



Corso di laurea in Economia e finanza

Cattedra di Econometria per la finanza

# Dinamiche di *long memory* nei mercati elettrici europei: analisi FCVAR su Italia, Francia e Germania

Prof. Federico Carlini

---

RELATORE

Prof. Francesco Del Pizzo  
Ing. Federico Quaglia  
Prof. Matteo Paradisi

---

CORRELATORE

Matr.773801  
Laura Giannuzzi

---

CANDIDATO

Anno Accademico 2024/2025



# Indice

|                                                                           |           |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Introduzione .....</b>                                                 | <b>5</b>  |
| <b>Capitolo 1: Introduzione e Contesto del Mercato Elettrico.....</b>     | <b>8</b>  |
| 1.1 Il sistema elettrico e la transizione energetica .....                | 8         |
| 1.2 Il contesto italiano .....                                            | 11        |
| 1.3 Il Mercato elettrico.....                                             | 15        |
| 1.3.1 Il Mercato del Giorno Prima ( <i>Day-ahead</i> ) .....              | 21        |
| 1.3.2 Mercato Infragiornaliero ( <i>Intraday</i> ) .....                  | 29        |
| 1.3.3 Mercato per il Servizio di Dispacciamento.....                      | 31        |
| 1.4 Obiettivi della ricerca e struttura della Tesi .....                  | 32        |
| <b>Capitolo 2: Analisi empirica delle interdipendenze dei prezzi.....</b> | <b>33</b> |
| 2.1 Introduzione del processo e obiettivi dell'analisi .....              | 33        |
| 2.2 Approccio metodologico.....                                           | 34        |
| 2.3 Analisi del Caso Italiano: IT-Nord e IT-Sicilia .....                 | 35        |
| 2.3.1 Analisi descrittiva e Test preliminari .....                        | 36        |
| 2.3.2 Analisi grafica .....                                               | 37        |
| 2.4 Diagnostica univariata del Prezzo medio aggregato .....               | 39        |
| 2.4.1 Analisi delle componenti stagionali.....                            | 40        |
| 2.4.2 Analisi di stazionarietà.....                                       | 41        |
| 2.4.3 Stima di un modello ARIMA per il Prezzo Medio.....                  | 44        |
| 2.4.4 Risultati della stima e analisi dei residui .....                   | 46        |
| 2.5 Analisi di cointegrazione .....                                       | 49        |
| 2.6 Stima e analisi del modello VARX .....                                | 50        |
| 2.6.1 Analisi delle <i>Impulse Response Function</i> (IRF).....           | 52        |
| 2.7 Conclusioni.....                                                      | 54        |
| Appendice 2 .....                                                         | 55        |
| <b>Capitolo 3: Analisi delle interdipendenze europee .....</b>            | <b>59</b> |
| 3.1 Introduzione e obiettivi dell'analisi.....                            | 59        |
| 3.2 Analisi descrittiva dei dati europei.....                             | 61        |
| 3.2.1 Analisi Statistica .....                                            | 62        |
| 3.2.2 Analisi grafica .....                                               | 63        |
| 3.3 Analisi di stazionarietà e cointegrazione .....                       | 64        |
| 3.3.1 Test di radice unitaria .....                                       | 65        |
| 3.3.2 Test di cointegrazione di Johansen .....                            | 66        |
| 3.3.3 Conclusione metodologica .....                                      | 67        |
| 3.4 Analisi dei risultati della stima del modello VAR .....               | 68        |

|                                                                                                           |                   |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 3.4.1 Selezione dell'ordine del modello e stima .....                                                     | 69                |
| 3.4.2 Specificazione del modello per il forecasting e analisi dei risultati .....                         | 70                |
| <b>3.5 Analisi diagnostica del modello .....</b>                                                          | <b>71</b>         |
| <b>3.6 Esercizio di forecasting e valutazione del modello .....</b>                                       | <b>73</b>         |
| <b>3.7 Analisi di cointegrazione frazionaria .....</b>                                                    | <b>76</b>         |
| 3.7.1 L'equazione del modello FCVAR .....                                                                 | 77                |
| 3.7.2 Scelta dei parametri e test del rango.....                                                          | 78                |
| 3.7.3 La relazione di equilibrio di lungo periodo .....                                                   | 79                |
| 3.7.4 Dinamiche di aggiustamento .....                                                                    | 80                |
| 3.7.5 Analisi diagnostica e grafica .....                                                                 | 80                |
| <b>3.8 Conclusioni.....</b>                                                                               | <b>84</b>         |
| <b>Appendice 3 .....</b>                                                                                  | <b>85</b>         |
| <b><i>Capitolo 4: L'impatto dei driver fondamentali sulle interdipendenze elettriche europee.....</i></b> | <b><i>88</i></b>  |
| 4.1 Obiettivi dell'analisi .....                                                                          | 88                |
| 4.2 Analisi descrittiva dei <i>driver</i> fondamentali.....                                               | 89                |
| 4.2.1 Proprietà statistiche dei prezzi di Gas e CO2 .....                                                 | 89                |
| 4.2.2 Analisi grafica dei driver dei costi variabili di generazione.....                                  | 92                |
| 4.2.3 Analisi di correlazione .....                                                                       | 97                |
| 4.3 Analisi dei risultati empirici.....                                                                   | 99                |
| 4.3.1 Analisi di stazionarietà e definizione delle variabili .....                                        | 99                |
| 4.3.2 Specificazione del modello VECMX .....                                                              | 102               |
| 4.3.3 Selezione dei lag e test di cointegrazione .....                                                    | 103               |
| 4.3.4 La relazione di cointegrazione di lungo periodo .....                                               | 104               |
| 4.3.5 Dinamiche di breve periodo.....                                                                     | 106               |
| 4.3.6 Analisi delle <i>Impulse Response Functions</i> (IRF) .....                                         | 107               |
| 4.4 Secondo approccio metodologico .....                                                                  | 108               |
| 4.4.1 Selezione dell'ordine dei lag e del rango di cointegrazione.....                                    | 109               |
| 4.4.2 Stima dei parametri del modello .....                                                               | 109               |
| 4.4.3 Analisi dei residui e di stabilità .....                                                            | 111               |
| 4.4.4 Previsione delle serie di prezzo.....                                                               | 113               |
| 4.4.5 Analisi della relazione di equilibrio e previsione .....                                            | 114               |
| 4.5 Conclusioni del capitolo .....                                                                        | 116               |
| <b>Appendice 4 .....</b>                                                                                  | <b>117</b>        |
| <b><i>Capitolo 5: Conclusioni .....</i></b>                                                               | <b><i>119</i></b> |
| 5.1 Sintesi analitica dei risultati empirici.....                                                         | 119               |
| 5.2 Implicazioni e prospettive future .....                                                               | 121               |
| <b><i>Bibliografia.....</i></b>                                                                           | <b><i>124</i></b> |



# Introduzione

Il settore energetico europeo si trova al centro di una trasformazione, definita dalla duplice - e talvolta conflittuale - spinta verso la decarbonizzazione e la creazione di un mercato unico continentale. Questa evoluzione, già complessa per le sue implicazioni tecnologiche, economiche e regolatorie, è stata accelerata e messa alla prova da *shock* esogeni verificatisi negli ultimi anni, in particolare dalla crisi dei prezzi delle *commodity* energetiche del 2021-2022. In questo scenario di elevata incertezza e volatilità, la comprensione delle dinamiche di formazione dei prezzi dell'elettricità è emersa non solo come un campo di indagine accademica, ma come una necessità strategica per governi, operatori e consumatori. Decifrare la fitta rete di interdipendenze che lega i mercati nazionali, identificare i motori fondamentali dei prezzi e quantificare la propagazione degli *shock* è diventato essenziale per comprendere il presente e pianificare la stabilità del futuro.

Questa Tesi si inserisce in tale contesto con l'obiettivo di condurre un'analisi econometrica rigorosa e multi-livello delle dinamiche di prezzo nei mercati elettrici europei, concentrandosi sulla posizione e sulle interazioni del mercato italiano. Il lavoro si propone di superare una visione statica dei singoli mercati nazionali per ottenere un approccio sistemico, in grado di individuare le gerarchie, le relazioni di equilibrio di lungo periodo e le forze strutturali che ne determinano l'evoluzione. La domanda di ricerca fondamentale che guida l'intera analisi fa riferimento, in primo luogo, a quale sia la natura e l'intensità delle relazioni di equilibrio che legano i prezzi elettrici tra diverse aree geografiche, dal livello nazionale a quello continentale. In secondo luogo, in che misura tali relazioni sono determinate da *driver* fondamentali esogeni, come il costo dei combustibili fossili, il prezzo dei permessi di emissione e la penetrazione intermittente delle fonti rinnovabili.

Per rispondere a queste domande, è stato sviluppato un percorso di ricerca progressivo, che muove dal particolare al generale. Il Capitolo 1 funge da fondamento concettuale, introducendo il contesto istituzionale e operativo. Viene descritta l'architettura tecnica del sistema elettrico e le caratteristiche dell'elettricità – non stoccabile, soggetta a vincoli di rete e con un obbligo di bilanciamento istantaneo – che ne informano la struttura di mercato. Il

capitolo ripercorre inoltre il processo di liberalizzazione che ha eliminato i monopoli verticali, portando alla creazione di un mercato unico europeo basato su un modello a "borsa elettrica" zonale, coordinato da piattaforme come *Euphemia* per le contrattazioni del giorno prima (MGP) e infragiornaliere (MI).

L'indagine empirica ha inizio nel Capitolo 2, con un'analisi focalizzata sulle dinamiche interne al mercato italiano, specificamente sulla relazione tra le zone di IT-Nord e IT-Sicilia. Attraverso la stima di un modello Vettoriale Autoregressivo con variabili esogene (VARX) e la successiva analisi delle *Impulse Response Function*, si supera la correlazione per quantificare la trasmissione causale degli *shock*. I risultati rivelano una dinamica strutturale chiave: una relazione bidirezionale ma fortemente asimmetrica di tipo *leader-follower*. Sebbene entrambi i mercati si influenzino a vicenda, è il mercato settentrionale ad agire come principale motore delle dinamiche di prezzo, con i suoi shock che si propagano verso la Sicilia con un'intensità quattro volte superiore. Questa scoperta non solo conferma le ipotesi della letteratura, ma stabilisce una prima gerarchia nel sistema nazionale, utile per comprendere come gli *shock* esterni, che hanno un impatto in primis sul Nord, si trasmettano poi al resto del Paese.

Il Capitolo 3 amplia l'analisi al contesto europeo, investigando le interdipendenze tra il Nord Italia e i due *hub* energetici di Francia e Germania. Dopo aver dimostrato l'inadeguatezza di un approccio VAR standard, risultato dinamicamente instabile, si adotta il più sofisticato modello di Cointegrazione Frazionaria (FCVAR), un *framework* specificamente disegnato per catturare la forte persistenza (*long memory*) che caratterizza le serie dei prezzi energetici. La stima di un parametro di integrazione frazionaria  $d$  pari a 0,583 conferma questa proprietà dei dati. Il risultato centrale di questo capitolo è l'identificazione di una singola e stabile relazione di equilibrio di lungo periodo tra i tre mercati. L'analisi dei meccanismi di aggiustamento svela inoltre una dinamica asimmetrica, con il mercato tedesco che agisce come "debolmente esogeno": un motore dei prezzi che guida il sistema nel suo ritorno all'equilibrio senza esserne a sua volta significativamente influenzato.

Il Capitolo 4 rappresenta la fase conclusiva della ricerca, integrando esplicitamente i *driver* fondamentali per spiegare le cause sottostanti alle interdipendenze osservate. Attraverso due approcci econometrici complementari – un modello VECMX che isola l'effetto delle variabili esogene e un FCVAR a quattro variabili che analizza il sistema chiuso – l'analisi conferma il ruolo strutturale del prezzo del gas naturale e del mercato tedesco nel definire la relazione di equilibrio di lungo periodo. Questo capitolo porta alla luce anche una conclusione metodologica: la crisi energetica del 2022 ha rappresentato una rottura strutturale tale da violare i presupposti di linearità dei modelli tradizionali, compromettendone la stabilità e la capacità predittiva. Questo apparente "fallimento" viene qui interpretato come una diagnosi empirica della profondità dello shock che ha investito il sistema.

Infine, il Capitolo 5 riporta le conclusioni delle analisi.

# Capitolo 1: Introduzione e Contesto del Mercato Elettrico

## 1.1 Il sistema elettrico e la transizione energetica

Negli ultimi decenni, il settore energetico ha avviato un processo di profonda trasformazione a livello globale, con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale delle attività antropiche e mitigare il processo di cambiamento climatico in atto.

Questo processo, noto come “transizione energetica”, è guidato da politiche nazionali e internazionali, oltre che da significativi progressi tecnologici.

La transizione energetica è stata trainata dall'innovazione tecnologica e dall'espansione delle fonti rinnovabili. A partire dagli anni 2000, e con un'accelerazione dopo il 2010, la capacità installata di impianti eolici e fotovoltaici è cresciuta rapidamente a livello globale, aggiungendosi alla capacità idroelettrica e riducendo la storica predominanza della produzione da centrali termoelettriche. Questo sviluppo è stato possibile grazie alla crescente diffusione di tecnologie ad alta efficienza e alla versatilità dell'energia elettrica nei diversi settori di utilizzo.

L'energia elettrica è fisicamente resa disponibile all'utenza finale tramite apposite “reti elettriche” che collegano gli impianti di generazione agli impianti di consumo, trasportando energia anche su grandissime distanze. Il prodotto energia elettrica ha tuttavia delle caratteristiche peculiari (alcune intrinseche, altre dettate dallo stato di avanzamento tecnico e tecnologico) che ne influenzano le modalità di contrattazione:

- Equilibrio istantaneo tra domanda e offerta: il corretto funzionamento dei sistemi elettrici prevede l'istantaneo equilibrio tra le quantità complessive di energia elettrica immessa e prelevata dalla rete, determinando una continua variazione del valore di mercato dell'elettricità (condizioni di abbondanza o scarsità possono variare di istante in istante, anche alla luce delle fluttuazioni inattese nel consumo e nella generazione). Il mancato rispetto di questo equilibrio fisico, anche per pochi istanti, può causare instabilità di rete, danni agli apparati e, nei casi più gravi, *blackout* su vasta scala, con costi economici e sociali enormi.

- Limitata capacità di accumulo: sebbene le tecnologie di stoccaggio – come le batterie elettrochimiche e gli impianti di pompaggio idroelettrico – siano in crescita, al momento la loro capacità resta molto inferiore alla domanda complessiva. Questo rende la gestione del bilancio energetico particolarmente complessa, soprattutto con l'integrazione di fonti rinnovabili intermittenti come il solare e l'eolico. Il funzionamento dei sistemi di accumulo di energia elettrica, quando non legato ad esigenze locali, cerca di beneficiare dei differenziali di prezzo tra diversi istanti temporali e della necessità di una rapida capacità di regolazione in grado di far fronte, rapidamente, ad inattese fluttuazioni nella domanda o nella generazione.
- Vincoli di trasmissione: le reti elettriche, come tutte le reti, hanno una capacità di trasporto limitata. Di conseguenza, le condizioni di abbondanza/scarsità e quindi il prezzo dell'elettricità variano non solo nel tempo, ma anche in base alla posizione geografica degli impianti e dei consumatori.
- Necessità di garantire la disponibilità di specifiche risorse “ancillari”: i parametri tecnici che caratterizzano il funzionamento dei dispositivi che compongono le reti elettriche devono mantenersi entro prestabiliti valori per garantire la sicurezza e la qualità del servizio (al di fuori di questi range potrebbero registrarsi guasti ai componenti della rete o malfunzionamenti lato utenza). Per garantire che ciò accada, le risorse connesse al sistema devono fornire specifiche prestazioni (es. regolazione di tensione). Il *phase out* degli impianti convenzionali (centrali a carbone, a olio combustibile e, in futuro, a gas) rende sempre meno disponibili alcuni servizi a sostegno della stabilità di funzionamento del sistema elettrico che gli impianti da fonte rinnovabile non sono, allo stato attuale, in grado di fornire in modo equivalente. Per questo è necessario introdurre specifici dispositivi di rete o ampliare il set di risorse in grado di supportare il corretto funzionamento dei sistemi elettrici. Dal punto di vista economico, questi servizi ancillari non sono un semplice costo tecnico, ma rappresentano un vero e proprio mercato. Vengono approvvigionati dal Gestore di Rete (Terna) attraverso aste competitive sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Gli operatori che offrono questi servizi (come la capacità di aumentare o

ridurre rapidamente la produzione) vengono remunerati per la loro disponibilità e il loro utilizzo. Il costo di questi servizi essenziali per la stabilità della rete viene poi coperto tramite gli oneri generali di sistema, una componente tariffaria applicata a tutti gli utenti finali.

Inoltre, poiché l'energia elettrica è un bene fondamentale per il funzionamento delle attività produttive, sia nella vita quotidiana sia per le attività vitali e strategiche (es. ospedali, aeroporti, ...), la domanda di energia elettrica tende a essere poco elastica, ossia meno sensibile a variazioni di prezzo nel breve periodo (sebbene si possano osservare dinamiche nel medio e lungo periodo). Tale fenomeno è esacerbato, ad oggi, da una ridotta disponibilità di misure a livello orario (o sub-orario), che consentano di valorizzare i consumi sulla base degli effettivi istanti di prelievo. Pertanto, per affrontare l'incertezza legata alla volatilità dei prezzi, è utile adottare strumenti finanziari di copertura del rischio (hedging), sia dal lato dei produttori che dei consumatori. Così facendo si può andare a ridurre l'impatto delle fluttuazioni del prezzo spot, garantendo maggiore stabilità economica agli operatori del settore.

## 1.2 Il contesto italiano

Il Sistema Elettrico italiano (come mostrato nella Figura 1) è articolato in tre fasi principali:

1. Produzione
2. Trasmissione
3. Distribuzione

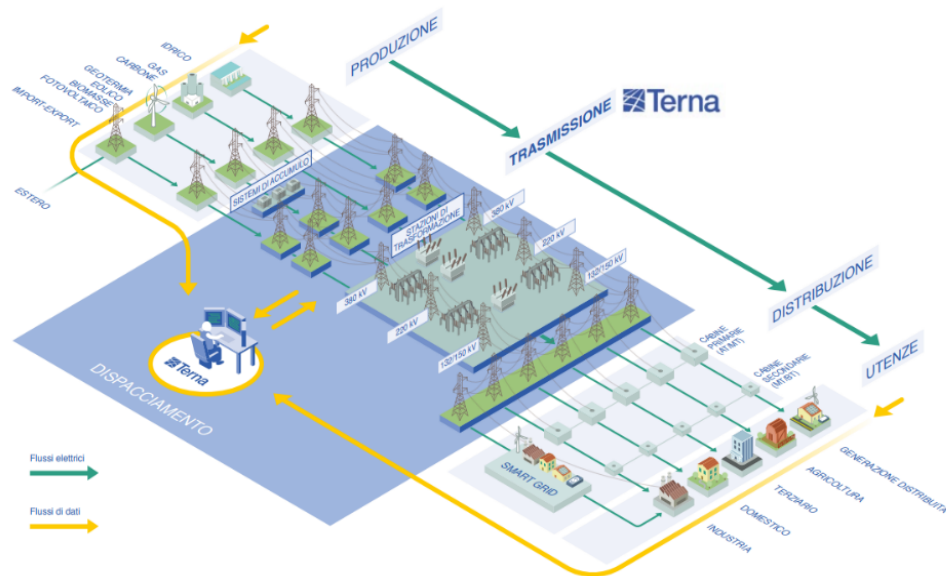


Figura 1 - La filiera elettrica italiana

L'energia elettrica viene prodotta in centrali che utilizzano diverse fonti primarie (ad esempio termiche, idriche, eoliche) e successivamente immessa nella rete di trasmissione nazionale. La trasmissione avviene ad altissima tensione (400.000 Volt o 220.000 Volt), questa scelta consente di minimizzare le perdite di energia, di ridurre i costi di costruzione e di massimizzare l'efficienza, specialmente per il trasporto su lunghe distanze. Le infrastrutture di trasmissione consistono principalmente in tralicci aerei, ma, in situazioni particolari, come attraversamenti di aree densamente popolate o collegamenti sottomarini, vengono utilizzati cavi interrati.

Lungo la rete sono presenti nodi di smistamento, che rappresentano punti chiave per il sistema. Infatti, grazie a questi nodi avvengono le trasformazioni di tensione per adattare i livelli energetici alle esigenze della rete e preparare l'energia per la fase successiva. Per

distanze più brevi, si utilizza la rete di subtrasmissione, che opera a tensioni inferiori (132.000 Volt o 150.000 Volt). Questo livello di tensione più basso permette di utilizzare strutture meno imponenti, riducendo l'impatto visivo, i costi di realizzazione e le servitù di passaggio. La rete di subtrasmissione si collega alle società di distribuzione attraverso le cosiddette cabine primarie.

| LINEE               |                                                                                                    |                                                                                                                |                                                                                                                   |  |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Livello di Tensione |  Linee aeree (km) |  Linee in cavo interrato (km) |  Linee in cavo sottomarino (km) |  |
| 380 kV              | 11.726                                                                                             | 274                                                                                                            | 1.445                                                                                                             |  |
| 220 kV              | 9.488                                                                                              | 394                                                                                                            | 234                                                                                                               |  |
| ≤150 kV             | 46.847                                                                                             | 1.597                                                                                                          | 83                                                                                                                |  |
| <b>Totale</b>       | <b>68.061</b>                                                                                      | <b>2.265</b>                                                                                                   | <b>1.762</b>                                                                                                      |  |

| STAZIONI E TRASFORMATORI |                                                                                                 |                                                                                                      |                                                                                                          |  |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Livello di Tensione      |  Stazioni (#) |  Trasformatori (#) |  Potenza trasf. (MVA) |  |
| 380 kV                   | 167                                                                                             | 422                                                                                                  | 121.658                                                                                                  |  |
| 220 kV                   | 150                                                                                             | 215                                                                                                  | 34.003                                                                                                   |  |
| ≤150 kV                  | 580                                                                                             | 132                                                                                                  | 4.579                                                                                                    |  |
| <b>Totale</b>            | <b>897</b>                                                                                      | <b>769</b>                                                                                           | <b>160.240</b>                                                                                           |  |

Valori al 30 Giugno 2022

Tabella 1 - Consistenza della rete Terna

Terna, il *Transmission System Operator* (TSO) italiano, è responsabile della pianificazione, dello sviluppo e della manutenzione delle infrastrutture di trasmissione. Operando in regime di monopolio regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e seguendo le indicazioni del Ministero delle Imprese e del Made in Italy (MIMIT)<sup>1</sup>, Terna assicura che il sistema sia efficiente e sicuro. Il monitoraggio continuo della rete avviene tramite un sofisticato sistema di Controllo (SCADA), che garantisce la supervisione in tempo reale della potenza immessa e distribuita lungo la rete fino ai punti di consegna.

