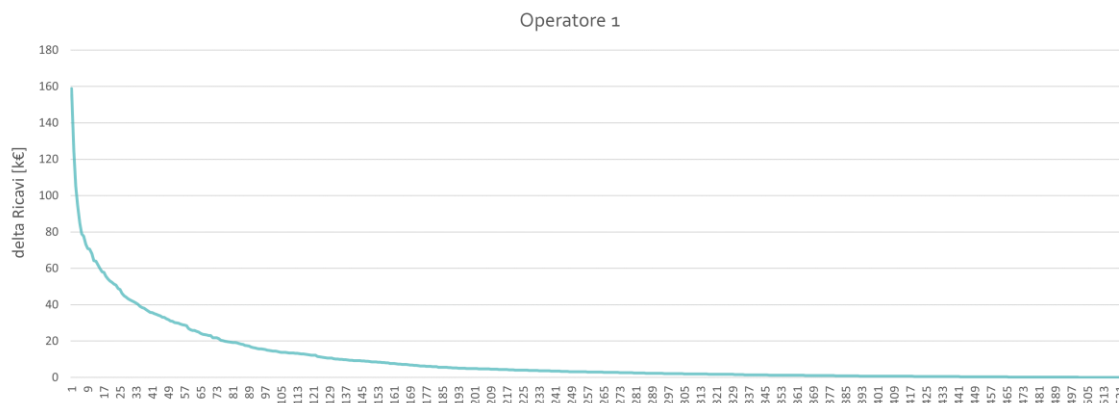


Figura 5.28 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 1

Per quanto concerne l'Operatore 2, la Figura 5.29 ne riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi, ottenute complessivamente in Italia. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 1100 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 50 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 275.000 €.

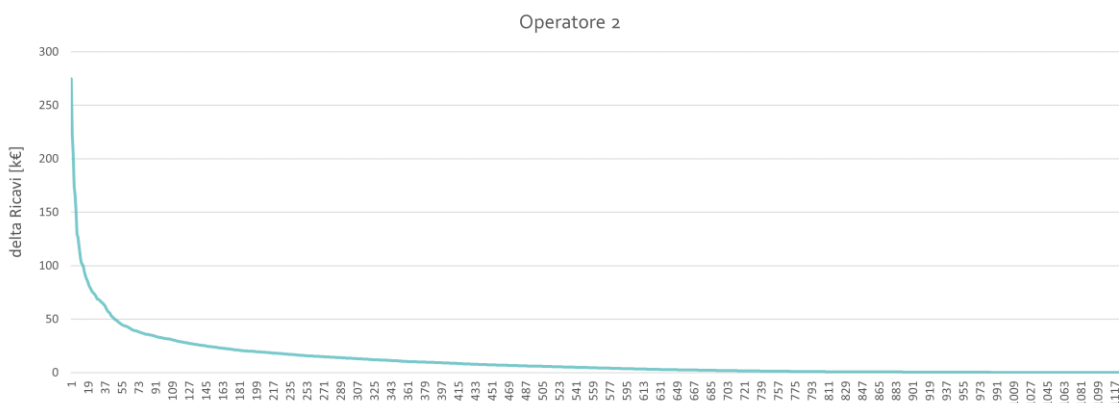


Figura 5.29 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 2

Similmente, la Figura 5.30 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 3. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 600 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 25 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 230.000 €.