<sup>1</sup> Precedentemente noto come Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE)



Il sistema di dispacciamento gestisce i flussi energetici nel rispetto di due obiettivi principali: sicurezza ed economia. La sicurezza si basa sul criterio N-1, che prevede che il sistema sia in grado di tollerare il guasto di un singolo elemento senza subire conseguenze critiche come sovraccarichi o malfunzionamenti generalizzati. Questo equilibrio è monitorato attraverso il controllo costante di tensione e frequenza, le due grandezze elettriche fondamentali per il sistema. In condizioni normali, la frequenza si mantiene stabile a 50 Hz grazie al bilanciamento tra la potenza prodotta e quella assorbita. Eventuali squilibri causati da guasti o altre cause portano a variazioni della frequenza, che è regolata automaticamente dai sistemi di controllo nelle centrali e da dispositivi specifici di Terna.

Il criterio dell'economia, invece, si basa sul principio del dispacciamento economico secondo l'ordine di merito (*merit order*). Per soddisfare la domanda in ogni ora, Terna seleziona le unità di produzione partendo da quelle con il costo marginale più basso (tipicamente le rinnovabili, con costo quasi nullo) e procedendo in ordine crescente di costo (idroelettrico, gas, etc.) fino a coprire l'intero fabbisogno. Il prezzo di mercato (*clearing price*) viene quindi determinato dal costo marginale dell'ultimo impianto necessario per soddisfare la domanda. Questo meccanismo garantisce che l'energia sia prodotta al minor costo possibile per il sistema.

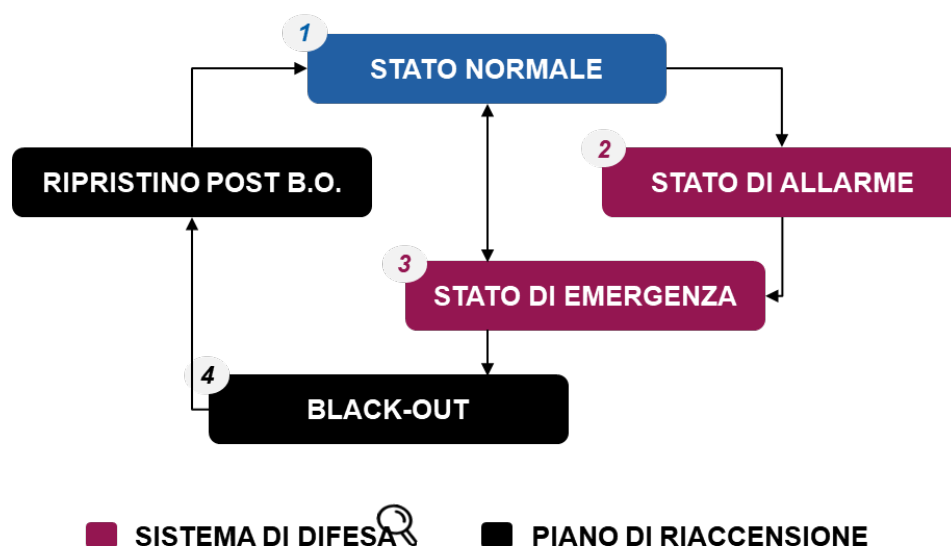


Figura 2 - Stati di funzionamento del sistema elettrico

Il dispacciamento opera per mantenere il sistema in uno stato normale, dove tutte le grandezze elettriche rientrano nei limiti definiti dal Codice di Rete. In caso di anomalie, il sistema può entrare in uno stato di allerta, che viene gestito mediante interventi automatici o manuali da parte delle Sale Controllo. Se la situazione peggiora ulteriormente, si può raggiungere lo stato di emergenza, in cui entrano in azione sistemi di difesa automatizzati per ripristinare la sicurezza in tempi estremamente rapidi (meno di 0,5 secondi). In condizioni eccezionali, un ulteriore degrado può portare al *blackout* totale o parziale della rete. In questi casi, si applicano procedure di riaccensione graduale, utilizzando impianti idroelettrici o parti della rete ancora operative per ristabilire il sistema.

Questo complesso sistema di gestione è fondamentale per garantire la continuità e la qualità del servizio elettrico in Italia, nel rispetto delle normative e dei criteri di sicurezza stabiliti.

## 1.3 Il Mercato elettrico

A livello europeo, in seguito alla liberalizzazione dei mercati elettrici (avvenuta con il Decreto Legislativo n.79 del 1999), si è avviato un processo di progressiva integrazione dei mercati nazionali con l'obiettivo di creare un mercato unico per l'energia elettrica, volto alla massimizzazione dell'efficienza complessiva (ovvero alla massimizzazione del *social welfare* su scala continentale).

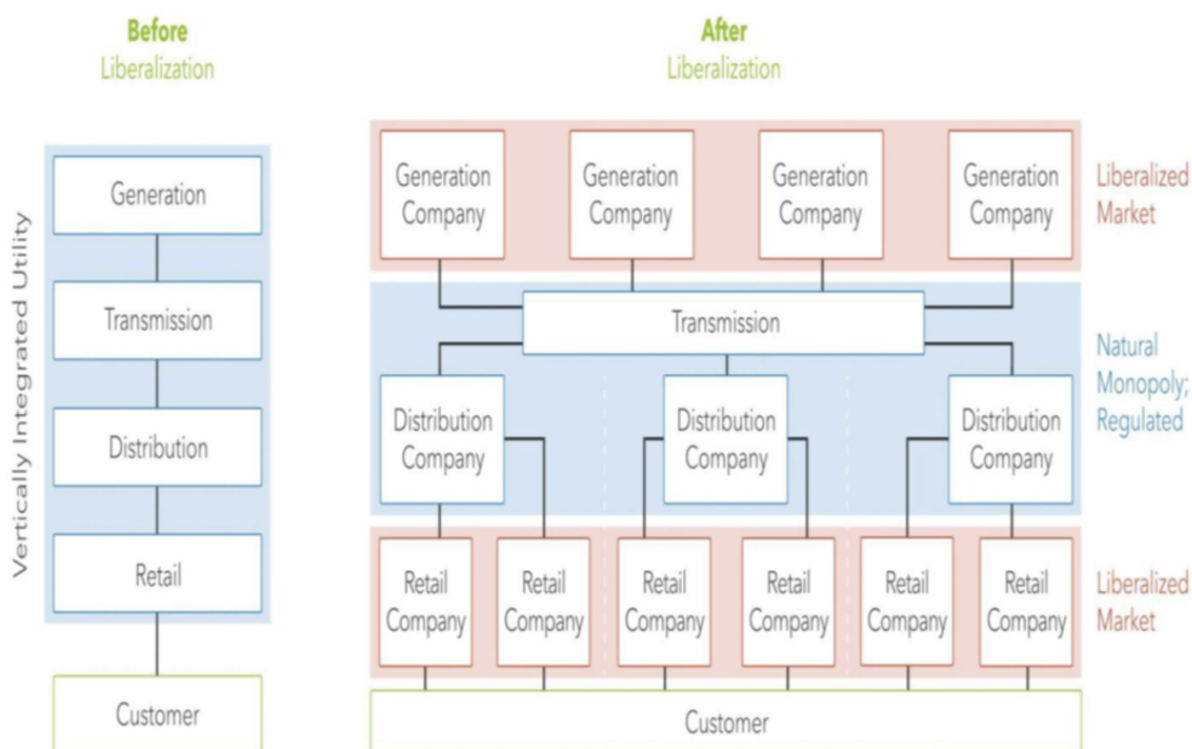


Figura 3 – Mercati elettrici prima e dopo la liberalizzazione

Nella Figura 4 è riportata l'evoluzione storica della rete interconnessa europea, nata nel 1958 da un nucleo costituito da Francia Germania e Svizzera a cui si aggiungevano porzioni sincrone dell'Italia e della penisola iberica; in poco più di mezzo secolo il sistema si è ampliato sino a comprendere tutta l'area dell'est europeo, compresa la Turchia e, recentemente, l'Ucraina nel 2022 e, nel 2025 i Paesi Baltici.

L'interconnessione inizialmente è nata per garantire un esercizio in sicurezza. Infatti, il principale vantaggio di quest'ultima è costituito dal fatto che un qualsiasi evento (come un guasto o un impianto di produzione che avesse un'avaria) che si verifici in una delle reti,

viene immediatamente bilanciato da tutti i paesi interconnessi, secondo il principio di solidarietà. Il risultato di questo meccanismo si traduce dunque in una maggiore sicurezza d'esercizio e in una migliore qualità della fornitura di energia elettrica, ovvero in una minore necessità di risorse nei singoli Paesi. A questo motivo originario oggi si è affiancata l'opportunità di un mercato dell'energia, come si vedrà nel seguito.

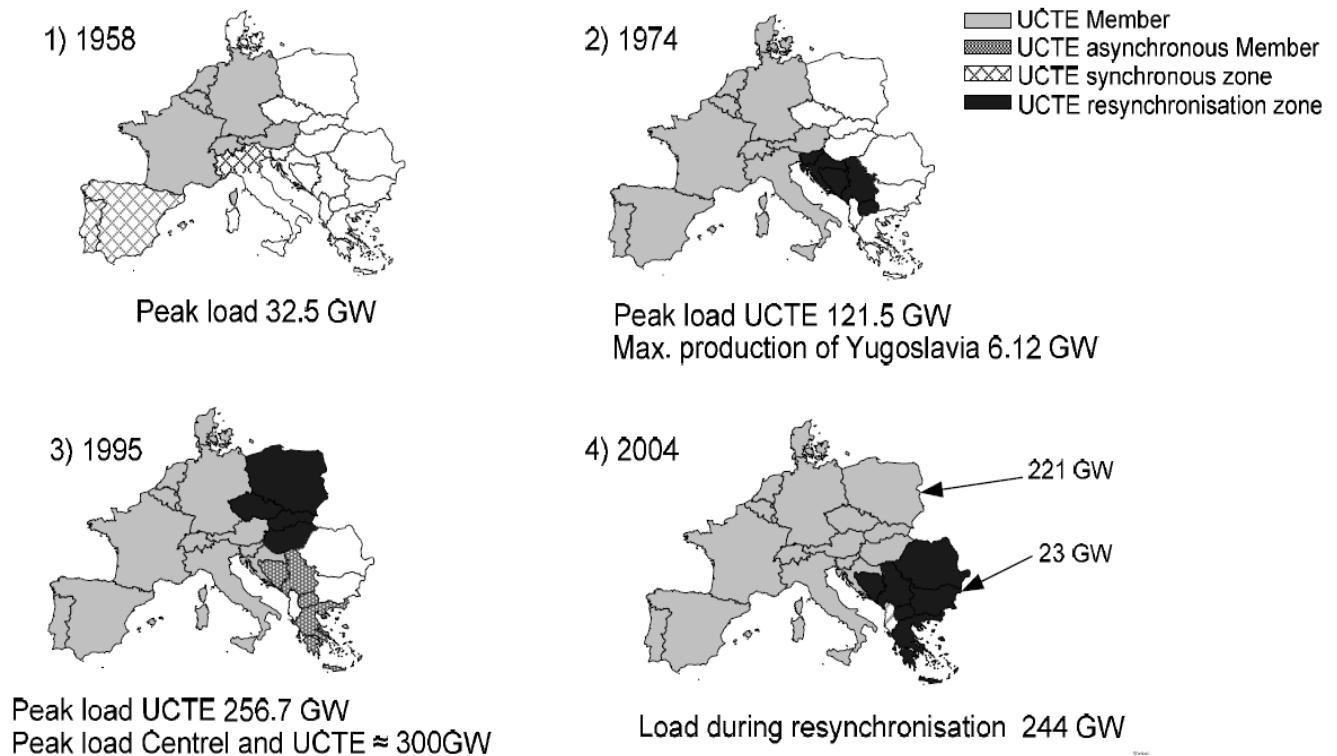


Figura 4 - evoluzione della rete europea

Un ruolo centrale in questo sistema è svolto da ENTSOE, l'associazione dei gestori di rete europei (TSO, Transmission System Operator), che coordina l'integrazione tra i mercati e il funzionamento della rete elettrica. ENTOE si concentra su due principali tipologie di reti interconnesse:

- **Reti sincronizzate**, in cui tutti i sistemi lavorano alla stessa frequenza (come la rete dell'Europa continentale).
- **Sistemi isolati**, che scambiano energia con la rete principale ma rimangono separati tramite collegamenti in corrente continua (HVDC).

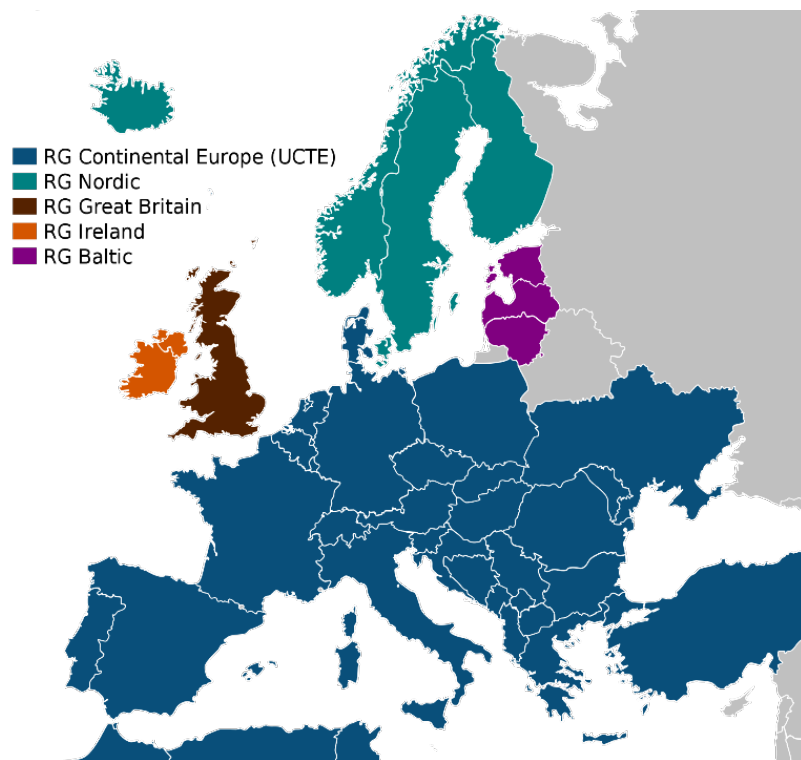


Figura 5 - Rete ENTSOE

A partire dalla metà degli anni 2010, grazie all'Unione Europea, è stato avviato un processo di progressiva integrazione dei mercati elettrici europei che ha portato alla costituzione di un mercato elettrico unico per l'energia (sia “*day-ahead*” sia “*intraday*”). L'integrazione sta proseguendo per quanto riguarda le piattaforme di bilanciamento, in cui i singoli TSO possono scambiarsi risorse per il garantire il bilanciamento tra domanda e immissioni in tempo reale (o “*close-to-real-time*”).

Grazie a questi progetti di integrazione europea, le regolamentazioni nazionali riguardanti mercati e sistemi elettrici risultano quindi sempre più armoniche.

A livello internazionale, i mercati *spot*, dopo varie modifiche nel corso degli anni, sono giunti a due distinti modelli principali:

- **Modello integrato:** dove il gestore del sistema elettrico decide quali impianti attivare e regola in tempo reale la produzione per bilanciare domanda e offerta. Oltre all'energia, ottimizza anche i **servizi ancillari**, necessari per la stabilità della rete.

Questi mercati sono detti "**nodali**" perché il prezzo dell'energia varia a seconda della posizione nella rete, evitando sovraccarichi e migliorando l'efficienza. Il tutto è gestito da algoritmi che calcolano i prezzi per ogni nodo (come mostrato dalla Figura 6). Questo sistema, usato negli Stati Uniti, fornisce segnali di prezzo più puntuali e limita le possibilità di arbitraggio tra le fasi dei mercati elettrici, pena una maggiore complessità e, in specifiche sessioni di mercato, un'apparente minore liquidità.

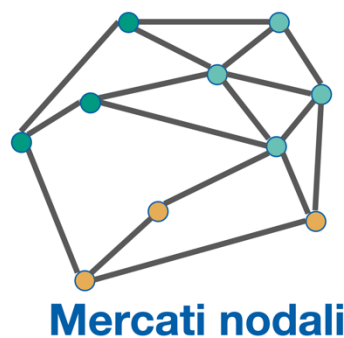
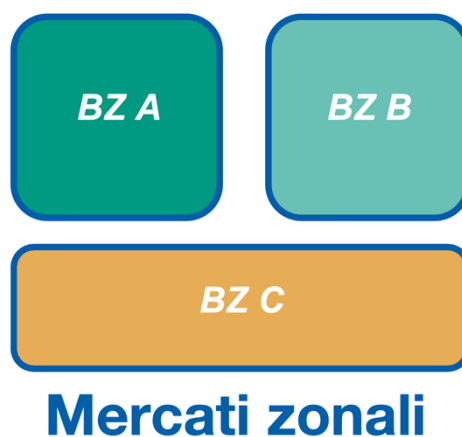


Figura 6 - Rappresentazione del sistema elettrico nei mercati nodali

- **Modello a borsa elettrica:** dove il mercato è diviso in **zone di mercato** (BZ, *bidding zones*, rappresentate in Figura 7) e l'energia viene scambiata liberamente all'interno di ciascuna zona, mentre tra zone diverse ci sono limiti dovuti alla capacità della rete. A differenza del **modello integrato**, qui energia e **servizi ancillari** (necessari per la stabilità della rete) vengono gestiti separatamente. In Europa, i servizi ancillari sono solitamente acquistati con aste dedicate, mentre in Italia si usa un sistema di co-ottimizzazione di servizi ancillari. Questo modello è adottato in Europa, Australia e in passato anche negli Stati Uniti. In questo caso, l'energia elettrica viene contrattata in sessioni di mercato nelle quali i vincoli fisici della rete sono rappresentati solo in modo semplificato, aprendo a logiche di arbitraggio tra sessioni di mercato, ma creando una maggiore liquidità in questi specifici mercati.



*Figura 7- Struttura dei mercati zonali*

Il mercato elettrico italiano (Figura 8) rispetta il modello a borsa elettrica adottato in Europa, pur introducendo un approvvigionamento dei servizi ancillari basato su logiche co-ottimizzate e nodali. Questo risulta quindi composto dalle seguenti sessioni (distinte tra quelle in cui si contratta energia e quelle in cui si contrattano servizi ancillari, compresa l'energia di bilanciamento):

- Mercato dell'energia:
  - Mercato del Giorno Prima (MGP), anche detto *Single Day Ahead Coupling* (SDAC);
  - Mercato Intragioraliero (MI), anche detto *Single IntraDay Coupling* (SIDC).  
Questo a sua volta è suddiviso in:
    - 3 aste con allocazione implicita della capacità di scambio tra zone di mercato (CRIDA);
    - Un mercato a contrattazione continua (XBID);
    -
- Mercato per i servizi ancillari:
  - Mercato per il Servizio di Dispacciamento, fase “ex-ante” (MSD ex-ante);
  - Piattaforma di bilanciamento europea TERRE;
  - Mercato di Bilanciamento (“MB”)

Per chiarezza illustrativa, nel resto del documento con la dicitura “MSD” si intenderà il complesso MSD “ex-ante” e MB.

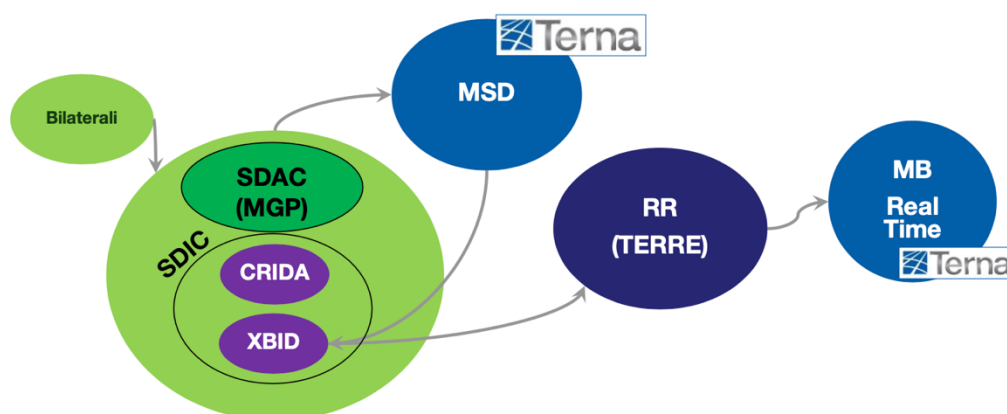


Figura 8 - Struttura dei mercati spot in Italia



### 1.3.1 Il Mercato del Giorno Prima (*Day-ahead*)

Il mercato del giorno prima (MGP) è una sessione volontaria in cui viene contrattata la maggior parte dei volumi di energia venduti e acquistati. Si basa su un meccanismo ad asta per definire le quantità di energia da scambiare per il giorno successivo, organizzate in blocchi orari (*Market Time Unit*) che, a metà 2025, diverranno a 15 minuti.

L'asta è gestita dall'algoritmo europeo Euphemia (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*), il cui obiettivo principale è massimizzare il benessere sociale complessivo. Questo è infatti utilizzato per il *Market Coupling* nei mercati elettrici europei e il suo compito è ottimizzare la formazione del prezzo dell'energia e la distribuzione della capacità di trasmissione tra diverse aree di mercato, garantendo l'allocazione più efficiente possibile delle risorse disponibili. L'algoritmo elabora simultaneamente le offerte di acquisto e vendita dell'energia, rispettando i limiti di scambio tra le zone di mercato e massimizzando il *social welfare*.

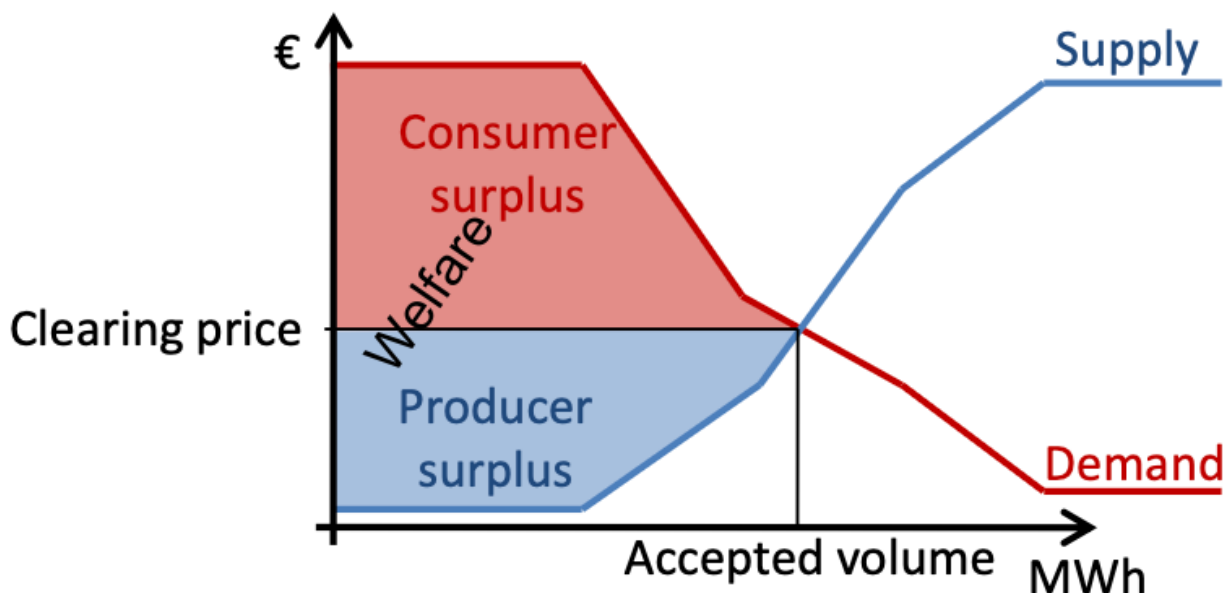


Figura 9 - Determinazione del prezzo di equilibrio e distribuzione del benessere sociale

Grazie a questo sistema, il prezzo dell'energia viene determinato in modo centralizzato per tutte le zone di mercato partecipanti, riducendo inefficienze e migliorando la cooperazione tra i diversi Paesi.

La struttura adottata è di tipo zonale, il che permette di allocare implicitamente la capacità di scambio tra le zone di mercato interne e con i mercati europei, senza la necessità di definire a priori i flussi di *import/export*. Questo processo viene ottimizzato dall'algoritmo e restituito come *output*.

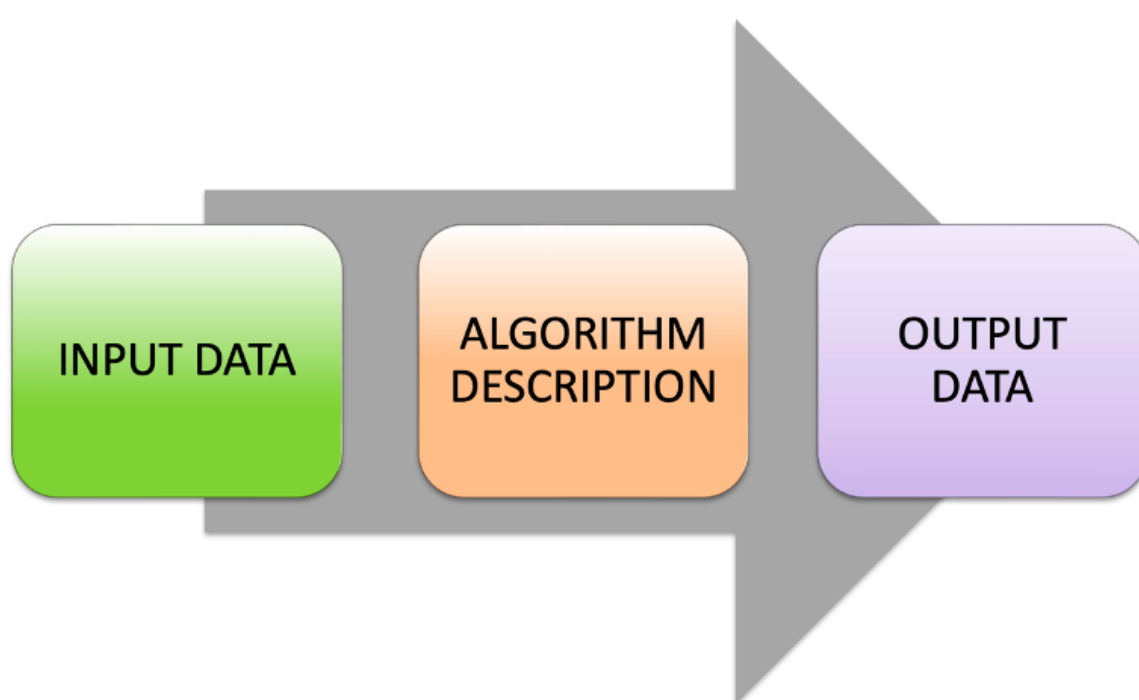


Figura 10 - Descrizione generale Euphemia

Per la valorizzazione delle offerte, si utilizza un meccanismo di *pricing* marginale: le offerte accettate in vendita sono valorizzate al prezzo zonale, mentre quelle accettate in acquisto sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN).

Quest'ultimo è il prezzo di riferimento per la domanda di energia elettrica in Italia, con l'eccezione degli impianti di pompaggio. Si tratta di un unico prezzo medio nazionale, che si applica a tutti gli acquisti effettuati per la domanda interna, indipendentemente dalla zona in cui si trovano gli acquirenti.

A partire dal 1° gennaio 2025, il PUN è stato sostituito dal PUN Index GME. Tale transizione mirava a un sistema di calcolo che tenesse maggiormente conto delle dinamiche zonali. Tuttavia, per comprendere il meccanismo del mercato elettrico italiano, è fondamentale analizzare il funzionamento del PUN storico, che costituisce la base concettuale del nuovo indice e rimane rilevante per l'interpretazione del periodo analizzato in questa tesi.

Nel mercato, il comportamento di consumatori e produttori è influenzato da diversi fattori.

In generale, il consumatore cerca di massimizzare la differenza tra il valore attribuito alla soddisfazione derivante dal consumo di una certa quantità di prodotto o servizio (l'utilità totale,  $UT$ ) e il costo totale sostenuto per acquistarlo, determinato dal prezzo unitario  $p$  moltiplicato per la quantità  $q$ .

La condizione di primo ordine per tale massimizzazione rispetto alla quantità  $q$  è:

$$\frac{d}{dq} * (UT(q) - p * q) = 0$$

(1.3.1 - 1)

Applicando le regole di derivazione si ottiene:

$$\frac{dUT(q)}{dq} - (p + q * \frac{dp}{dq}) = 0$$

(1.3.1 - 2)

Poiché l'Utilità Marginale (UM) è definita come  $\frac{dUt}{dq}$ , l'equazione diventa:

$$UM = p + q * \frac{dp}{dq}$$

(1.3.1 - 3)

In un mercato perfettamente competitivo, si assume che il singolo consumatore sia *price-taker*, ovvero che le sue decisioni non influenzino il prezzo di mercato ( $\frac{dp}{dq} = 0$ ). In questo scenario, la condizioni di equilibrio si semplifica a:

$$p = UM$$

(1.3.1 - 4)

Da ciò si può dunque dedurre che in un mercato elettrico perfettamente competitivo, la curva di domanda coincide con la curva dell'utilità marginale.

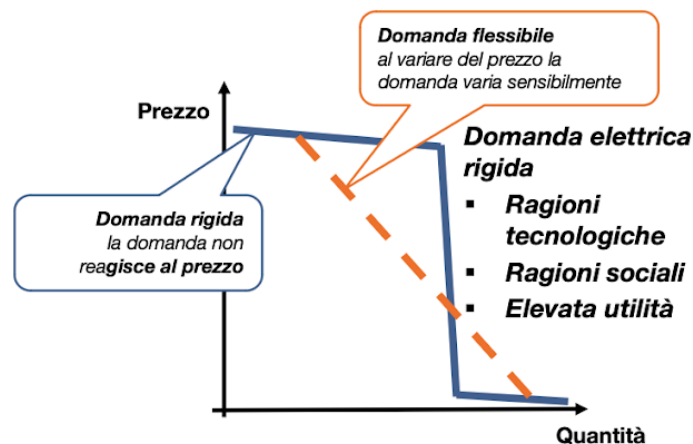


Figura 11 - Curva di domanda MGP

Per i produttori, invece, la quantità di energia offerta è legata ai costi di generazione, che includono costi fissi (investimenti e quota fissa dei costi di *Operation & Maintenance*) e costi variabili (combustibile, costi CO2 e quota variabile di *O&M*). Pertanto, il costo totale (CT) può essere espresso come somma tra costi variabili (CV) e costi fissi (CF):

$$CT = CV + CF$$

(1.3.1 - 5)

Il costo marginale (CM) rappresenta il costo aggiuntivo per produrre un'unità aggiuntiva di energia ed è determinante per il comportamento dei produttori. Può essere definito dall'equazione sottostante:

$$CM = \frac{CT}{q} = \frac{CV}{q} + \frac{CF}{q} = \frac{CV}{q}$$

(1.3.1 - 6)

Dove:

- $CM$  = costi marginali di generazione (*short-run marginal costs*)
- $q$  = quantità di energia elettrica prodotta

Inoltre, dato che l'obiettivo del produttore è quello di generare un profitto, questo valuterà il costo di produzione di un'unità aggiuntiva di energia rispetto al ricavo ottenibile dalla sua vendita.

Formalmente, la condizione di primo ordine per la massimizzazione del profitto della singola impresa  $f$  si ottiene derivando la funzione di profitto  $p * q_f - CT(q_f)$  rispetto alla quantità prodotta  $q_f$  e ponendola uguale a 0:

$$\frac{d}{dq_f} * (p * q_f - CT_f(q_f)) = 0$$

(1.3.1 - 7)

Applicando le regole di derivazione, si ottiene:

$$p + q_f * \frac{dp}{dq_f} - CM_f = 0$$

(1.3.1 - 8)

Poiché in un mercato perfettamente competitivo si assume che il singolo produttore sia, ancora una volta, *price-taker* ( $\frac{dp}{dq_f} = 0$ ), la condizione si semplifica nell'eguaglianza tra il prezzo di mercato e il costo marginale di quella specifica impresa,  $CM_f$ :

$$p = CM_f$$

(1.3.1 - 9)

Tuttavia, nella realtà, questa relazione può essere influenzata dai costi di generazione, dalla struttura del mercato e dal numero di produttori in competizione, il che può determinare delle discrepanze rispetto alla teoria economica.

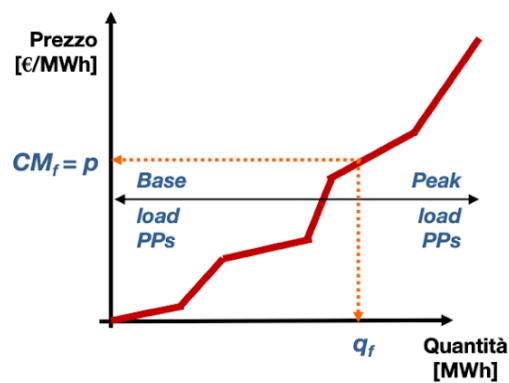


Figura 12 - Curva di offerta MGP

L'obiettivo finale del mercato elettrico è massimizzare il benessere sociale (*National Social Welfare - NSW*), che si ottiene sommando il surplus del consumatore e il surplus del produttore, in modo da garantire un beneficio sia per chi acquista sia per chi vende energia. Questa massimizzazione può essere espressa matematicamente come:

$$\begin{aligned}
 NSW(q) &= [Consumer\ Surplus + Producer\ Surplus] \\
 &= \max [(UT(q) - p * q) - (p * q - TC(q))] \\
 &\quad (1.3.1 - 10)
 \end{aligned}$$

In equilibrio di mercato, affinché vi sia un'allocazione efficiente delle risorse, deve valere la condizione:

$$\begin{aligned}
 UM &= CM \\
 &\quad (1.3.1 - 11)
 \end{aligned}$$

Ossia l'utilità marginale del consumatore deve essere uguale al costo marginale di produzione.

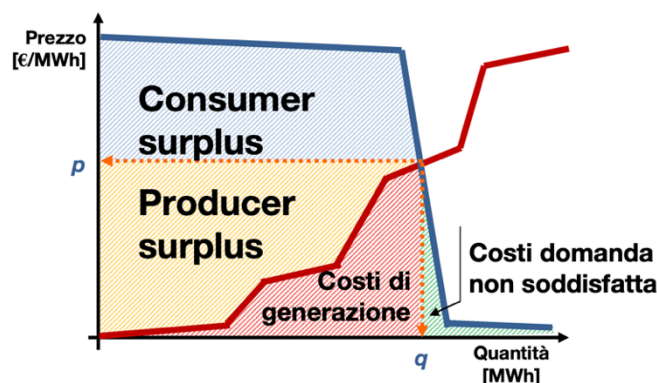


Figura 13 - Benessere sociale

La rappresentazione grafica evidenzia come il benessere sociale sia distribuito tra produttori e consumatori: il *consumer surplus* rappresenta il beneficio per i consumatori che avrebbero accettato di pagare un prezzo superiore a quello di equilibrio, mentre il *producer surplus* indica il guadagno ottenuto dai produttori il cui costo marginale è inferiore al prezzo di

mercato. In presenza di inefficienze o vincoli di mercato possono verificarsi aree di domanda non soddisfatta, segnalando una produzione inferiore rispetto al fabbisogno.

Per quanto riguarda il contesto europeo, il mercato elettrico europeo si basa su un sistema integrato di scambi tra diversi paesi, garantendo efficienza e sicurezza nell'approvvigionamento energetico. La Figura 14 mostra i paesi partecipanti al MGP ed evidenzia l'importanza della cooperazione transnazionale nella gestione dell'energia.



*Figura 14 - Paesi partecipanti al MGP*



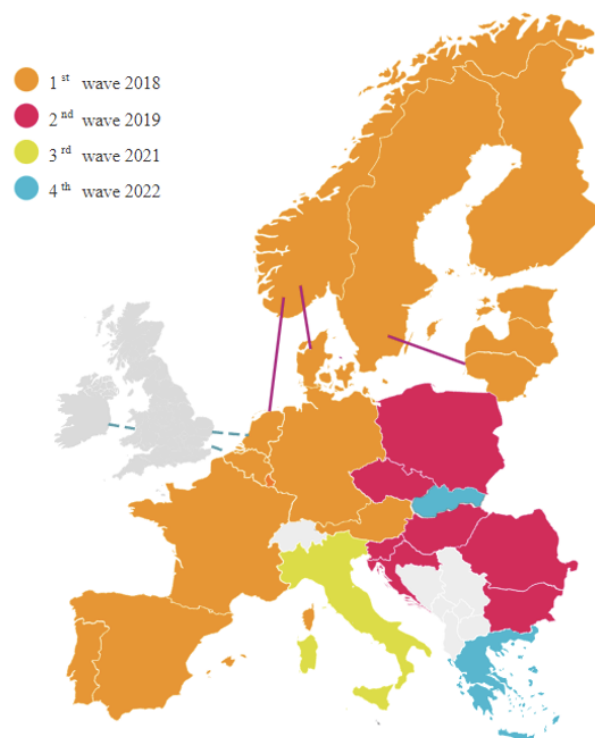
### 1.3.2 Mercato Infragiornaliero (*Intraday*)

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di modificare i programmi di acquisto e di vendita stabiliti nel MGP, presentando ulteriori offerte di acquisto e vendita. Questo strumento è fondamentale perché permette agli operatori di adattarsi a eventuali variazioni delle informazioni sulla disponibilità delle risorse - come, ad esempio, guasti agli impianti di generazione - o a previsioni aggiornate su fattori climatici e di consumo, quali ventosità, irraggiamento solare e domanda energetica attesa.

Le negoziazioni del MI si articolano in tre diverse sessioni d'asta denominate CRIDA - che si svolgono in modo sequenziale e non sovrapponibile - e in una sessione di negoziazione continua MI-XBID.

Le aste CRIDA seguono una logica simile a quella del MGP: gli operatori presentano offerte di acquisto e vendita per adattare i propri programmi sulla base delle condizioni di mercato. Diversamente, la sessione a contrattazione continua MI-XBID si svolge in tre fasi, si interviene con le aste CRIDA e termina un'ora prima della *delivery* dell'energia. Durante questa fase, le offerte di acquisto e vendita vengono abbinate automaticamente non appena si identifica una coppia compatibile. Sia nel sistema CRIDA che in XBID si tiene conto dei limiti di scambio tra le diverse zone di mercato per garantire un'allocazione efficiente dell'energia disponibile. Dalle CRIDA emergono quindi dei prezzi marginali zonali, utili a fornire segnali di prezzo, mentre in XBID questo non occorre.

L'espansione del Mercato Infragiornaliero ha coinvolto progressivamente un numero crescente di paesi europei, il che ha facilitato la gestione dinamica dell'energia attraverso meccanismi di scambio sempre più integrati. La Figura 15 mostra i Paesi partecipanti al MI, evidenziando il loro anno di ingresso nel sistema e sottolineando il progressivo consolidamento di un mercato elettrico unificato a livello europeo.



*Figura 15 - Paesi partecipanti al MI con relativo anno di ingresso*

### 1.3.3 Mercato per il Servizio di Dispacciamento

Al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso, i Gestori dei sistemi elettrici (*Transmission System Operator* – TSO) devono approvvigionarsi di servizi ancillari (come riserve di potenza utili a compensare in modo tempestivo eventuali scostamenti tra i programmi ed effettivi consumi/immissioni). Per tale motivo, in Italia, alle sessioni suddette, si affianca il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), gestito da Terna e articolato in due principali fasi:

Nel caso in cui le produzioni o i consumi di una specifica unità si discostino dai programmi:

- ex-ante: sei sessioni che occorrono tra il giorno antecedente quello oggetto di contrattazione e poche ore prima l'istante di consegna;
- ex-post (o Mercato di Bilanciamento): che occorre in tempo reale e viene utilizzato da Terna per mantenere il costante bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Il MSD assume, in termini di controvalore complessivo, una dimensione minore rispetto ai mercati dell'energia (le contrattazioni riflettono circa il 10% del controvalore dello SDAC a livello nazionale).

Gli scostamenti tra i programmi di immissione/prelievo in esito ai mercati dell'energia (eventualmente modificati su indicazione di Terna nel MSD) e il prelievo/consumo effettivo vengono valorizzati secondo uno specifico “meccanismo di sbilanciamento”, che espone al pagamento dell'energia prelevata in più (o prodotta in meno) e a ricevere un controvalore per l'energia prodotta in più (o immessa in meno) sulla base di specifiche regole di prezzo. Questo meccanismo può essere visto come l'ultima sessione di mercato che compone il disegno dei mercati *spot* per l'energia elettrica.

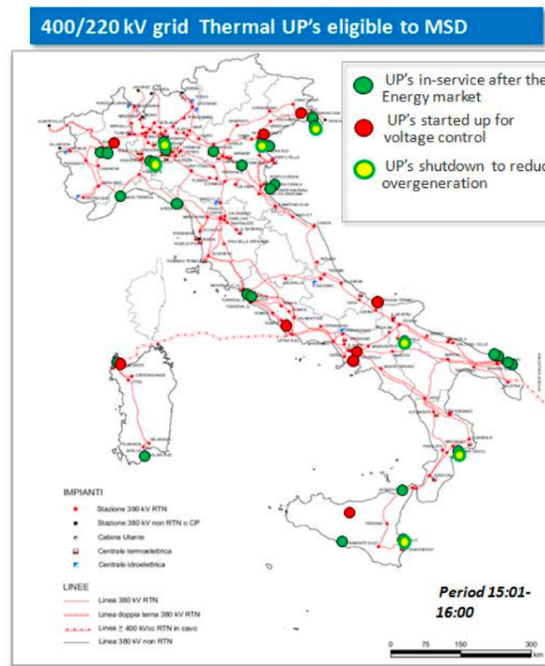


Figura 16 - Esempio UP termiche eleggibili per MSD

## 1.4 Obiettivi della ricerca e struttura della Tesi

La complessa architettura del mercato elettrico, caratterizzata da forte volatilità, vincoli strutturali e una crescente integrazione europea, solleva importanti questioni di natura econometrica. Le dinamiche di prezzo, specialmente alla luce di *shock* recenti come la crisi energetica del 2022, non sono solo il risultato di domanda e offerta, ma riflettono complesse interdipendenze sia a livello nazionale che transfrontaliero.