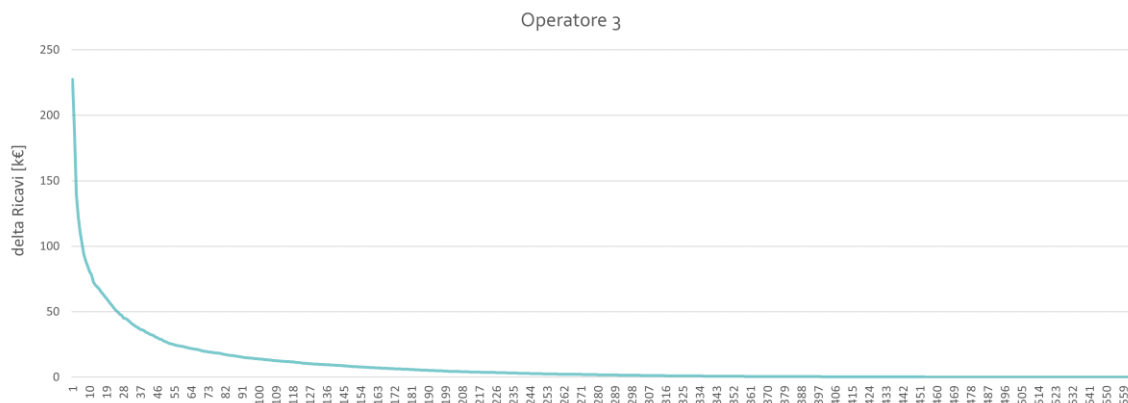


Figura 5.30 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 3

La Figura 5.31 riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenute complessivamente in Italia dall'Operatore 4. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 130 ore nell'anno, con un massimo intorno ai 19.000 €, nettamente inferiore ai massimi registrati dagli altri operatori.

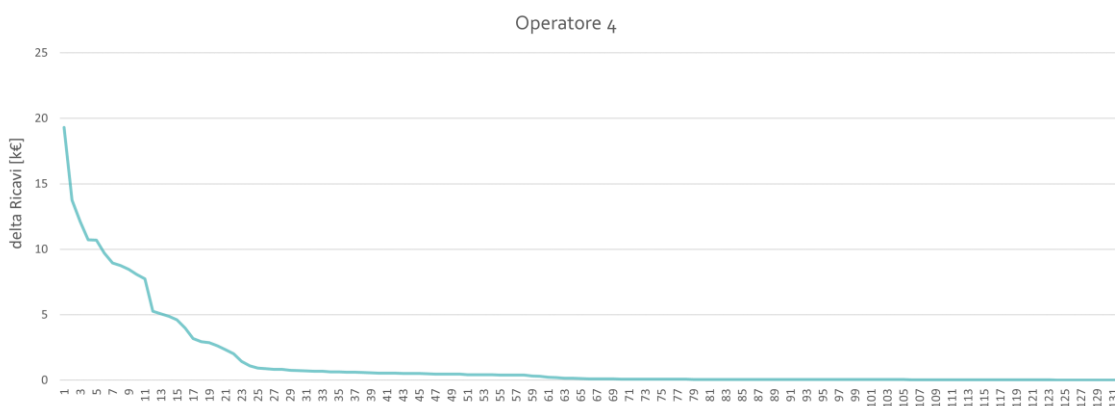


Figura 5.31 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 4

Infine, per quanto concerne l'Operatore 5, in Figura 5.32 si riporta la curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi, ottenute complessivamente in Italia. Da essa si evince come tale operatore riporti una variazione significativa per circa 600 ore nell'anno, con un valore di oltre 50.000 € per circa 20 ore. La massima variazione oraria dei ricavi si assesta, invece, intorno ai 184.000 €.

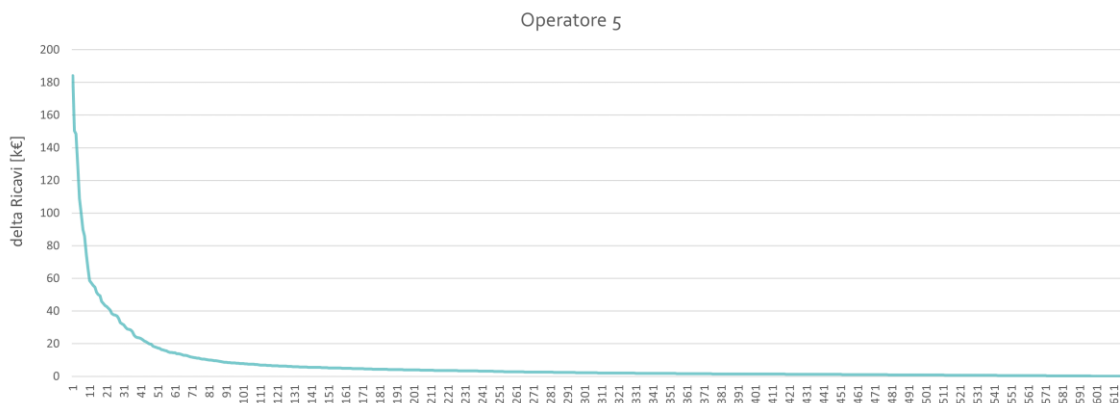


Figura 5.32 - Curva di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi in Italia per l'Operatore 5