La presente Tesi si propone di investigare la natura e l'intensità di queste interdipendenze attraverso un percorso analitico incrementale. L'obiettivo principale è duplice: in primo luogo, si intende identificare le relazioni strutturali di breve e lungo periodo che legano i prezzi elettrici italiani a quelli dei principali mercati europei; in secondo luogo, si vuole quantificare l'impatto dei driver fondamentali di costo – come il prezzo del gas naturale e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> – su tali relazioni.

## Capitolo 2: Analisi empirica delle interdipendenze dei prezzi

### 2.1 Introduzione del processo e obiettivi dell'analisi

Il mercato elettrico italiano presenta un'architettura complessa in cui i prezzi, pur essendo sintetizzati tramite il Prezzo Unico Nazionale (PUN), mostrano significative differenze a livello geografico, per l'esistenza di vincoli di trasmissione, di costi e tecnologie di generazione eterogenei e di dinamiche di domanda e offerta specifiche per ciascuna area. Comprendere le interdipendenze tra queste zone è quindi fondamentale per valutare l'efficienza e il grado di integrazione del mercato nazionale. Di particolare interesse è la relazione tra la zona “Nord”<sup>2</sup>(IT-Nord), principale centro di consumo e produzione fortemente interconnesso con le altre zone interne ed estere, e la zona “Sicilia” (IT-Sicilia), zona localizzata all'estremo geografico opposto e quindi meno interconnessa con i restanti mercati europei.

La letteratura accademica ha ampiamente investigato queste dinamiche. Studi precedenti, come quelli di *Bunn e Gianfreda* (2010), hanno analizzato le dipendenze tra i prezzi zonal italiani, spesso identificando una relazione asimmetrica di tipo *leader-follower*, in cui le zone più liquide e centrali influenzano quelle periferiche. Allo stesso modo, l'analisi quantitativa di *Zachmann* (2008) ha investigato il grado di convergenza dei prezzi all'ingrosso in Europa e, pur trovando evidenza di una crescente integrazione, il suo studio ha sottolineato come persistano significativi differenziali di prezzo, indicando che ostacoli strutturali e specificità nazionali continuino a frammentare il mercato unico.

Il presente capitolo si inserisce in questo filone di ricerca con l'obiettivo di condurre un'analisi empirica aggiornata al periodo più recente (2018-2025)<sup>3</sup> della relazione tra IT-Nord e IT-Sicilia, per verificare se le dinamiche di *leader-follower* e di convergenza incompleta

---

<sup>2</sup> La zona Nord è costituita dalle Regioni Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna.

<sup>3</sup> Il campione di dati analizzato è composto da osservazioni a frequenza oraria per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2018 e il 31 marzo 2025. La data finale del campione corrisponde all'ultimo dato consolidato e disponibile al momento dello svolgimento della ricerca.

identificata dalla letteratura sopra citata, persistano anche alla luce delle recenti e turbolente trasformazioni del mercato. Per raggiungere tale scopo, l'analisi procederà attraverso una serie di passaggi metodologici. In primo luogo, si condurrà un'analisi descrittiva per delineare le caratteristiche delle due serie di prezzo. Successivamente, si procederà con la verifica delle proprietà di stazionarietà e della possibile esistenza di una relazione di cointegrazione di lungo periodo, passaggi utili per comprendere la natura dell'interdipendenza tra i due mercati. Infine, l'analisi delle funzioni di risposta agli impulsi (*Impulse Response Function*), stimate su un modello VARX, permetterà di indagare la direzione e l'intensità della trasmissione degli shock tra le due aree, offrendo un'evidenza empirica sul ruolo di ciascun mercato e preparando il terreno per l'estensione dell'analisi al contesto europeo nel capitolo successivo.

## 2.2 Approccio metodologico

La metodologia adottata in questo capitolo per analizzare le interdipendenze tra i prezzi elettrici segue una prassi consolidata nell'econometria delle serie storiche, come delineata in testi di riferimento quali *Enders* (2014) e *Lütkepohl* (2005). Il percorso analitico è strutturato in più fasi sequenziali per garantire la robustezza dei risultati e la corretta specificazione del modello finale.

Il punto di partenza è una rigorosa fase di diagnostica per determinare l'ordine di integrazione delle serie. Dato che i test di radice unitaria standard possono produrre inferenze fuorvianti in presenza di rotture strutturali, come dimostrato nel lavoro seminale di *Perron* (1989), l'analisi svolta in questo capitolo non si affida a un singolo test: si adotta infatti un approccio robusto, affiancando al test *Augmented Dickey-Fuller* (ADF), il test di *Kwiatkowski et al.* (1992) (KPSS), che testa l'ipotesi nulla di stazionarietà, situazione opposta rispetto al test ADF dove invece l'ipotesi nulla è di non-stazionarietà. Questa scelta è ulteriormente motivata dalla natura aggregata dei prezzi di mercato, che, come teorizzato da *Granger* (1980), possono esibire complesse proprietà di *long memory* (memoria lunga) che rendono problematica la loro classificazione con la netta dicotomia  $I(0)/I(1)$ .

Una volta stabilito l'ordine di integrazione delle serie, la metodologia procede con la verifica di relazioni di equilibrio di lungo periodo attraverso il concetto di cointegrazione, introdotto da *Engle e Granger* (1987). Questo passaggio è fondamentale: se le serie sono cointegrate, significa che, pur essendo individualmente non-stazionarie, sono legate da una relazione stabile nel tempo.

Si conclude l'analisi con la stima di un modello ad hoc per analizzare la trasmissione degli *shock* e le dinamiche di aggiustamento verso l'equilibrio. Questo approccio è ampiamente utilizzato in studi empirici sull'integrazione dei mercati energetici, come nelle analisi del mercato iberico (*Pacheco*, 2011), del mercato britannico (*Fezzi & Bunn*, 2009) o dei mercati nordici e statunitensi (*Hadsell et al.*, 2004).

## **2.3 Analisi del Caso Italiano: IT-Nord e IT-Sicilia**

Questa sezione approfondisce il caso specifico del mercato italiano, analizzando le interdipendenze tra le due principali zone di mercato: IT-Nord e IT-Sicilia. L'analisi empirica si basa su dati a frequenza oraria relativi a un campione che copre il periodo da gennaio 2018 a marzo 2025. La frequenza oraria, testimoniata da un campione di 63.528 osservazioni, è stata scelta per catturare in modo preciso tutte le fluttuazioni di breve termine tipiche dei mercati elettrici. Tutte le serie sono state preventivamente controllate per la presenza di valori anomali o mancanti.

Il percorso diagnostico per investigare questa relazione si articola in più fasi. In linea con la letteratura accademica analizzata in precedenza (*Bunn e Gianfreda* (2010)), che suggerisce una relazione asimmetrica di tipo *leader-follower* tra le zone italiane, l'analisi si propone di verificare formalmente la natura e la direzione di questa influenza. Tuttavia, per comprendere appieno la loro interdipendenza, è necessario investigare se questo legame persista anche nel lungo periodo e se sia governato da un meccanismo di equilibrio.

L'obiettivo finale di questa sezione è quindi determinare l'ordine di integrazione delle serie e verificare l'eventuale presenza di una relazione di cointegrazione. Questo passaggio è cruciale perché se le serie, pur essendo non-stazionarie individualmente, risultassero cointegrate,

vorrebbe dire che esiste una forza di equilibrio di lungo periodo che le ancora l'una all'altra, impedendo loro di divergere indefinitamente. A tal fine, si procederà con l'applicazione dei test di radice unitaria e, successivamente, con il test di cointegrazione di *Johansen*.

### 2.3.1 Analisi descrittiva e Test preliminari

L'analisi empirica inizia con un focus sulle serie dei prezzi italiani, ma, prima di procedere con un'analisi visuale, la Tabella 2 riassume le principali statistiche descrittive per le due serie di prezzo, fornendo una prima fotografia quantitativa delle loro caratteristiche fondamentali.

|            | Osserv. | Media  | Mediana | Dev. St. | Min | Max | Asimmetria | Curtosi |
|------------|---------|--------|---------|----------|-----|-----|------------|---------|
| IT-Nord    | 63528   | 117,53 | 85      | 104,38   | 0   | 871 | 2,46       | 7,73    |
| IT-Sicilia | 63528   | 120,65 | 95,95   | 99,03    | 0   | 870 | 2,33       | 7,44    |

Tabella 2 - Statistiche descrittive per IT-Nord e IT-Sicilia

Dalla tabella emergono diverse osservazioni rilevanti. Si può notare come per entrambe le zone di mercato la media sia superiore alla mediana, chiaro indicatore di una distribuzione con asimmetria positiva (*positive skewness*). Questo fenomeno riflette la natura del mercato elettrico: la distribuzione è infatti caratterizzata da una “coda destra pesante” dovuta a picchi di prezzo rari ma di grande entità, causati dall'attivazione di impianti di generazione con costi marginali molto elevati. Inoltre, l'elevata deviazione standard conferma la natura volatile dei prezzi, mentre il grande divario tra minimo e massimo evidenzia la presenza di *shock* estremi. Infine, i valori dell'asimmetria, fortemente positivi, e della curtosi, molto elevati, confermano che le distribuzioni non sono normali e presentano delle *fat tails* (code pesanti), dovute a picchi di prezzo rari, ma di grande effetto.



## 2.3.2 Analisi grafica

L'analisi visiva per entrambe le aree è stata condotta separatamente per ciascuna zona di mercato al fine di individuare e descrivere le specifiche caratteristiche; i risultati sono riportati nella Figura 17 e nella Figura 18.

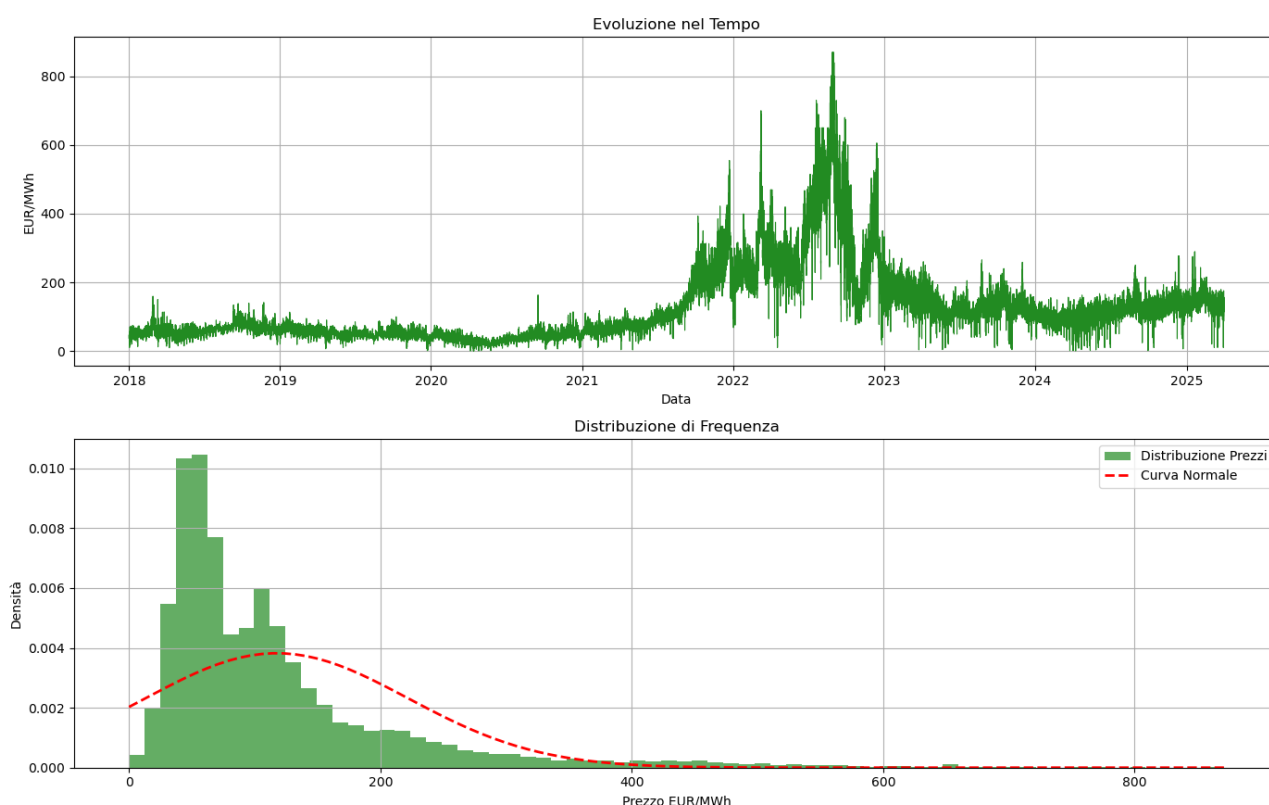


Figura 17– Analisi grafica dei prezzi spot per la zona IT-Nord

Il grafico dell'evoluzione temporale della zona IT-Nord mostra un comportamento non costante, segnato da evidenti periodi di *volatility clustering*<sup>4</sup>. In particolare, si può notare una fase di estrema turbolenza attorno all'osservazione 40.000 (tra gli anni 2022 e 2023), dove i prezzi mostrano picchi elevati e una variabilità accentuata. Tuttavia, è importante osservare come, a seguito di questi shock, la serie mostri una tendenza al rientro (*mean reverting*), ovvero a ritornare verso livelli medi più contenuti.

Questa osservazione è confermata dall'istogramma di frequenza riportato in basso, che mostra una distribuzione non-normale, caratterizzata da una forte asimmetria positiva (con coda a destra) e leptocurtosi (picco elevato), due fenomeni tipici dei mercati energetici.

<sup>4</sup> Fenomeno stilizzato delle serie storiche finanziarie che descrive la tendenza della volatilità a manifestarsi in "grappoli" (*clusters*), alternando periodi di elevata turbolenza a periodi di relativa calma.



Figura 18 – Analisi grafica dei prezzi spot per la zona IT-Sicilia

L'analisi per la zona IT-Sicilia mostra delle dinamiche molto simili a quelle appena descritte. La serie storica presenta, infatti, dei *cluster* di volatilità concentrati nello stesso periodo di IT-Nord, ma con un'intensità di picchi ancora più pronunciata. Anche in questo caso la tendenza al rientro dopo gli shock è evidente. La distribuzione dei prezzi ricalca fedelmente le caratteristiche già osservate per il mercato settentrionale, mostrando nuovamente una marcata asimmetria positiva e leptocurtosi.

Andando a confrontare i grafici tra loro, si può notare come, a parte lievi differenze nella magnitudine dei picchi, entrambi i mercati condividono le stesse proprietà statistiche. Questa forte somiglianza nel comportamento, unita alla natura *mean reverting* di entrambe le serie, giustifica la loro analisi di un sistema multivariato.

## 2.4 Diagnostica univariata del Prezzo medio aggregato

Dopo aver esaminato le caratteristiche specifiche dei mercati di Nord Italia e Sicilia, si procede andando a creare e ad analizzare un singolo indicatore che possa rappresentare l'andamento generale del prezzo dell'elettricità nel sistema italiano. Questo approccio permette di studiare le proprietà fondamentali del mercato a un livello aggregato, prima di studiare nel dettaglio le complesse interazioni tra le singole zone.

Pertanto, è stata costruita una nuova serie storica, denominata "Prezzo Medio", calcolata come la media aritmetica, ora per ora, dei prezzi delle due zone (IT-Nord e IT-Sicilia). L'analisi di questa singola serie aggregata è un passaggio diagnostico cruciale in quanto permette di capire le proprietà fondamentali del "sistema Italia" nel suo complesso, come i suoi cicli stagionali e, soprattutto, se il prezzo tende a essere stabile o instabile nel tempo (ovvero, se è stazionario o non-stazionario). La conclusione di questa analisi univariata sarà fondamentale per scegliere correttamente il tipo di modello multivariato da utilizzare in seguito per studiare le interazioni tra i mercati.

Nella Tabella 3 sono riportate le statistiche descrittive del Prezzo Medio, che forniscono un primo quadro quantitativo della serie aggregata.

|              | Osserv. | Media  | Mediana | Dev.St. | Minimo | Massimo | Asimmetria | Curtosi |
|--------------|---------|--------|---------|---------|--------|---------|------------|---------|
| Prezzo Medio | 63528   | 119,09 | 90,00   | 100,72  | 0,00   | 870,00  | 2,41       | 7,61    |

*Tabella 3 - Statistiche descrittive per il Prezzo Medio*

I risultati confermano le caratteristiche già osservate per le singole zone. Infatti, si può osservare come il valore della media sia superiore a quello della mediana, indicando una distribuzione asimmetrica a destra. L'elevata deviazione standard testimonia una forte volatilità, mentre i valori di asimmetria e curtosi confermano la natura non-normale della distribuzione, soggetta a picchi di prezzo estremi. Queste proprietà motivano l'analisi visuale e i test formali che seguono.

## 2.4.1 Analisi delle componenti stagionali

Come primo passo dell'analisi è stata investigata la presenza di pattern stagionali, una caratteristica fondamentale dei prezzi elettrici che può influenzare i risultati dei test di stazionarietà. La Figura 19 illustra i cicli deterministici della serie del Prezzo Medio.

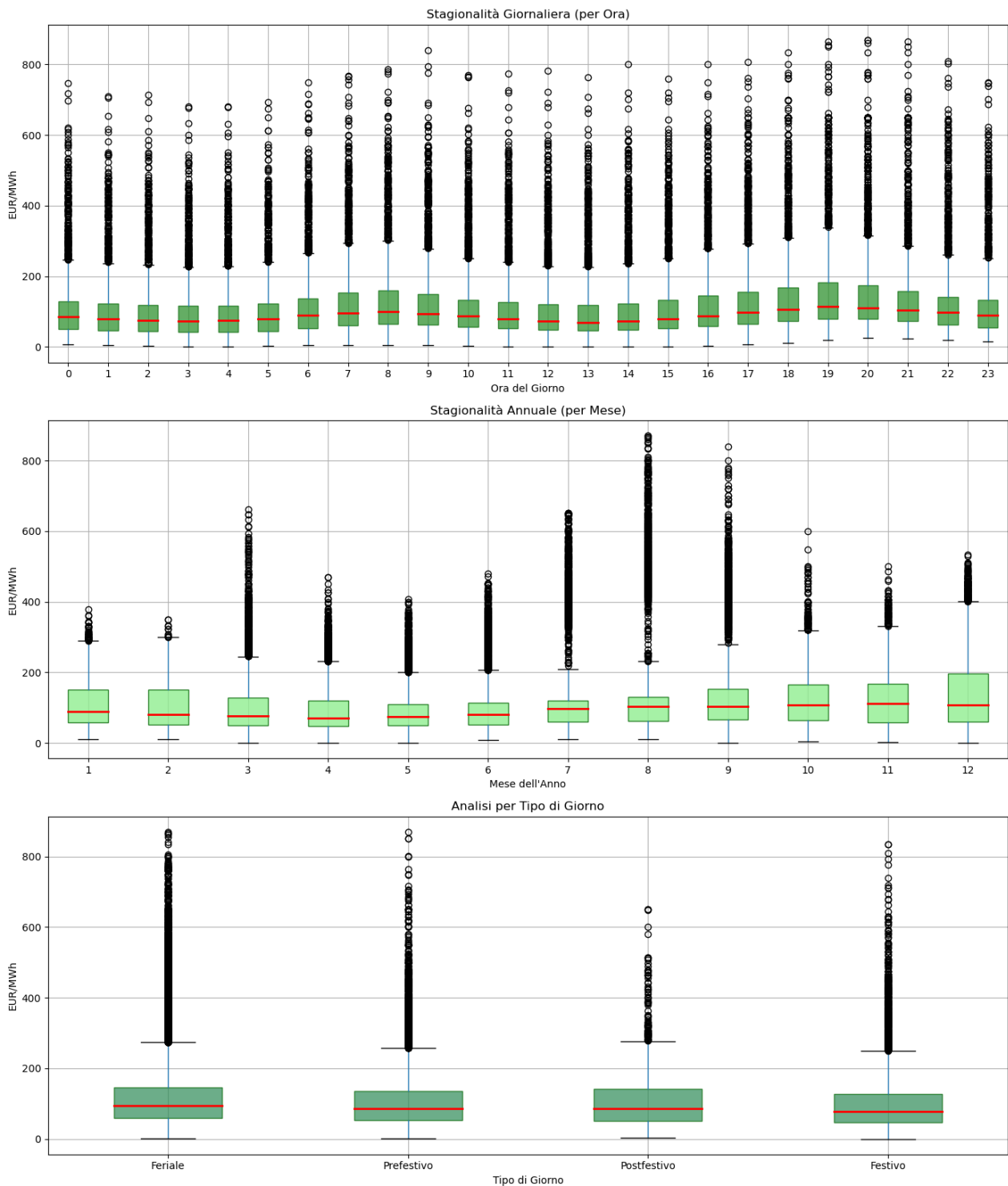


Figura 19 – Boxplot della stagionalità del Prezzo Medio, rispettivamente per ora del giorno, per mese dell'anno e per tipo di giorno

Dal grafico ritraente la stagionalità giornaliera emerge un chiaro profilo intra-giornaliero, con prezzi mediamente più contenuti durante le ore notturne che aumentano significativamente durante le ore di picco diurno e serale. Osservando invece i *boxplot* della stagionalità annuale, si notano prezzi più elevati nei mesi invernali ed estivi, corrispondenti a picchi di domanda per riscaldamento e raffreddamento. Relativamente al grafico "Analisi per Tipo di Giorno", si osserva una chiara distinzione statistica tra le categorie: i prezzi medi e la varianza sono generalmente maggiori nei giorni feriali e prefestivi rispetto ai giorni post-festivi e festivi. Questa disparità suggerisce una maggiore pressione sul mercato dell'energia nei giorni lavorativi, presumibilmente a causa di un più elevato carico di base e picco imputabile ad attività industriali e commerciali, in contrasto con la domanda ridotta e più prevedibile dei periodi non lavorativi.

## 2.4.2 Analisi di stazionarietà

La determinazione dell'ordine di integrazione di una serie storica è un passaggio importante nella scelta del modello econometrico. Formalmente, un processo autoregressivo del primo ordine, AR(1), descritto dall'equazione:

$$y_t = \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$$

(2.4.2 - 12)

è stazionario se  $|\rho| < 1$ . Quando  $|\rho| = 1$  il processo contiene una radice unitaria e la serie è definita non-stazionaria o integrata di ordine 1, I(1).

Tuttavia, per le serie economiche aggregate, questa dicotomia tra I(0) e I(1) può essere una semplificazione eccessiva. Per investigare la natura delle serie dei prezzi elettrici, si è adottato un approccio diagnostico robusto che affianca due test con ipotesi nulle opposte: il test *Augmented Dickey-Fuller* (ADF), la cui ipotesi nulla è la presenza di una radice unitaria (non-stazionarietà), e il test di *Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin* (KPSS), la cui ipotesi nulla è la stazionarietà.

Il test KPSS, introdotto da *Kwiatkowski et al.* nel 1992, modella la serie in tre parti: come la somma di un trend deterministico, di un *random walk* e di un errore stazionario. L'ipotesi nulla di stazionarietà viene quindi testata verificando se la varianza del *random walk* è statisticamente pari a zero. Questo implica che valori elevati della statistica test – che si basa sulla somma cumulativa dei residui di una regressione sul trend – forniscono evidenza contro la stazionarietà, portando al rifiuto dell'ipotesi nulla. La scelta di affiancare all'ADF questo secondo test è fondamentale, poiché, come verrà approfondito in seguito analizzando il lavoro di *Perron* (1989), il solo test ADF può produrre inferenze fuorvianti in presenza di rotture strutturali nei dati.

I risultati di entrambi i test, applicati alla serie del Prezzo Medio, sono riassunti nella Tabella 4 e mostrano un chiaro conflitto: il test ADF indica la stazionarietà ( $I(0)$ ), mentre il test KPSS la rifiuta nettamente, indicando la non-stazionarietà ( $I(1)$ ).

| Serie        | Test | Ipotesi nulla ( $H_0$ ) | P-value | Conclusione ( $\alpha = 5\%$ ) |
|--------------|------|-------------------------|---------|--------------------------------|
| Prezzo medio | ADF  | Non-stazionaria         | 0,0012  | Stazionaria                    |
|              | KPSS | Stazionaria             | 0,0100  | Non-stazionaria                |

Tabella 4 – Risultati Test ADF e Test KPSS

Questa discrepanza è un fenomeno ampiamente documentato che trova una prima spiegazione nel lavoro seminale di *Perron* (1989). Nel paper “*The Great Crash, the Oil Price Shock, and the Unit Root Hypothesis*”, l'autore ha dimostrato come la presenza di rotture strutturali (*structural breaks*) - come quelle visibili nei dati di questa Tesi durante la crisi energetica del 2022 - influenzi drasticamente i risultati dei test di radice unitaria.

Un test ADF applicato a una serie che ha subito uno shock esogeno può produrre inferenze fuorvianti, poiché la sua potenza nel distinguere tra un processo stazionario con rottura e un processo a radice unitaria è bassa. Perron ha dunque proposto di modellare esplicitamente tali rotture usando una *Dummy* che cattura un cambiamento nel livello della media ( $DU_t$ ) in un'equazione del tipo:

$$y_t = \mu_1 + \beta_t + (\mu_2 - \mu_1)DU_t + e_t \quad ^5$$

(2.4.2 - 13)

Una seconda spiegazione teorica, più profonda per questo comportamento ambiguo, è fornita dalla teoria dell'aggregazione, come esposta nel lavoro seminale di *Granger* (1980). L'autore dimostra che l'aggregazione di numerosi processi dinamici semplici a livello microeconomico può generare una serie aggregata che non è né puramente stazionaria né un puro *random walk*, ma esibisce proprietà di *long memory*.

Tali processi, noti come integrati frazionalmente (I(d)), con  $0 < d < 1$ , possiedono una persistenza e una struttura di autocorrelazione che decade più lentamente di qualsiasi processo ARMA stazionario, ma non richiedono una differenziazione intera per raggiungere la stazionarietà. Formalmente, un processo  $x_t$  è detto integrato di ordine  $d$  se la sua dipendenza di lungo periodo può essere rimossa applicando il filtro a differenze frazionarie:

$$(1 - B)^d x_t = \varepsilon_t$$

(2.4.2 - 14)

Dove  $B$  è l'operatore ritardo. L'ambiguità riscontrata nei test standard può quindi essere interpretata come un segnale che le serie dei prezzi elettrici, in quanto aggregate, appartengono a questa classe di modelli complessi, per i quali modelli tradizionali potrebbero risultare mal specificati.

---

<sup>5</sup> In questa equazione,  $y_t$  è la serie storica,  $\mu_1 + \beta_t$  rappresenta il trend deterministico iniziale, mentre la variabile dummy  $DU_t$  assume valore 1 solo dopo la data della rottura, catturando così il cambiamento improvviso nell'intercetta, la cui magnitudine è data da  $(\mu_1 + \mu_2)$ . Il termine  $e_t$  rappresenta le fluttuazioni stazionarie attorno a questo "trend spezzato".

Di fronte a questa evidenza, si deve fare una scelta operativa. Sebbene la stima di modelli a integrazione frazionaria sia possibile, l'approccio standard in econometria applicata, in presenza di un risultato del test KPSS che indica non-stazionarietà, è di trattare la serie in modo conservativo come integrata di ordine 1,  $I(1)$ . Questa scelta riconosce la presenza di una forte persistenza nei dati, pur rimanendo all'interno del *framework* più trattabile dei modelli VAR/VECM.

### 2.4.3 Stima di un modello ARIMA per il Prezzo Medio

Dopo questo passo, necessario per comprendere che tipo di modello utilizzare per il prosieguo del lavoro, è stato deciso di utilizzare un modello ARIMA (*Autoregressive Integrated Moving Average*), che è il *framework* di riferimento per l'analisi univariata di processi non-stazionari. Un modello ARIMA(p,d,q) generale può essere rappresentato formalmente attraverso l'uso dell'operatore di ritardo  $B$  (tale che  $(B^k y_t = y_{t-k})$ ):

$$\Phi(B)(1 - B)^d y_t = c + \Theta(B)\varepsilon_t$$

(2.4.3 - 15)

Dove:

- $y_t$  è la serie storica originale
- $\Phi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p$  è il polinomio autoregressivo di ordine p
- $(1 - B)^d$  è l'operatore di differenziazione di ordine d
- $c$  è una costante (*drift*)
- $\Theta(B) = 1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_q B^q$  è il polinomio di media mobile di ordine q
- $\varepsilon_t$  è il termine di errore *white noise*



La specificazione del modello segue la metodologia di *Box e Jenkins* (1970) che si articola nelle fasi di identificazione, stima e verifica diagnostica.

- il parametro di differenziazione  $d$  in questo caso è posto pari a 1 dato che la serie è integrata di ordine 1
- per la scelta dei parametri autoregressivi ( $p$ ) e di media mobile ( $q$ ) è stata analizzata la Funzione di Autocorrelazione (ACF) e di Autocorrelazione Parziale (PACF) della serie differenziata.

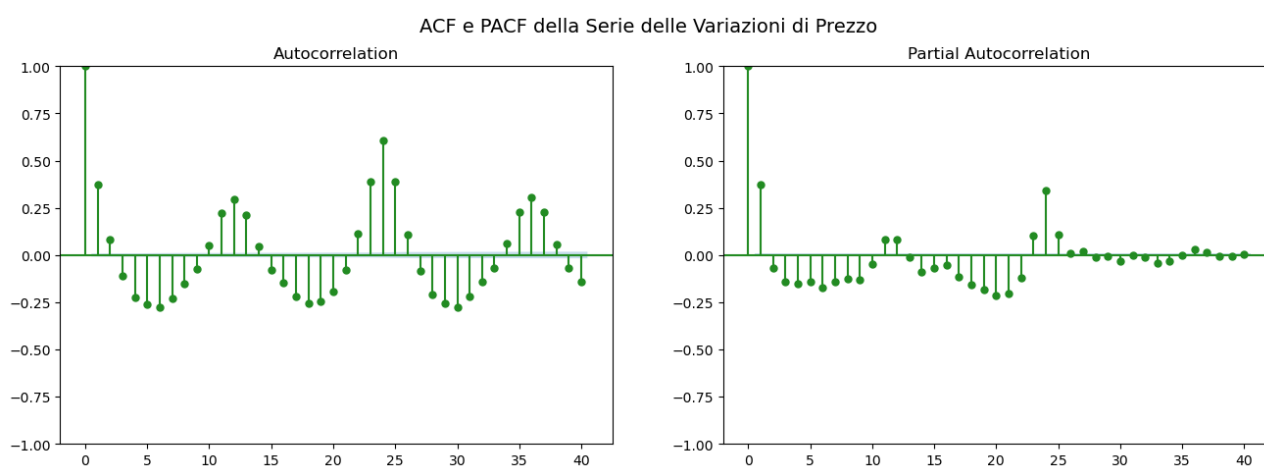


Figura 20 – Grafici ACF e PACF per la serie del Prezzo Medio in differenze prime

Il grafico PACF – riportato nella figura di destra – mostra una struttura complessa con diversi lag significativi, tra cui spiccano quelli intorno al 24° lag, suggerendo una forte componente stagionale giornaliera. Il grafico ACF non presenta una struttura altrettanto chiara per una componente di media mobile.

Sulla base di queste informazioni, è stato scelto di specificare un modello ARIMA (24,1,0) che modella la dinamica autoregressiva fino al 24° lag sulla serie differenziata, tralasciando la componente di media mobile.

## 2.4.4 Risultati della stima e analisi dei residui

La stima del modello ARIMA(24,1,0) ha condotto ai risultati in completo nell'Appendice 2 (Tabella 2A.1).

L'analisi del modello mostra che la maggior parte dei coefficienti autoregressivi sono statisticamente significativi, poiché presentano un  $p\text{-value} < 0,05$  che conferma la forte persistenza e la complessa struttura dinamica della serie. Tuttavia, per valutare l'adeguatezza complessiva del modello è fondamentale svolgere un'analisi dei residui, che serve a verificare se questi si comportano come un "rumore bianco" (*white noise*), dunque un processo puramente casuale. Questa analisi si articola nello studio delle proprietà di primo ordine – ovvero l'autocorrelazione – e di secondo ordine – ovvero la volatilità (Risultati riportati in Appendice 2, Tabella 2A.2).

| Test di diagnostica | Ipotesi Nulla ( $H_0$ )     | Statistica test | $P\text{-value}$ | Conclusione ( $\alpha = 5\%$ )                    |
|---------------------|-----------------------------|-----------------|------------------|---------------------------------------------------|
| <i>Ljung-Box</i>    | Assenza di autocorrelazione | 82,03           | 0,0000           | Si rifiuta $H_0$ (presenza di autocorrelazione)   |
| <i>Jarque-Bera</i>  | I residui sono normali      | 1,578e+06       | 0,0000           | Si rifiuta $H_0$ (Residui non normali)            |
| Eteroschedasticità  | Omoschedasticità            | 3,96            | 0,0000           | Si rifiuta $H_0$ (Presenza di eteroschedasticità) |
| Asimmetria          | N/A                         | 0,13            | N/A              | Leggera asimmetria positiva                       |
| Curtosi             | N/A                         | 27,41           | N/A              | Forte leptocurtosi                                |

Tabella 5 – Sommario risultati del Modello ARIMA (24,1,0)

Come riassunto nella Tabella 5, i test di diagnostica sui residui del modello ARIMA rivelano diverse criticità. Il test di *Ljung-Box* rifiuta l'ipotesi di assenza di autocorrelazione, indicando che il modello non cattura pienamente la dipendenza lineare nei dati. Il test di *Jarque-Bera* rifiuta nettamente l'ipotesi di normalità; questo risultato è supportato dai valori delle statistiche descrittive: sebbene l'asimmetria sia contenuta (0,13), il valore della curtosi è estremamente elevato (27,41), a conferma della presenza di *fat tails*. Infine, il test di

eteroschedasticità fornisce la prova statistica del fenomeno del *volatility clustering* (effetti ARCH).

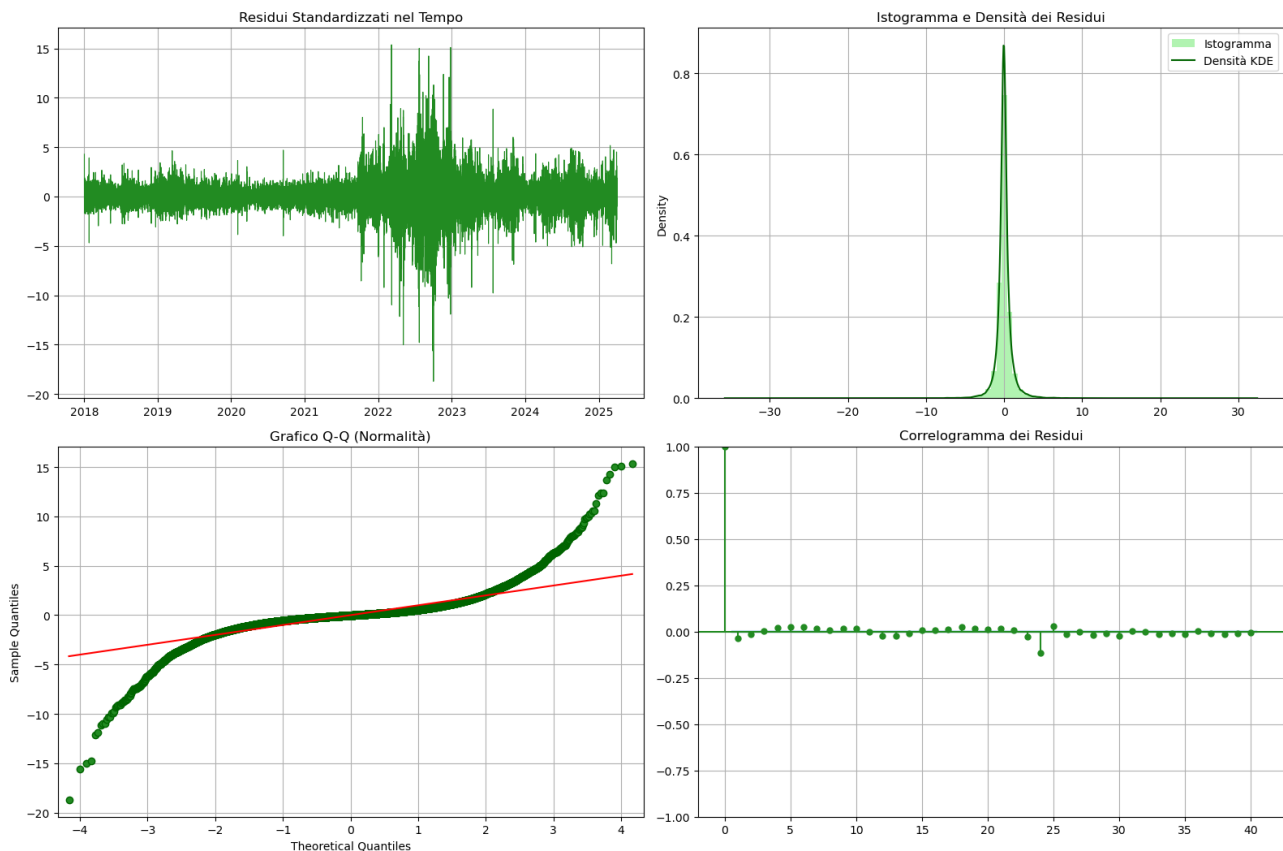


Figura 21 - Grafici di diagnostica sui residui del modello ARIMA(24,1,0)

Per quanto riguarda l'analisi di primo ordine, il test di *Ljung-Box*, che verifica l'ipotesi nulla di assenza di autocorrelazione nei residui, ha restituito un *p-value* di 0,0. Questo risultato, supportato dal correlogramma riportato in basso a destra della Figura 21 che mostra un picco significativo al 24° lag, indica il rigetto dell'ipotesi nulla. Ciò indica che il modello, pur catturando gran parte della dinamica, lascia nei residui una piccola, ma significativa, struttura di correlazione lineare non spiegata, probabilmente legata a effetti stagionali più complessi. L'analisi di secondo ordine si basa, invece, sul test ARCH-LM, che verifica la presenza di eteroschedasticità condizionale, e ha prodotto un *p-value* prossimo a zero. Questo risultato permette di rifiutare l'ipotesi nulla di omoschedasticità, confermando la presenza di effetti ARCH<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> La proprietà dei residui di un modello per cui periodi di grandi errori (alta volatilità) tendono a essere seguiti da altri periodi di grandi errori, e periodi di piccoli errori da altri di piccoli errori.

Questa è la prova statistica del *volatility clustering* osservato nell'analisi grafica: la volatilità dei prezzi non è costante, ma si presenta a grappoli.

Infine, è stata eseguita un'analisi di normalità tramite il test di *Jarque-Bera* ( $\text{Prob}(\text{JB}):0.00$ ) e l'ispezione visuale del grafico Q-Q (grafico in basso a sinistra nella Figura 21) si conclude di poter rifiutare nettamente l'ipotesi di normalità dei residui, i quali mostrano leptocurtosi.

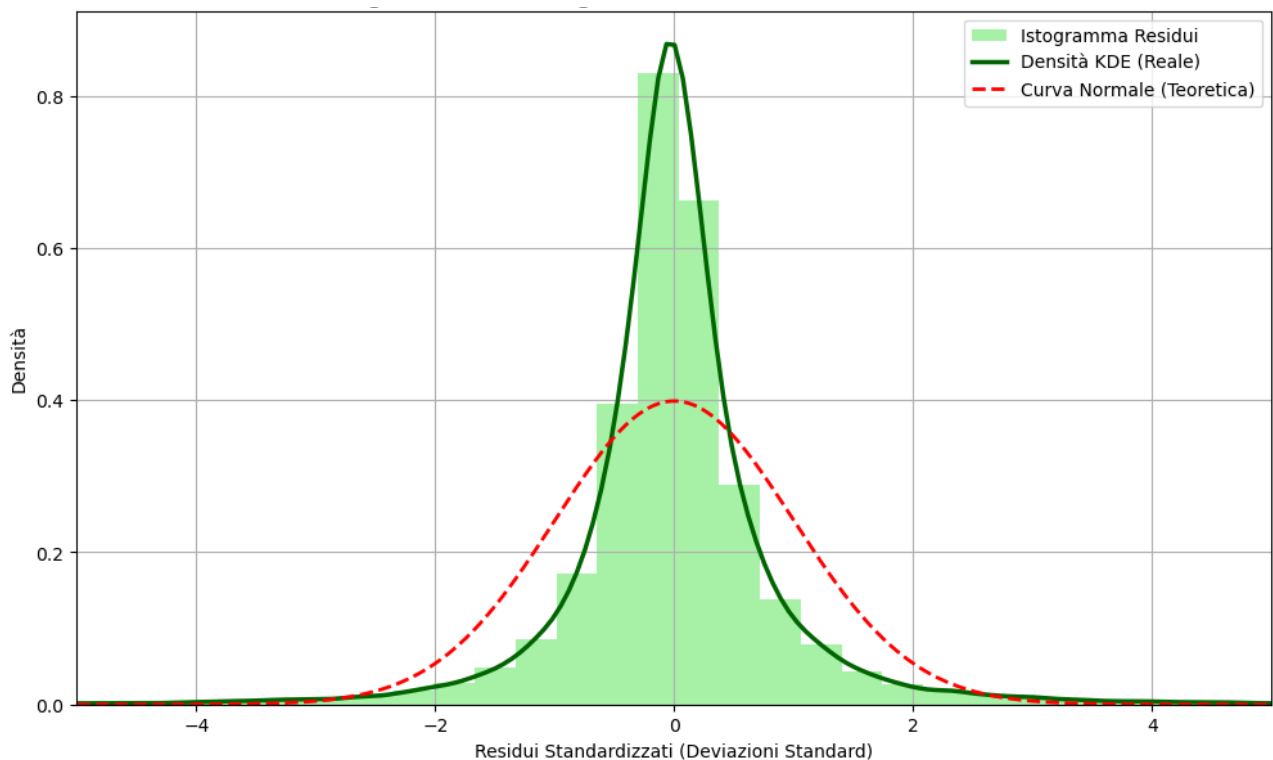


Figura 22- Istogramma dei residui

È importante soffermarsi sull'istogramma dei residui che viene preso dalla Figura 21 in modo da essere mostrato più nel dettaglio nella Figura 22. Si possono in questo modo osservare una forte leptocurtosi, mostrata dal picco del grafico e dalla curva verde che indica la densità reale dei dati, più alta e “appuntita” rispetto alla distribuzione normale mostrata dalla curva rossa tratteggiata.

Inoltre, è possibile osservare anche le *fat tails* del grafico, che indicano che la probabilità di trovare valori estremi – oltre le 5 deviazioni standard, non presenti nel grafico – è molto più alta di quanto prevedrebbe la distribuzione normale.