Per sintetizzare, nella Figura 5.33 si mettono a confronto le curve di durata delle variazioni orarie significative dei ricavi ottenuti complessivamente in Italia dai diversi operatori analizzati. È evidente come l'Operatore 2 sia quello che avrebbe potuto registrare il maggior beneficio economico dall'attuazione di pratiche di *capacity withholding*, secondo le ipotesi assunte e menzionate precedentemente. Esso, infatti, riporta in generale il maggior numero di variazioni con ampiezza significativa. D'altra parte, gli Operatori 1, 3 e 5 sono sostanzialmente allineati tra di loro. Infine, l'Operatore 4 risulta essere quello che trae il beneficio economico più basso rispetto agli altri operatori, sia in termini di frequenza delle variazioni significative, sia in termini di entità; dunque, quest'ultimo risulta l'operatore che manifesta la minor probabilità di attuare strategie di trattenimento della capacità tra i cinque operatori analizzati.

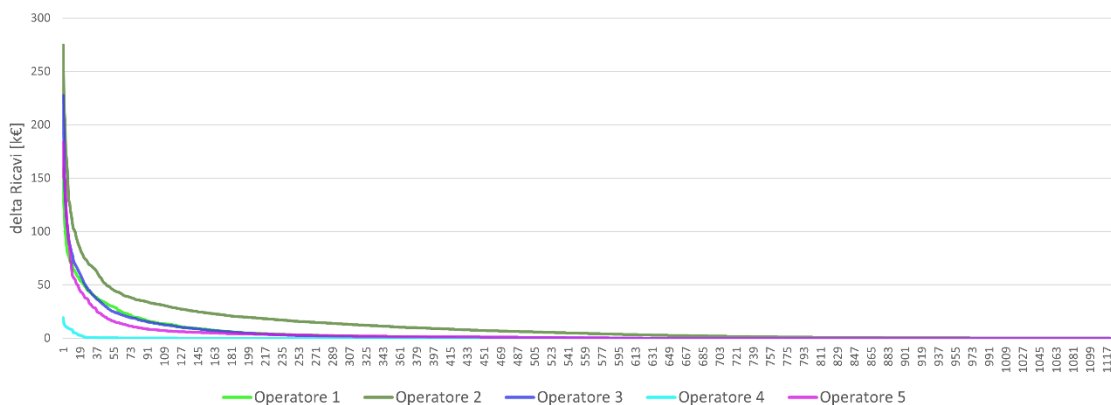


Figura 5.33 - Confronto tra le curve di durata delle variazioni orarie complessive dei ricavi per i diversi operatori analizzati

5.3 Confronto tra gli scenari con PUN e senza PUN

L'obiettivo della presente sezione è quello di confrontare il differente impatto, in termini di frequenza e convenienza economica, derivante da possibili pratiche di *capacity withholding* applicate nei due diversi contesti illustrati nei precedenti capitoli: il primo, caratterizzato dalla presenza del PUN lato acquisti, riflette il contesto di mercato attuale; il secondo rappresenta invece il contesto dei prossimi anni, caratterizzato da un mercato del giorno prima puramente zonale. Dunque, si riportano i risultati principali in termini di differenze tra gli scenari simulati con il vincolo del PUN e quelli simulati senza PUN. In primo luogo, nella Figura 5.34 si mostrano a confronto le percentuali annue con variazioni significative sui prezzi zonali, per ciascun operatore analizzato. È evidente il trend in leggero ribasso nel passaggio da una simulazione di mercato con PUN ad una simulazione senza PUN. La riduzione maggiore si ha per l'Operatore 4, pari a circa l'8,50%, quella più bassa si verifica per l'Operatore 2, intorno al 3%.



Figura 5.34 – Confronto della percentuale annua di eventi significativi sul prezzo zonale tra gli scenari con PUN e senza PUN, media sulle zone

La Figura 5.35 mostra, invece, un dettaglio zonale: ossia mostra il confronto tra i due casi, con PUN e senza PUN, delle frequenze annue percentuali di variazione significativa sui prezzi per ciascuna zona di mercato italiana, calcolate come media tra gli scenari dei diversi operatori analizzati. Anche in questo caso si può notare il trend in leggero ribasso nel passaggio agli scenari senza PUN. Le zone Centro Nord e Nord, che vedono in entrambe le situazioni la percentuale annua con variazioni più alta, subiscono il ribasso maggiore (rispettivamente del 10% e del 9,80%).

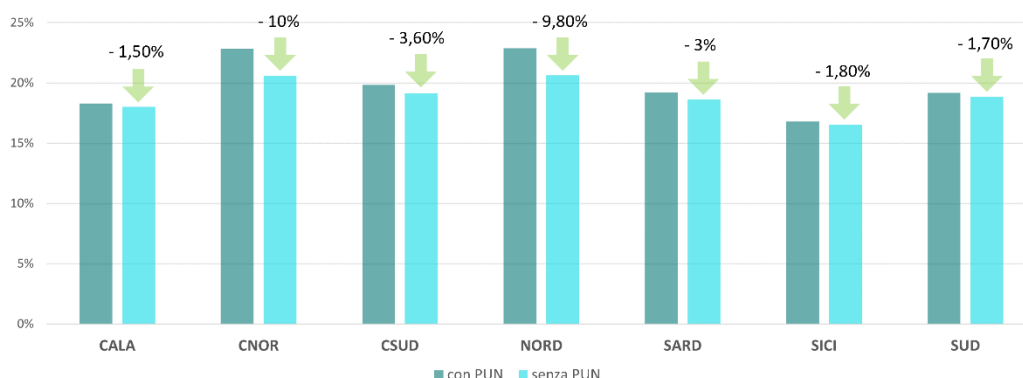


Figura 5.35 - Confronto della percentuale annua di eventi significativi sul prezzo zonale tra gli scenari con PUN e senza PUN, media sugli operatori



Per concludere, la Figura 5.36 mostra il confronto tra i casi con PUN e quelli senza PUN del totale annuo delle variazioni significative dei ricavi di ciascun operatore. Ancora una volta si può notare come l'Operatore 2 mostri, in entrambi i casi, un guadagno complessivo più che raddoppiato rispetto a quello ottenibile dagli altri operatori di mercato. Per di più, nel passaggio alle simulazioni senza vincolo del PUN, tale operatore vede accrescere il suo vantaggio economico del 2% circa, nonostante la riduzione del numero di ore caratterizzate da variazioni significative di prezzo zonale, per via dell'aumento dell'ampiezza media di queste ultime. Per l'Operatore 3 non vi è nessuna modifica sostanziale nel passaggio ad un mercato senza PUN, mentre invece per gli Operatori 1, 4 e 5 si registra un considerevole ribasso, rispettivamente del 12,60%, 3,80% e 5,20%.

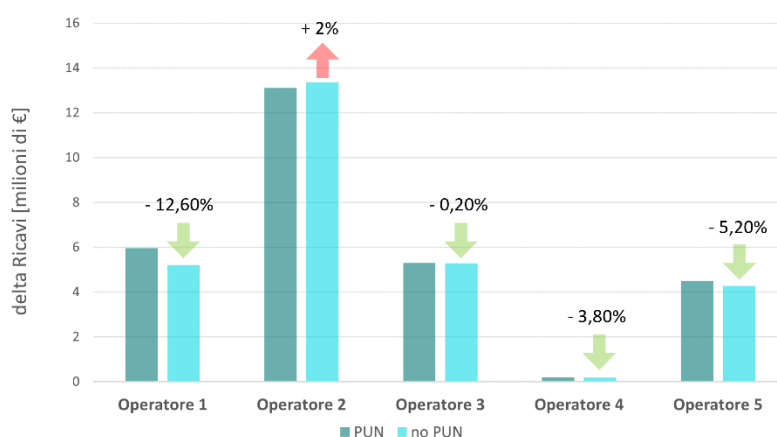


Figura 5.36 – Confronto tra i casi con PUN e senza PUN delle variazioni totali annue dei ricavi di ciascun operatore