In conclusione, la distribuzione appare simmetrica e centrata intorno allo zero, anche se presenta una forma più appuntita rispetto a una normale.

Tutti questi elementi confermano ancora una volta che i residui non si distribuiscono secondo una normale.

## 2.5 Analisi di cointegrazione

In conclusione di questo capitolo, è importante andare a studiare se esiste una relazione di equilibrio di lungo periodo tra le serie, ovvero capire se le serie, pur essendo individualmente dei processi  $I(1)$ , si muovano insieme nel tempo in modo stabile, dimostrando dunque di essere cointegrate.

A tal fine si utilizza la procedura multivariata di Johansen (1991), che permette di determinare il numero di vettori di cointegrazione (ovvero il “rango di cointegrazione”  $r$ ) in un sistema di variabili.

| <b>Ipotesi nulla (<math>H_0</math>)</b> | <b>Statistica test</b> | <b><i>P-value</i></b> | <b>Conclusione<br/>(<math>\alpha = 5\%</math>)</b> |
|-----------------------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------------------------------|
| $r = 0$                                 | 397,15                 | 0,000                 | Si rifiuta $H_0$                                   |
| $r = 1$                                 | 13,20                  | 0,000                 | Si rifiuta $H_0$                                   |

*Tabella 6 - Tabella riassuntiva scelta del rango*

La sequenza del test porta a concludere che il rango di cointegrazione del sistema è  $r = 2$ , come si può osservare dalla Tabella 6. In un sistema bivariato, un rango pieno come in questo caso ha un'interpretazione economica e statistica precisa: implica che non esiste una relazione di cointegrazione tra variabili non-stazionarie, ma piuttosto che il sistema nel suo complesso è stazionario. Questo risultato suggerisce che le combinazioni lineari delle variabili sono stazionarie, risultato possibile solo se le serie originali, IT-Nord e IT-Sicilia, sono esse stesse stazionarie.

Questo risultato del test di *Johansen* è coerente con la conclusione iniziale del test ADF e fornisce evidenza contro l'ipotesi di non-stazionarietà che era stata avanzata sulla base del test KPSS e della presenza di rotture strutturali.

Di fronte a un quadro diagnostico così complesso, ma con il test di *Johansen* che punta verso la stazionarietà, la conclusione metodologica più robusta è che il sistema va modellato come stazionario. Pertanto, si utilizzerà un *Vector Autoregressive (VAR) model* stimato sui dati in livello, procedimento appropriato per analizzare le interdipendenze dinamiche tra variabili stazionarie.

## 2.6 Stima e analisi del modello VARX

Per la parte finale dell'analisi è stato utilizzato un modello VAR, più di preciso un modello *Vector Autoregressive* con variabili esogene (VARX) per analizzare le interdipendenze dinamiche tra i due mercati tenendo conto dei pattern particolari evidenziati nelle sezioni precedenti.

Formalmente, un modello VARX(p) con p indicante il numero di ritardi, è espresso dalla seguente formula:

$$y_t = c + A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + B x_t + \varepsilon_t$$

(2.6- 16)

Dove:

- $y_t$  è il vettore dei prezzi IT-Nord e IT-Sicilia al tempo  $t$
- $A_i$  sono le matrici dei coefficienti che catturano le interdipendenze dinamiche
- $x_t$  è il vettore delle variabili esogene (in questo caso le *dummy* stagionali)
- $B$  è la matrice dei coefficienti che misura l'impatto medio, in euro, che una specifica ora o giorno della settimana ha sul prezzo, isolando l'effetto della pura stagionalità
- $\varepsilon_t$  è il vettore degli errori

Il modello specificato in questa analisi è un VARX(2), che include 29 variabili *dummy* esogene per controllare gli effetti fissi orari e settimanali. I risultati delle regressioni per le singole equazioni di IT-Nord e IT-Sicilia (riportati in Appendice 2) mostrano una forte significatività sia dei coefficienti autoregressivi (ad esempio per L1.IT-Nord, L1.IT-Sicilia) sia di numerose *dummy* orarie (ad esempio, ora\_6 e ora\_18), confermando l'importanza di catturare sia la dinamica temporale sia quella stagionale. Inoltre, la matrice di correlazione

(Tabella 7) evidenzia una correlazione contemporanea positiva e significativa – pari a 0,56) tra gli shock inattesi dei due mercati.

|            | IT-Nord  | IT-Sicilia |
|------------|----------|------------|
| IT-Nord    | 1,000000 | 0,560244   |
| IT-Sicilia | 0,560244 | 1,000000   |

*Tabella 7 – Matrice di correlazione dei residui*

### 2.6.1 Analisi delle *Impulse Response Function* (IRF)

Per investigare la struttura dinamica delle interdipendenze e rispondere alla domanda di ricerca principale, si ricorre all'analisi delle *Impulse Response Function* (IRF)<sup>7</sup>, presentate nella Figura 23. Queste funzioni, calcolate “al netto” degli effetti stagionali, mostrano la reazione di ciascun prezzo a uno shock inatteso, un impulso appunto, di una deviazione standard sull'altro.

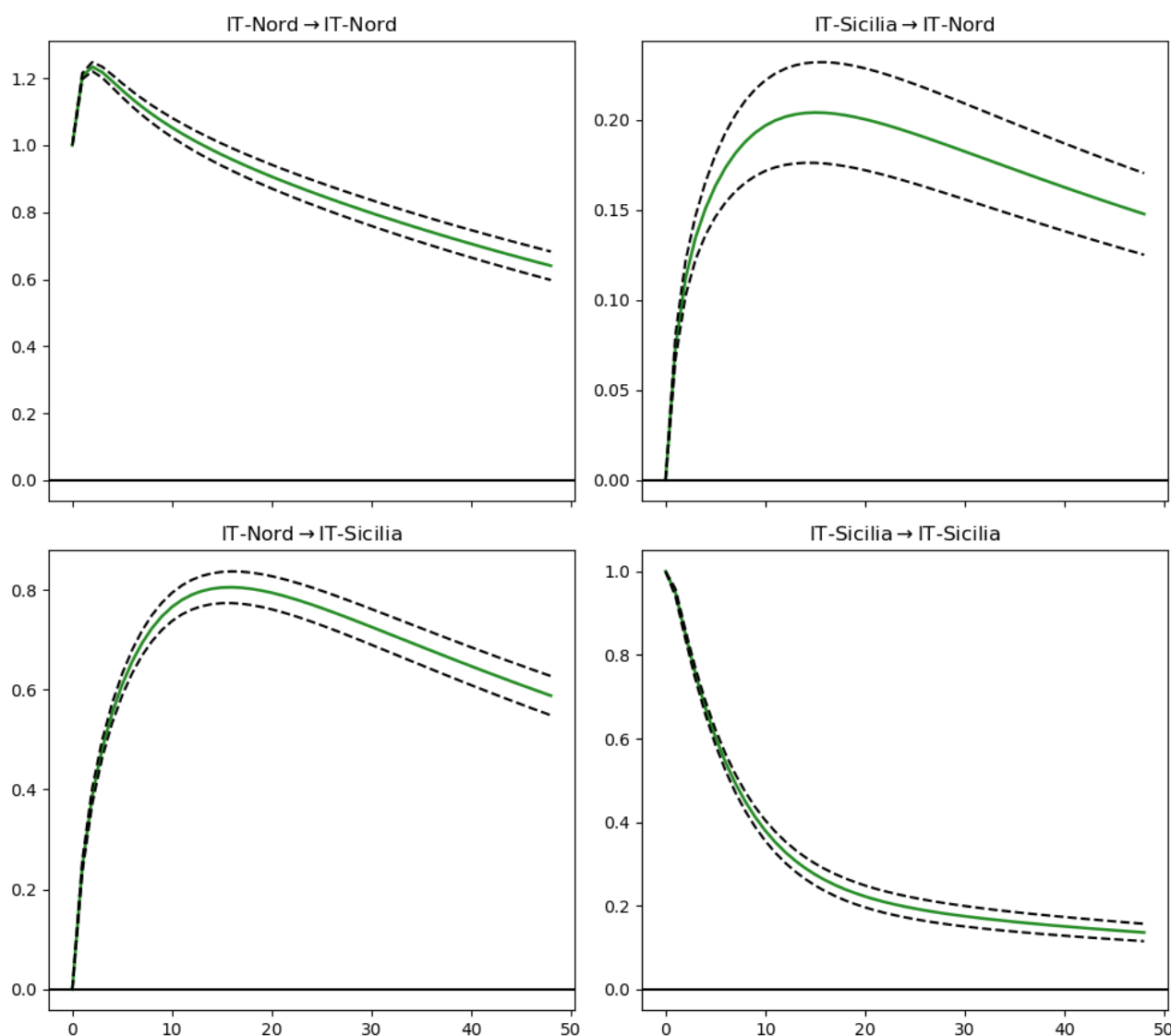


Figura 23 – *Impulse Response Function* dal modello VARX(2)

<sup>7</sup> Strumento grafico che traccia la reazione dinamica di ciascuna variabile del modello nel tempo, a seguito di uno shock inatteso (impulso) su una delle variabili del sistema.



In tutti e quattro grafici si può osservare come le linee verdi continue rappresentino la risposta puntuale, mentre le linee tratteggiate l'intervallo di confidenza al 95%. Soffermendosi più nel dettaglio su tali grafici si può notare che la risposta di ciascun mercato a uno *shock* su se stesso (IT-Nord -> IT-Nord e IT-Sicilia -> IT-Sicilia) è forte, positiva e immediata. L'effetto mostra una forte persistenza, con una caratteristica forma “a gobba” prima di decadere e riassorbirsi nell'arco di 40 ore analizzate.

Il vero scopo di questo grafico è analizzare gli effetti incrociati, di grande importanza perché mostrano come uno shock inatteso su un mercato si trasmette sull'altro. La risposta di IT-Nord a uno shock su IT-Sicilia (IT-Sicilia -> IT-Nord) è positiva e statisticamente significativa. Uno shock inatteso sul prezzo siciliano si trasmette al Nord, raggiungendo un picco di circa 0,20 EUR/MWh dopo circa 10-12 ore. Ancora più pronunciata è la reazione opposta: la risposta di IT-Sicilia su IT-Nord (IT-Nord -> IT-Sicilia) è più forte e persistente del caso precedente. Uno shock sui prezzi del Nord induce una reazione sul mercato siciliano che raggiunge un picco di quasi 0,85 EUR/MWh dopo circa 15 ore, un impatto quattro volte superiore rispetto a quello nella direzione opposta.

Questa asimmetria nella risposta agli shock è un risultato chiave dell'analisi, infatti, sebbene i mercati siano chiaramente interconnessi e si influenzino a vicenda, il mercato del Nord Italia appare come il principale motore delle dinamiche di prezzo, i cui *shock* si propagano con maggior forza verso il mercato siciliano.

## 2.7 Conclusioni

L'analisi empirica condotta in questo capitolo ha permesso di delineare in modo rigoroso le proprietà e le interdipendenze dei mercati elettrici di IT-Nord e IT-Sicilia. Il percorso diagnostico ha rivelato una natura complessa dei dati, con test di radice unitaria che hanno fornito risultati ambigui. Tuttavia, il test di cointegrazione di *Johansen* ha indicato la stazionarietà del sistema bivariato, una conclusione metodologica chiave che ha guidato la specificazione del modello finale.

La stima di un modello VARX sui prezzi in livello, che tiene conto della forte componente stagionale (osservabile in Appendice 2, Tabella 2A.4 e Tabella 2A.5), e la successiva analisi delle *Impulse Response Function* hanno permesso di quantificare la trasmissione degli *shock* tra le due zone. Il risultato empirico più rilevante è l'identificazione di una trasmissione bidirezionale ma fortemente asimmetrica: sebbene entrambi i mercati si influenzino a vicenda, è il mercato del Nord ad agire come principale motore delle dinamiche di prezzo, dato che i suoi shock si propagano con un'intensità quattro volte superiore verso il mercato siciliano. Questi risultati forniscono una solida base empirica. Avendo stabilito la natura della dinamica interna al mercato italiano e il ruolo trainante del Nord, il prossimo capitolo estenderà l'orizzonte per investigare come questo mercato si integri con i principali *hub* europei.

## Appendice 2

```

--- Stima di un modello ARIMA(24,1,0) ---
                                SARIMAX Results
=====
Dep. Variable:      Prezzo_Medio      No. Observations:      63528
Model:              ARIMA(24, 1, 0)   Log Likelihood         -241361.848
Date:               Fri, 27 Jun 2025   AIC                    482773.696
Time:                21:03:46          BIC                    483000.176
Sample:              01-01-2018        HQIC                   482843.859
                  - 03-31-2025
Covariance Type:    opg
=====

```

|        | coef     | std err | z       | P> z  | [0.025  | 0.975]  |
|--------|----------|---------|---------|-------|---------|---------|
| ar.L1  | 0.0610   | 0.002   | 37.582  | 0.000 | 0.058   | 0.064   |
| ar.L2  | -0.1042  | 0.002   | -58.789 | 0.000 | -0.108  | -0.101  |
| ar.L3  | -0.1316  | 0.002   | -67.400 | 0.000 | -0.135  | -0.128  |
| ar.L4  | -0.1434  | 0.002   | -68.825 | 0.000 | -0.148  | -0.139  |
| ar.L5  | -0.1161  | 0.002   | -60.073 | 0.000 | -0.120  | -0.112  |
| ar.L6  | -0.1424  | 0.002   | -85.784 | 0.000 | -0.146  | -0.139  |
| ar.L7  | -0.1200  | 0.002   | -63.665 | 0.000 | -0.124  | -0.116  |
| ar.L8  | -0.1042  | 0.002   | -53.953 | 0.000 | -0.108  | -0.100  |
| ar.L9  | -0.1259  | 0.002   | -64.213 | 0.000 | -0.130  | -0.122  |
| ar.L10 | -0.1311  | 0.002   | -72.870 | 0.000 | -0.135  | -0.128  |
| ar.L11 | -0.0719  | 0.002   | -37.456 | 0.000 | -0.076  | -0.068  |
| ar.L12 | -0.0518  | 0.002   | -27.540 | 0.000 | -0.055  | -0.048  |
| ar.L13 | -0.0747  | 0.002   | -39.403 | 0.000 | -0.078  | -0.071  |
| ar.L14 | -0.1179  | 0.002   | -64.761 | 0.000 | -0.121  | -0.114  |
| ar.L15 | -0.1154  | 0.002   | -56.151 | 0.000 | -0.119  | -0.111  |
| ar.L16 | -0.0814  | 0.002   | -43.826 | 0.000 | -0.085  | -0.078  |
| ar.L17 | -0.0995  | 0.002   | -51.328 | 0.000 | -0.103  | -0.096  |
| ar.L18 | -0.1065  | 0.002   | -55.219 | 0.000 | -0.110  | -0.103  |
| ar.L19 | -0.1071  | 0.002   | -52.112 | 0.000 | -0.111  | -0.103  |
| ar.L20 | -0.1110  | 0.002   | -54.613 | 0.000 | -0.115  | -0.107  |
| ar.L21 | -0.1060  | 0.002   | -52.169 | 0.000 | -0.110  | -0.102  |
| ar.L22 | -0.0808  | 0.002   | -45.239 | 0.000 | -0.084  | -0.077  |
| ar.L23 | 0.0711   | 0.002   | 43.617  | 0.000 | 0.068   | 0.074   |
| ar.L24 | 0.3407   | 0.001   | 231.787 | 0.000 | 0.338   | 0.344   |
| sigma2 | 116.8664 | 0.198   | 590.455 | 0.000 | 116.478 | 117.254 |

```

=====
Ljung-Box (L1) (Q):      82.03   Jarque-Bera (JB):      1577751.66
Prob(Q):                 0.00   Prob(JB):                 0.00
Heteroskedasticity (H):   3.96   Skew:                     0.13
Prob(H) (two-sided):      0.00   Kurtosis:                 27.41
=====

```

Tabella 2A.1– Risultati modello ARIMA

| Test di diagnostica | Ipotesi nulla ( $H_0$ ) | Statistica test | P-value | Conclusione ( $\alpha = 5\%$ )                       |
|---------------------|-------------------------|-----------------|---------|------------------------------------------------------|
| Ljung-Box           | Assenza di correlazione | 1842,18         | 0,000   | Si rifiuta $H_0$<br>(Presenza di autocorrelazione)   |
| ARCH-LM             | Omoschedasticità        | 8781,13         | 0,000   | Si rifiuta $H_0$<br>(Presenza di eteroschedasticità) |

Tabella 2A.2 -Test di diagnostica sui residui del modello ARIMA

#### Summary of Regression Results

|                   |          |                    |         |
|-------------------|----------|--------------------|---------|
| <hr/>             |          |                    |         |
| Model:            |          | VAR                |         |
| Method:           |          | OLS                |         |
| Date:             |          | Fri, 27, Jun, 2025 |         |
| Time:             |          | 21:07:32           |         |
| <hr/>             |          |                    |         |
| No. of Equations: | 2.00000  | BIC:               | 10.0443 |
| Nobs:             | 63526.0  | HQIC:              | 10.0376 |
| Log likelihood:   | -498940. | FPE:               | 22801.9 |
| AIC:              | 10.0346  | Det(Omega_mle):    | 22777.5 |

Tabella 2A.3 – Riassunto modello VARX(2)

|               | coefficient | std. error | t-stat  | prob  |
|---------------|-------------|------------|---------|-------|
| const         | 0.714830    | 0.264941   | 2.698   | 0.007 |
| ora_1         | -5.065705   | 0.321893   | -15.737 | 0.000 |
| ora_2         | -1.799123   | 0.321436   | -5.597  | 0.000 |
| ora_3         | -1.291422   | 0.322061   | -4.010  | 0.000 |
| ora_4         | 0.921579    | 0.322762   | 2.855   | 0.004 |
| ora_5         | 4.946523    | 0.323851   | 15.274  | 0.000 |
| ora_6         | 11.706706   | 0.326404   | 35.866  | 0.000 |
| ora_7         | 8.491451    | 0.332724   | 25.521  | 0.000 |
| ora_8         | 3.744203    | 0.332224   | 11.270  | 0.000 |
| ora_9         | -7.329883   | 0.326869   | -22.425 | 0.000 |
| ora_10        | -5.916572   | 0.321712   | -18.391 | 0.000 |
| ora_11        | -1.210147   | 0.321875   | -3.760  | 0.000 |
| ora_12        | -4.643391   | 0.323070   | -14.373 | 0.000 |
| ora_13        | -1.017602   | 0.323994   | -3.141  | 0.002 |
| ora_14        | 4.525365    | 0.323971   | 13.968  | 0.000 |
| ora_15        | 4.179210    | 0.327156   | 12.774  | 0.000 |
| ora_16        | 5.924061    | 0.328697   | 18.023  | 0.000 |
| ora_17        | 5.943717    | 0.330441   | 17.987  | 0.000 |
| ora_18        | 6.143677    | 0.330793   | 18.573  | 0.000 |
| ora_19        | 5.684112    | 0.330773   | 17.184  | 0.000 |
| ora_20        | -9.526670   | 0.331167   | -28.767 | 0.000 |
| ora_21        | -9.527833   | 0.323643   | -29.439 | 0.000 |
| ora_22        | -5.954154   | 0.321843   | -18.500 | 0.000 |
| ora_23        | -4.745065   | 0.320939   | -14.785 | 0.000 |
| giorno_1      | -0.057319   | 0.173106   | -0.331  | 0.741 |
| giorno_2      | -0.138885   | 0.173090   | -0.802  | 0.422 |
| giorno_3      | -0.088241   | 0.173083   | -0.510  | 0.610 |
| giorno_4      | -0.236563   | 0.173086   | -1.367  | 0.172 |
| giorno_5      | -0.469073   | 0.173231   | -2.708  | 0.007 |
| giorno_6      | -0.472038   | 0.173271   | -2.724  | 0.006 |
| L1.IT-Nord    | 1.206419    | 0.004657   | 259.072 | 0.000 |
| L1.IT-Sicilia | 0.074415    | 0.003575   | 20.816  | 0.000 |
| L2.IT-Nord    | -0.238969   | 0.004631   | -51.606 | 0.000 |
| L2.IT-Sicilia | -0.048338   | 0.003581   | -13.497 | 0.000 |

Tabella 2A.4 – Risultati VARX(2) per IT-Nord

|               | coefficient | std. error | t-stat  | prob  |
|---------------|-------------|------------|---------|-------|
| const         | 0.621126    | 0.354859   | 1.750   | 0.080 |
| ora_1         | -4.520805   | 0.431140   | -10.486 | 0.000 |
| ora_2         | -1.754014   | 0.430528   | -4.074  | 0.000 |
| ora_3         | -0.335680   | 0.431365   | -0.778  | 0.436 |
| ora_4         | 2.182118    | 0.432304   | 5.048   | 0.000 |
| ora_5         | 6.503961    | 0.433763   | 14.994  | 0.000 |
| ora_6         | 13.019579   | 0.437182   | 29.781  | 0.000 |
| ora_7         | 12.007913   | 0.445647   | 26.945  | 0.000 |
| ora_8         | 4.177092    | 0.444977   | 9.387   | 0.000 |
| ora_9         | -7.558114   | 0.437805   | -17.264 | 0.000 |
| ora_10        | -8.987082   | 0.430898   | -20.857 | 0.000 |
| ora_11        | -4.272255   | 0.431116   | -9.910  | 0.000 |
| ora_12        | -3.175056   | 0.432716   | -7.338  | 0.000 |
| ora_13        | -2.372033   | 0.433954   | -5.466  | 0.000 |
| ora_14        | 4.946031    | 0.433923   | 11.398  | 0.000 |
| ora_15        | 7.813678    | 0.438189   | 17.832  | 0.000 |
| ora_16        | 11.791469   | 0.440254   | 26.783  | 0.000 |
| ora_17        | 13.322247   | 0.442589   | 30.101  | 0.000 |
| ora_18        | 14.039177   | 0.443061   | 31.687  | 0.000 |
| ora_19        | 15.198800   | 0.443034   | 34.306  | 0.000 |
| ora_20        | -0.199865   | 0.443562   | -0.451  | 0.652 |
| ora_21        | -7.441964   | 0.433484   | -17.168 | 0.000 |
| ora_22        | -7.222616   | 0.431074   | -16.755 | 0.000 |
| ora_23        | -7.898310   | 0.429862   | -18.374 | 0.000 |
| giorno_1      | -0.296151   | 0.231856   | -1.277  | 0.201 |
| giorno_2      | -0.245923   | 0.231835   | -1.061  | 0.289 |
| giorno_3      | -0.090401   | 0.231825   | -0.390  | 0.697 |
| giorno_4      | -0.029903   | 0.231830   | -0.129  | 0.897 |
| giorno_5      | -0.016629   | 0.232023   | -0.072  | 0.943 |
| giorno_6      | -0.209742   | 0.232077   | -0.904  | 0.366 |
| L1.IT-Nord    | 0.246257    | 0.006237   | 39.482  | 0.000 |
| L1.IT-Sicilia | 0.948219    | 0.004788   | 198.036 | 0.000 |
| L2.IT-Nord    | -0.143069   | 0.006202   | -23.068 | 0.000 |
| L2.IT-Sicilia | -0.069848   | 0.004797   | -14.561 | 0.000 |

Tabella 2A.5 – Risultati VARX(2) per IT-Sicilia

## Capitolo 3: Analisi delle interdipendenze europee

### 3.1 Introduzione e obiettivi dell'analisi

Il capitolo precedente ha analizzato nel dettaglio le dinamiche interne al mercato elettrico italiano, mettendo in luce una forte, seppur asimmetrica, interdipendenza tra i prezzi di IT-Nord e IT-Sicilia. Si è concluso che il mercato settentrionale agisce come principale motore dei prezzi per quello siciliano, un risultato chiave per la comprensione delle dinamiche di trasmissione nazionali.