6 - CONCLUSIONI

Attraverso le attività descritte nel presente Rapporto si è voluto stimare l'impatto che eventuali strategie riconducibili al *capacity withholding* potrebbero aver avuto sul Mercato del Giorno Prima (MGP) italiano, in termini di influenza sui prezzi di mercato e sui ricavi degli operatori considerati. Tale studio è stato realizzato analizzando a posteriori gli esiti del mercato MGP del 2022 ed effettuando alcune ipotesi di modifica delle offerte, al fine di evidenziare se vi siano state ore e zone con potenziale rischio di *capacity withholding*, ossia situazioni in cui sia stata alta la probabilità di ottenere un vantaggio economico derivante dall'attuazione di tali strategie di manipolazione di mercato. L'analisi descritta è limitata all'ipotesi di trattenimento del 2% di capacità lungo tutte le sessioni dell'anno di riferimento, per ciascuno degli operatori di mercato selezionati, esaminati singolarmente. I risultati hanno mostrato come le zone Nord e Centro Nord siano quelle con maggior probabilità di trattenimento di capacità, mentre i picchi di variazione di prezzo più elevati si sono verificati nel sud e nelle isole, sebbene fossero eventi sporadici prevalentemente concentrati nella seconda metà dell'anno, ma comunque degni di nota.

Infine, l'analisi è stata riproposta al caso di un MGP senza vincolo sul PUN, prezzo al quale vengono valorizzate tutte le offerte di acquisto in Italia. Il passaggio ad una simulazione senza PUN ha comportato in tutti gli scenari analizzati una riduzione nel numero di ore dell'anno influenzate negativamente da tali strategie di manipolazione e, dunque, da una conseguente riduzione del vantaggio economico ottenibile dagli operatori, ad eccezione di un solo *player*, il quale è risultato essere quello più propenso all'attuazione di tali strategie nel 2022, in entrambi i casi (con PUN e senza).

Ciononostante, è opportuno ricordare che l'obiettivo della presente analisi non è quello di individuare la presenza di comportamenti abusivi avvenuti nel mercato italiano, bensì di fornire supporto nell'implementazione di una possibile strategia di sorveglianza dei mercati, conformemente alle prescrizioni del REMIT.



7 - BIBLIOGRAFIA

- [1] Parlamento Europeo, Consiglio dell'Unione Europea, «DIRETTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica,» 1996.
- [2] Parlamento Europeo, Consiglio dell'Unione Europea, «DIRETTIVA 98/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale,» 1998.
- [3] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «Regolamento (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica,» 2019.
- [4] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE,» 2019.
- [5] European Commission - Competition DG, «DG Competition Report on Energy Sector Inquiry,» Brussels, 2017.
- [6] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «DIRETTIVA 2014/57/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 16 aprile 2014 relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (direttiva abusi di mercato),» 2014.
- [7] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «REGOLAMENTO (UE) N. 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso,» 2011.
- [8] ACER, «ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. 6th Edition,» 2021.
- [9] Commissione Europea, «Proposta di REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 e (UE) 2019/942 per migliorare la protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso,» Strasburgo, 2023.
- [10] A. Zani, P. Grisi, A. Geracitano e A. Alberizzi, «Metodologie e applicazioni per l'analisi del comportamento degli operatori di mercato (REMIT),» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21009871, Milano, 2021.
- [11] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «REGOLAMENTO (UE) 2022/2576 DEL CONSIGLIO del 19 dicembre 2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas,» 2022.
- [12] A., Gelmini; M., Ricci; M., Innorta;, «Determinazione dell'equilibrio del mercato del giorno prima dell'energia con prezzo uniforme per i consumatori e prezzi zonali per i generatori: modello matematico e procedura,» CESI rapporto A6004216.
- [13] NEMO Committee, «EUPHEMIA Public Description. Single Price Coupling Algorithm,» 2020.
- [14] ARERA, «Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta 2022 - Volume 1,» Milano, 2023.



8 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ACER	The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
CALA	Calabria (zona di mercato elettrico)
CE4AE	Clean Energy for All European Package
CEER	Council of European Energy Regulators
CESR	Committee of European Securities Regulators
CNOR	Centro Nord (zona di mercato elettrico)
CSUD	Centro Sud (zona di mercato elettrico)
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ESMA	European Securities and Markets Authority
FTP	File Transfer Protocol
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GNL	Gas Naturale Liquefatto
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
IIP	Inside Information Platform
MAD	Direttiva sugli Abusi di Mercato
MGP	Mercato del Giorno Prima
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NORD	Nord (zona di mercato elettrico)
PUN	Prezzo Unico Nazionale
RdS	Ricerca di Sistema
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SARD	Sardegna (zona di mercato elettrico)
SICI	Sicilia (zona di mercato elettrico)
SUD	Sud (zona di mercato elettrico)