Tuttavia, l'analisi ha suggerito come degli *shock* sistemici a livello europeo – come la crisi energetica – si propaghino in modo omogeneo tra i mercati interconnessi, testimoniando un'elevata integrazione.

Partendo da questa osservazione, il presente capitolo estende l'orizzonte dell'analisi al contesto europeo, con l'obiettivo di investigare la natura e l'intensità delle interdipendenze dinamiche tra il mercato del Nord Italia e due suoi principali mercati elettrici confinanti: la Germania (DE) e la Francia (FR). È, infatti, fondamentale comprendere queste relazioni per valutare l'efficacia dei meccanismi di mercato unici europei e per quantificare come *shock* esogeni nei mercati vicini influenzino il sistema italiano. L'analisi si inserisce in un contesto di mercato che ha subito trasformazioni strutturali senza precedenti, osservabili nella Figura 24: oltre al trend di lungo periodo della transizione energetica – con la crescente penetrazione di fonti rinnovabili – il sistema elettrico europeo è stato recentemente soggetto a due shock di portata storica, ovvero la crisi della domanda dovuta alla pandemia di COVID-19 e, soprattutto, lo shock sui prezzi delle commodity del 2021-2022, esacerbato dal conflitto in Ucraina.

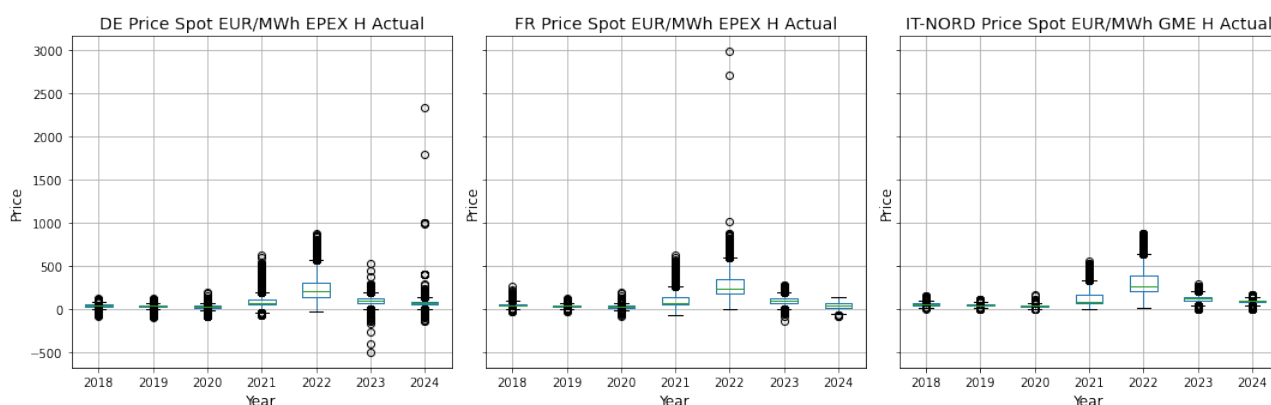


Figura 24 - Boxplot della distribuzione dei prezzi orari per Germania (DE), Francia (FR) e Nord Italia (IT-Nord)

I *boxplot* illustrano le differenti fasi del mercato dall'anno 2018 al 2024. Nel periodo 2018-2020 i prezzi appaiono relativamente stabili e contenuti, con una varianza limitata. Invece, a partire dal 2021 si osserva un primo aumento sia del prezzo medio che della sua volatilità. Il 2022 si discosta dai risultati precedenti poiché anno della crisi energetica, con un forte aumento della varianza mostrata dai box del grafico più allargati e alti rispetto agli altri e dalla comparsa di numerosi valori anomali, estremamente elevati. Nel 2023 e nel 2024 si assiste a una parziale normalizzazione, con prezzi inferiori al picco del 2022, ma che si mantengono su livelli di volatilità e di prezzo superiori al periodo precrisi. Inoltre, è importante notare come questo andamento sia molto simile tra i tre Paesi, a testimonianza di un'elevata integrazione a livello europeo, dove gli shock sistemici si propagano in modo omogeneo. Nel 2023 e 2024 si osservano anche maggiori accadimenti di prezzi apprezzabilmente negativi in Francia e, soprattutto, in Germania.

Data la forte co-movimentazione dei prezzi osservata a livello visivo, che suggerisce la presenza di uno o più *driver* comuni (come il prezzo del gas e dei permessi di emissione), in questo capitolo si adotterà un approccio econometrico specifico, ricorrendo a un Modello di Cointegrazione Frazionaria (*Fractionally Cointegrated Vector Autoregressive Model* - FCVAR). Questo modello, che unisce l'analisi frazionaria alla teoria della cointegrazione, è particolarmente indicato per i sistemi di serie storiche - come i prezzi dell'energia - che sono tipicamente non-stazionarie e guidate da pochi fattori di mercato comuni. L'idea centrale è che la natura non-stazionaria ( $I(1)$ ) di ciascuna serie di prezzo possa essere scomposta in due parti: una componente comune, rappresentata da un numero ridotto di fattori latenti non-stazionari (i cosiddetti "trend stocastici comuni" del sistema) e una componente idiosincratICA



che invece è stazionaria ( $I(0)$ ). L'analisi di cointegrazione frazionaria, quindi, verificherà se i prezzi di Italia, Francia e Germania sono cointegrati tra loro perché condividono questi stessi fattori non-stazionari. Se tale relazione esiste, significa che, nonostante le singole serie possano fluttuare liberamente nel tempo, siano legate da una relazione di equilibrio di lungo periodo dettata proprio da questi motori comuni del mercato europeo.

### **3.2 Analisi descrittiva dei dati europei**

Prima di procedere con la complessa specificazione del modello econometrico, è fondamentale condurre un'analisi descrittiva preliminare sulle tre serie storiche dei prezzi orari di IT-Nord, FR e DE. Questa fase iniziale ha un duplice obiettivo. In primo luogo, permette di identificare le caratteristiche statistiche fondamentali e le proprietà di ciascun mercato, come la loro tendenza centrale, la volatilità e la forma della loro distribuzione dei prezzi. In secondo luogo, consente una prima valutazione visiva del grado di interdipendenza e co-movimento tra i mercati, fornendo un supporto iniziale all'ipotesi di un'elevata integrazione guidata da *driver* comuni, che è il fulcro di questo capitolo.

L'analisi che segue è quindi articolata in due parti: un esame quantitativo delle statistiche descrittive e un'analisi grafica delle dinamiche temporali delle serie.

### 3.2.1 Analisi Statistica

La Tabella 8 riassume le principali statistiche descrittive per le tre serie di prezzo, fornendo un quadro quantitativo delle loro caratteristiche fondamentali.

| Serie   | Osserv. | Media  | Mediana | Dev. St. | Min     | Max     | Asimmetria | Curtosi |
|---------|---------|--------|---------|----------|---------|---------|------------|---------|
| IT-Nord | 63528   | 117,53 | 85,00   | 104,38   | 0,00    | 871,00  | 2,46       | 7,73    |
| FR      | 63528   | 94,64  | 59,02   | 102,92   | -134,94 | 2987,78 | 3,13       | 24,56   |
| DE      | 63528   | 89,29  | 59,09   | 93,64    | -500,00 | 2325,83 | 2,89       | 16,82   |

*Tabella 8 - Statistiche descrittive per i prezzi orari di IT-Nord, FR e DE*

Dalla tabella emergono osservazioni coerenti con quanto già analizzato per il mercato di IT-Nord e IT-Sicilia nel capitolo precedente. Per tutti e tre i mercati il valore della media è superiore a quello della mediana, confermando la presenza di una distribuzione asimmetrica a destra, dove i picchi di prezzo spingono il valore medio verso l'alto. Inoltre, l'elevata deviazione standard in tutti i paesi testimonia la natura volatile dei mercati elettrici, particolarmente accentuata per Nord Italia e Francia, che presentano valori maggiori della Germania. Infine, valori fortemente positivi dell'asimmetria e molto elevati della curtosi confermano che le distribuzioni non sono normali e presentano *fat tails* dovute a picchi di prezzo rari, ma di grande entità. Si può osservare come sia il mercato francese ad avere il valore di curtosi più estremo, seguito da quello tedesco; questo suggerisce una maggiore probabilità di eventi di prezzo eccezionali rispetto al mercato italiano.

### 3.2.2 Analisi grafica

L'analisi visiva delle serie storiche, riportata in Figura 25, permette di analizzare le dinamiche temporali e di confrontare il comportamento dei tre mercati.

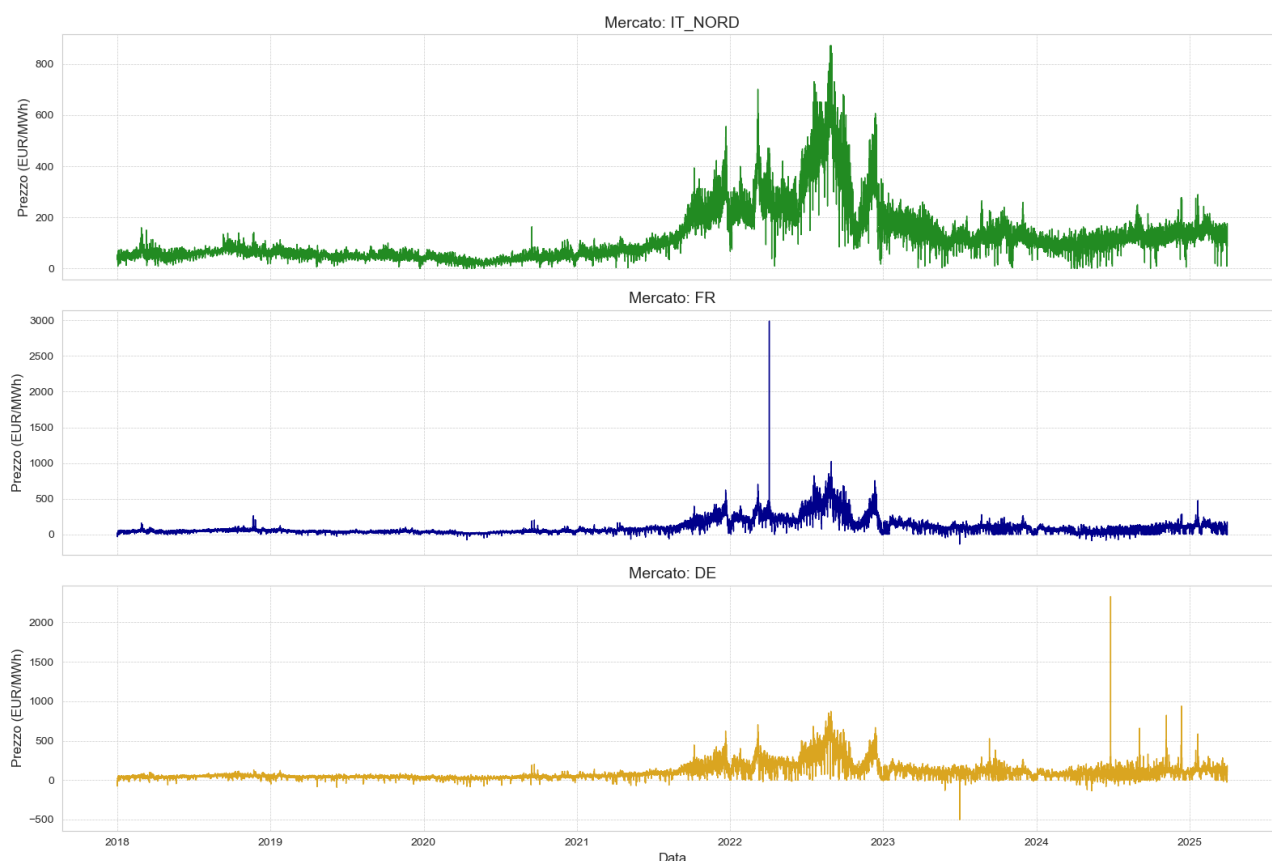


Figura 25 - Andamento dei prezzi spot orari per IT-Nord (verde), FR(blu) e DE(giallo)

I grafici confermano con forza l'ipotesi di un'elevata integrazione di mercato. Si può notare come l'andamento dei tre prezzi segua un percorso comune, caratterizzato da tre fasi distinte già evidenziate in precedenza. Un primo periodo di relativa stabilità fino al 2020; un forte aumento della media e della volatilità a partire dal 2021, che culmina nel picco estremo della crisi energetica del 2022. Infine, una fase di parziale normalizzazione nel 2023-2024, con prezzi che – pur essendo inferiori ai picchi del 2022 – si mantengono su livelli di prezzo e volatilità superiori al periodo precrisi.

Inoltre, tutti e tre i grafici mostrano chiaramente il fenomeno del *volatility clustering*, con periodi di alta variabilità concentrati in “grappoli”, caratteristica tipica dei mercati energetica già osservata nel dettaglio sul mercato italiano. Questa forte somiglianza visiva nel

comportamento dei prezzi rafforza ulteriormente la scelta di utilizzare un modello di cointegrazione frazionaria, ideale per verificare se la dinamica comune osservata rappresenti un trend stocastico condiviso, la cui esistenza implicherebbe una relazione di equilibrio di lungo periodo tra i tre mercati.

### **3.3 Analisi di stazionarietà e cointegrazione**

L'analisi descrittiva precedente ha evidenziato una forte co-movimentazione e persistenza nelle serie dei prezzi, suggerendo che esse possano essere non-stazionarie. Il presente sotto-capitolo si pone l'obiettivo di verificare formalmente queste proprietà attraverso una serie di test statistici. Questo passaggio è di importanza cruciale: determinare correttamente l'ordine di integrazione delle serie è un prerequisito fondamentale per la specificazione di un modello multivariato valido, poiché l'utilizzo di tecniche errate può portare a regressioni spurie e a conclusioni inferenziali fuorvianti.

L'analisi che segue procederà in due fasi. In primo luogo, si utilizzeranno test di radice unitaria univariati (ADF e KPSS) per investigare la stazionarietà di ciascuna serie singolarmente. Successivamente, si applicherà il test di cointegrazione multivariato di Johansen per determinare se, nonostante le loro dinamiche individuali, le serie siano legate da una relazione di equilibrio di lungo periodo.

### 3.3.1 Test di radice unitaria

Per investigare la natura delle serie dei prezzi elettrici europei si adotta un approccio diagnostico robusto che utilizza sia l'ADF test sia il KPSS test. Questa scelta è motivata dalla potenziale presenza di rotture strutturali nei dati, che possono produrre inferenze fuorvianti se ci si affida a un singolo test. I risultati sono riassunti nella Tabella 9.

| Serie   | Test | Ipotesi nulla ( $H_0$ ) | Statistica test | P-value | Conclusione ( $\alpha = 5\%$ ) |
|---------|------|-------------------------|-----------------|---------|--------------------------------|
| IT-Nord | ADF  | Non-stazionarietà       | -4,41           | 0,0003  | Stazionaria                    |
|         | KPSS | Stazionarietà           | 11,55           | 0,0100  | Non-stazionaria                |
| FR      | ADF  | Non-stazionarietà       | -6,47           | 0,0000  | Stazionaria                    |
|         | KPSS | Stazionarietà           | 8,07            | 0,0100  | Non-stazionaria                |
| DE      | ADF  | Non-Stazionarietà       | -8,96           | 0,0000  | Stazionaria                    |
|         | KPSS | Stazionarietà           | 10,37           | 0,0100  | Non-stazionaria                |

Tabella 9 - Risultati dei test ADF e KPSS

I risultati mostrano un chiaro e sistematico conflitto per tutte e tre le serie di prezzo. Il test ADF rifiuta nettamente l'ipotesi nulla di radice unitaria, suggerendo che le serie siano stazionarie. Al contrario, il test KPSS rifiuta l'ipotesi nulla di stazionarietà, indicando che le serie siano non-stazionarie. Questa discrepanza – anche in questo caso, come già visto nel capitolo precedente – può essere attribuita o alla presenza di rotture strutturali, che riducono la potenza del test ADF, o a proprietà di *long memory*<sup>8</sup> tipiche delle serie aggregate.

---

<sup>8</sup> Per *long memory* (memoria lunga) si intende la proprietà di una serie storica, spesso descritta da modelli a integrazione frazionaria  $I(d)$ , la cui dipendenza da osservazioni passate decade molto lentamente. Tale persistenza è intermedia tra quella di un processo stazionario  $I(0)$  e quella di un processo a radice unitaria  $I(1)$ .

### 3.3.2 Test di cointegrazione di Johansen

Data l'incertezza emersa dai test univariati, si ricorre al test di cointegrazione multivariato di *Johansen* (1991, 1995) per investigare la presenza di relazioni di equilibrio di lungo periodo all'interno del sistema a tre variabili. Questo approccio si basa sulla stima di un *Vector Error Correction Model* (VECM), che è una ri-parametrizzazione del modello VAR e che permette di separare esplicitamente le dinamiche di lungo e breve periodo.

La forma generale del VECM è:

$$\Delta y_t = \Pi y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i} + c + \varepsilon_t$$

(3.3.2 - 17)

Dove:

- $\Delta y_t$  rappresenta la variazione di breve periodo tra le variabili
- $\Pi y_{t-1}$  è il meccanismo di correzione dell'errore, ovvero misura quanto il sistema si discostava dall'equilibrio di lungo periodo nel momento precedente ( $y_{t-1}$ ) e lo spinge a correggersi ( $\Pi$ ) per tornare verso l'equilibrio
- $\sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i}$  rappresenta la dinamica di breve periodo
- $c$  è il vettore delle costanti
- $\varepsilon_t$  è il vettore degli errori

Il fulcro del test di Johansen consiste nell'analizzare la matrice di impatto di lungo periodo  $\Pi$ . Il rango di questa matrice ( $r$ ) corrisponde al numero di relazioni di cointegrazione indipendenti presenti nel sistema. Se  $r > 0$ , la matrice  $\Pi$  può essere scomposta come  $\Pi = \alpha\beta'$ , dove  $\alpha$  è la matrice dei coefficienti di aggiustamento e  $\beta'$  è la matrice trasposta che contiene i vettori di cointegrazione.

Per determinare il rango la procedura di Johansen utilizza due test basati sulla massima verosimiglianza: il test della traccia<sup>9</sup> e il test del massimo autovalore<sup>10</sup>. Entrambi testano in modo sequenziale diverse ipotesi nulle sul numero di vettori di cointegrazione. La procedura sequenziale basata sul test della traccia è riportata nella Tabella 10.

| <b>Ipotesi Nulla (<math>H_0</math>)</b> | <b>Statistica test</b> | <b>Valore critico (5%)</b> | <b>Conclusione</b> |
|-----------------------------------------|------------------------|----------------------------|--------------------|
| $r = 0$                                 | 12792,19               | 35,01                      | Rifiuto $H_0$      |
| $r \leq 1$                              | 4909,73                | 18,40                      | Rifiuto $H_0$      |
| $r \leq 2$                              | 765,92                 | 3,84                       | Rifiuto $H_0$      |

*Tabella 10 - Risultati del test di cointegrazione di Johansen*

La procedura del test porta a rifiutare l'ipotesi nulla in ogni fase, dunque, in un sistema a tre variabili, questo porta a concludere di avere un rango pieno di cointegrazione, ovvero  $r$  pari a 3.

### 3.3.3 Conclusione metodologica

Un risultato di rango pieno ha un'interpretazione statistica convenzionale: suggerisce che non esiste una relazione di cointegrazione tra variabili non-stazionarie, ma che il sistema nel suo complesso è stazionario. Questo risultato è coerente con le conclusioni dei test ADF individuali, ma contrastante con i risultati dei test KPSS e con la teoria economica – supportata sia da studi seminali (*Pindyck*, 1999) sia da analisi più recenti (*Ghoshray*, 2018) – che spesso considera i prezzi delle *commodity* energetiche come processi non-stazionari a causa della loro elevata persistenza.

A seguito di questo scenario complesso e per procedere con l'analisi di cointegrazione frazionaria, si adotta una scelta operativa conservativa, ampiamente utilizzata in econometria applicata. Tale approccio è giustificato quando si analizzano i prezzi energetici, data la

<sup>9</sup> Il test della traccia (*trace test*) è un test di rapporto di verosimiglianza usato nella procedura di *Johansen* per determinare il rango di cointegrazione ( $r$ ). Testa sequenzialmente l'ipotesi nulla che esistano al massimo  $r$  relazioni di cointegrazione contro l'alternativa che ce ne siano di più.

<sup>10</sup> Il test del massimo autovalore (*maximum eigenvalue test*) è un test di rapporto di verosimiglianza, alternativo al test della traccia, per determinare il rango di cointegrazione ( $r$ ). Testa sequenzialmente l'ipotesi nulla che esistano esattamente  $r$  relazioni di cointegrazione contro l'alternativa specifica che ne esistano  $r + 1$ .

tendenza dei test di radice unitaria standard (come l'ADF) a rifiutare erroneamente l'ipotesi di non-stazionarietà in presenza di rotture strutturali, fenomeno comune in questi mercati (Narayan e Smyth, 2007). Dunque, è prassi comune procedere trattando le serie come non-stazionarie per poter investigare le loro dinamiche di lungo periodo, come esemplificato in studi sulle *commodity* energetiche (Bahser, Haug e Sadorsky, 2016). In linea con questa letteratura, si sceglie quindi di dare maggior peso all'evidenza del test KPSS e alla teoria economica, trattando le serie come integrate di ordine 1. Questa scelta riconosce la forte persistenza e le proprietà di *long memory* dei dati, permettendo di procedere con la modellizzazione dei trend stocastici comuni, obiettivo centrale di questo capitolo.

### **3.4 Analisi dei risultati della stima del modello VAR**

Dopo aver stabilito, in linea con la teoria economica e le proprietà osservate dei dati, di trattare le serie dei prezzi come non-stazionarie, il passo successivo consiste nello specificare un modello multivariato per analizzarne le interdipendenze dinamiche. Il primo approccio standard in questo contesto è la stima di un Modello Vettoriale Autoregressivo (VAR) sui livelli delle serie.

Questa sezione ha un duplice obiettivo: in primo luogo, analizzare le dinamiche di breve periodo e l'influenza reciproca tra i mercati di Italia, Francia e Germania; in secondo luogo, condurre un'analisi diagnostica approfondita del modello per valutarne l'adeguatezza e, in particolare, la stabilità. Si procederà quindi con la selezione dell'ordine del modello, la stima dei parametri e la valutazione dei risultati, al fine di determinare se un approccio VAR standard sia sufficiente a catturare la complessa natura di questo sistema energetico interconnesso.



### 3.4.1 Selezione dell'ordine del modello e stima

Il primo passo nella costruzione del modello multivariato consiste nella determinazione dell'ordine di ritardo ottimale per il sistema VAR, questa scelta è, infatti, fondamentale per bilanciare la necessità di catturare la dinamica del sistema senza incorrere in un'eccessiva parametrizzazione. Sebbene i principali criteri informativi AIC e BIC suggeriscano un ordine di lag elevato (i risultati sono osservabili in Appendice 3) – pari a 24 – per catturare la forte componente stagionale giornaliera, si è deciso di procedere con un approccio più parsimonioso per facilitare la semplicità e l'interpretabilità del modello.

Questa scelta operativa si concentra sull'analisi delle interdipendenze di brevissimo periodo, che sono spesso le più intense nei mercati finanziari ed energetici. Pertanto, si è scelto di procedere con la stima di un modello VAR(2).

Formalmente, il modello VAR(2) stimato può essere rappresentato dalla seguente equazione matriciale:

$$y_t = c + A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + \varepsilon_t$$

(3.4.1 - 18)

Dove:

- $y_t$  è il vettore (3 x 1) delle variabili endogene al tempo  $t$ :

$$y_t = \begin{pmatrix} Prezzo_{IT-Nord,t} \\ Prezzo_{FR,t} \\ Prezzo_{DE,t} \end{pmatrix}$$

(3.4.1 - 19)

- $c$  è il vettore (3 x 1) delle costanti
- $A_1$  e  $A_2$  sono le matrici (3 x 3) dei coefficienti autoregressivi rispettivamente per il primo e il secondo ritardo.
- $\varepsilon_t$  è il vettore (3 x 1) dei termini di errore al tempo  $t$ , con media zero e non correlati nel tempo

### 3.4.2 Specificazione del modello per il forecasting e analisi dei risultati

Il secondo passo è dunque procedere alla stima dei coefficienti del VAR(2) i cui risultati sono riportati in Appendice 3. L'analisi dei coefficienti mostra che quasi tutti i parametri sono altamente significativi: sia i lag delle variabili su loro stesse sia i coefficienti incrociati hanno *p-value* prossimi a zero. Questo conferma che, anche limitando l'analisi alle sole due ore precedenti, esiste una forte e rapida influenza reciproca tra i mercati. È interessante notare una delle poche eccezioni: il primo lag del prezzo francese non risulta statisticamente significativo nell'equazione del prezzo tedesco, suggerendo un'assenza di impatto diretto da FR a DE nell'ora immediatamente successiva.

Inoltre, un risultato importante emerge dalla matrice di correlazione dei residui, osservabile nella Tabella 11.

|                | <b>IT-Nord</b> | <b>FR</b> | <b>DE</b> |
|----------------|----------------|-----------|-----------|
| <b>IT-Nord</b> | 1,0000         | 0,4119    | 0,3861    |
| <b>FR</b>      | 0,4119         | 1,0000    | 0,3085    |
| <b>DE</b>      | 0,3861         | 0,3085    | 1,0000    |

*Tabella 11 -Matrice di correlazione dei residui di IT-Nord, FR e DE*

I valori mostrano una correlazione positiva e moderatamente elevata tra gli shock inattesi dei mercati, e questo indica la presenza di shock comuni che colpiscono i mercati simultaneamente. Un modello più semplice come il VAR(2) non è in grado di catturare le complesse dinamiche del ciclo giornaliero, quindi una proporzione maggiore delle comovimentazioni sistemiche rimane “non spiegata” dalla dinamica passata e viene dunque catturata dalla correlazione degli errori contemporanei.

### 3.5 Analisi diagnostica del modello

È stata poi condotta un'analisi diagnostica sui residui per valutarne la corretta specificazione e i risultati dei test forniscono un quadro complessivamente positivo della validità del modello. Innanzitutto, è stata verificata la stazionarietà dei residui tramite un ADF test per ciascuna delle tre serie di errori. La conclusione è quella di rifiutare l'ipotesi nulla di radice unitaria poiché tutti i *p-value* sono prossimi allo zero; questo conferma che i residui del modello sono stazionari. Tale risultato è molto importante poiché indica che il modello ha catturato adeguatamente la dinamica non stazionaria delle serie di prezzo originali.

Successivamente sono state testate le ipotesi di normalità e omoschedasticità. I test di *Jarque-Bera*<sup>11</sup> e ARCH-LM<sup>12</sup> portano a rifiutare con forza le rispettive ipotesi nulle, confermando la presenza di due conclusioni ben note – nonché osservate già nel capitolo precedente - e ampiamente documentate nella letteratura sui prezzi energetici: la non-normalità dei residui dovuta a *fat tails* (leptocurtosi) e il *volatility clustering* (Eyeland e Wolyniec, 2003; Fatnassi et al., 2014).

---

<sup>11</sup> Il test di *Jarque-Bera* è un test di bontà dell'adattamento che verifica se i dati campionari possiedono la simmetria (*skewness*) e la curtosi di una distribuzione normale. L'ipotesi nulla del test è che i dati seguano una distribuzione normale; un suo rifiuto indica la presenza di non-normalità.

<sup>12</sup> Il test ARCH-LM (*Lagrange Multiplier*) verifica la presenza di eteroschedasticità condizionale autoregressiva (ARCH) nei residui di un modello. L'ipotesi nulla è l'assenza di effetti ARCH (omoschedasticità); un suo rifiuto indica la presenza di *volatility clustering*, ovvero che la varianza degli errori non è costante ma si raggruppa in periodi di alta e bassa volatilità.

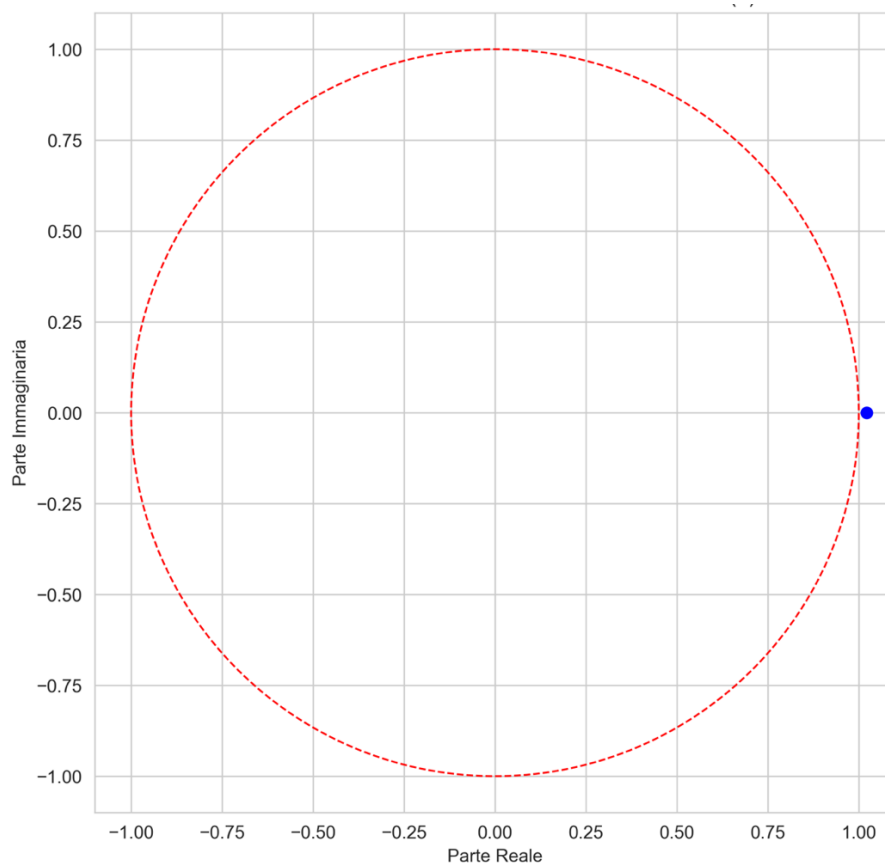


Figura 26 – Radici del polinomio caratteristico del modello VAR(2)

Infine, è stato eseguito un test di stabilità del modello che ha rivelato un problema critico: l'analisi delle radici del polinomio caratteristico, mostrata in Figura 26, evidenzia la presenza di una radice al di fuori del cerchio unitario. Un modello che non soddisfa la condizione di stabilità è definito “esplosivo”; dunque, la sua risposta a qualsiasi shock non si smorza nel tempo, ma cresce all'infinito. Questa caratteristica lo rende inaffidabile per l'analisi strutturale e per avere previsioni attendibili.

Questa instabilità è un risultato empirico fondamentale: dimostra che un semplice modello VAR(2) sui livelli non sia in grado di catturare la complessa persistenza di lungo periodo dei prezzi elettrici. Per illustrare le conseguenze pratiche di tale instabilità, nella sezione seguente verrà condotto un esercizio di *forecasting*, per poi procedere, nell'ultima parte, con un'analisi di cointegrazione frazionaria, approccio più sofisticato e adatto a modellizzare le proprietà di *long memory* di queste serie.

### 3.6 Esercizio di forecasting e valutazione del modello

Per illustrare le capacità predittive del modello VAR(2) e le conseguenze delle sue limitazioni, è stato condotto un esercizio di *forecasting*, più nel dettaglio, il procedimento svolto prevede di dividere il campione di dati in due parti: un *training set* (52.584 osservazioni), utilizzato per la stima dei parametri, e un *test set* (10.944 osservazioni), usato come banco di prova di dati inediti per la validazione<sup>13</sup>. Questo approccio, noto come valutazione *out of sample*, è fondamentale per ottenere una misura realistica dell'accuratezza del modello, come evidenziato dalla letteratura di riferimento (Diebold e Mariano, 1995).

In linea con questa metodologia, il modello è stato stimato utilizzando un *training set* che include i dati fino al 31 dicembre 2023, per poi generare le previsioni sull'orizzonte temporale del *test set* che copre il periodo dal 1° gennaio 2024 al 31 marzo 2025. La valutazione quantitativa dell'accuratezza, misurata tramite l'Errore Quadratico Medio di Radice (RMSE)<sup>14</sup>, ha prodotto risultati pari a 31,18 EUR/MWh per IT-Nord, 57,03 EUR/MWh per FR e 63,58 EUR/MWh per DE. Questi valori evidenziano una performance superiore sul mercato italiano rispetto agli altri, con un errore medio di previsione che è meno della metà di quello registrato per il mercato tedesco. L'analisi visiva del confronto tra valori reali e previsti (Figura 27) conferma i limiti del modello.

---

<sup>13</sup> La suddivisione del campione in un *training set* dell'83% e un *test set* del 17% segue una pratica comune nell'analisi predittiva. Sebbene non esista una regola teorica universale, proporzioni intorno all'80/20 sono considerate un punto di partenza standard e ben bilanciato nella letteratura applicata per garantire sia un addestramento robusto sia una validazione attendibile del modello (Witten et al., 2017).

<sup>14</sup> L'Errore Quadratico Medio di Radice (RMSE) è una misura standard dell'errore di un modello, calcolata come la radice quadrata della media degli scarti al quadrato tra i valori previsti e quelli osservati. Essendo espresso nella stessa unità di misura della variabile, indica la deviazione standard tipica dei residui di previsione.



Figura 27 - Confronto tra valori reali e previsioni del modello VAR(2)

Il modello è in grado di seguire l'andamento reale solo per un orizzonte temporale molto breve. Successivamente, la previsione tende a convergere verso un valore medio, dimostrandosi incapace di catturare i principali movimenti di prezzi e, soprattutto, la volatilità del mercato. Le linee del *forecast*, infatti, appaiono molto più smussate rispetto ai picchi e alle valli dei dati reali.

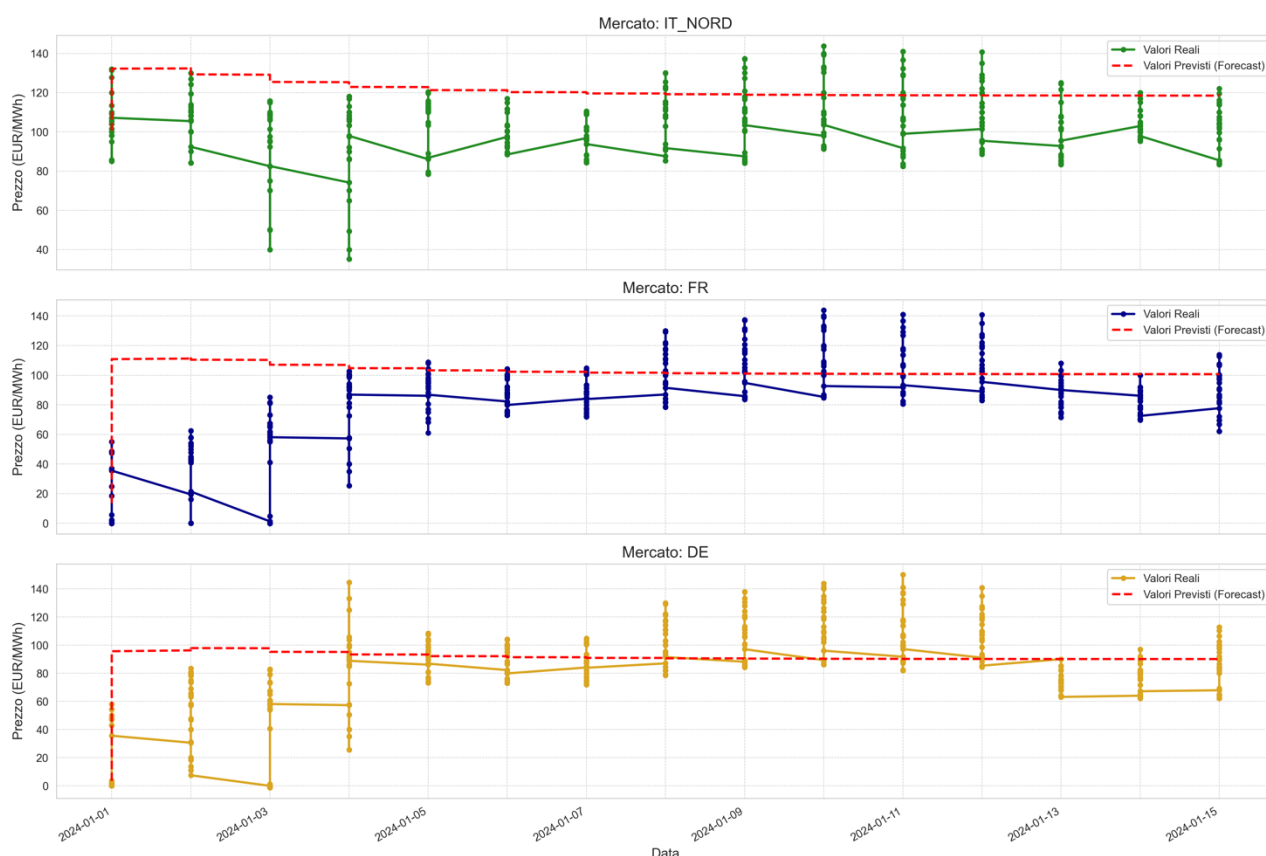


Figura 28 - Focus sul forecast di breve periodo (prime due settimane di gennaio 2024)

Per analizzare più nel dettaglio la performance di breve periodo, la Figura 28 mostra le prime due settimane del periodo di previsione. In questo orizzonte è evidente come il modello VAR(2) sia in grado di catturare la direzione generale e la persistenza dei prezzi giorno per giorno. La linea del *forecast* segue l'andamento dei valori reali in modo più fedele, indicando una certa utilità del modello per le previsioni a 1-2 giorni. Tuttavia, anche in questo breve periodo, il modello non riesce a replicare l'ampiezza dei picchi di prezzo, confermando i suoi limiti nel catturare la volatilità del mercato.

### 3.7 Analisi di cointegrazione frazionaria

L'analisi condotta fino a questo punto ha rivelato un limite fondamentale del modello VAR: sebbene utile per descrivere le dinamiche di brevissimo periodo, il modello si è dimostrato dinamicamente instabile. Questo risultato, evidenziato dalla presenza di radici del polinomio caratteristico al di fuori del cerchio unitario, è una forte indicazione empirica del fatto che un modello lineare standard sui livelli non sia in grado di catturare la complessa persistenza delle serie dei prezzi elettrici, come già discusso. Tale persistenza, inoltre, è legata a un presupposto economico osservato nelle analisi precedenti, ovvero che il forte co-movimento tra i prezzi tra Nord Italia, Francia e Germania non è casuale, ma è riconducibile all'influenza di un numero ristretto di *driver* comuni, come il prezzo del gas naturale e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.

Per superare questi limiti si deve dunque adottare un approccio più sofisticato, ovvero il modello di Cointegrazione Frazionaria (FCVAR); sviluppato a partire dai lavori seminali di *Johansen* (2008) e *Johansen e Nielsen* (2012), questo *framework* si rivela più adatto per due ragioni.

In primo luogo, è in grado di gestire la forte persistenza, o *long memory*, che caratterizza le serie dei prezzi energetici. Infatti, a differenza dei modelli standard che impongono un'integrazione intera ( $I(0)$  o  $I(1)$ ), il FCVAR permette alle serie di essere integrate frazionalmente ( $I(d)$ ), descrivendo in modo più realistico il lento decadimento degli shock nel tempo. La pertinenza di questo approccio verrà confermata in seguito dalla stima del parametro di integrazione frazionaria,  $d$ , che ne misura il grado di persistenza. In questa analisi  $d$  è pari a 0,583 ed essendo significativamente diverso sia da 0 (stazionarietà) sia da 1 (radice unitaria), indica proprio la presenza di tale *long memory*.

In secondo luogo, il modello va oltre la semplice co-movimentazione, stimando esplicitamente la relazione di equilibrio di lungo periodo tra le variabili, identificata dal cosiddetto vettore di cointegrazione  $\beta$  che rappresenta la combinazione lineare dei prezzi che tende a essere stabile nel tempo. L'idea centrale del modello è che, anche se le singole serie di prezzo sono  $I(d)$  e quindi non stazionarie, possa esistere una combinazione lineare di esse



che risulti essere integrata di un ordine inferiore,  $I(d-b)$ , con  $b > 0$ . Questa combinazione lineare rappresenta la relazione di equilibrio di lungo periodo, e il processo tramite cui le variabili vi ritornano è il meccanismo di correzione dell'errore frazionario.

### 3.7.1 L'equazione del modello FCVAR

La rappresentazione formale del modello FCVAR è un'estensione del *Vector Error Correction Model* (VECM). In particolare, l'equazione del modello FCVAR(p) con p-1 lag è:

$$\Delta^d y_t = \alpha \beta' \Delta^{d-b} L_b y_t + \sum_{i=1}^k \Gamma_i \Delta^d L_b^i y_t + \varepsilon_t$$

(3.7.1 - 20)

Dove:

- $\Delta^d$  è l'operatore di differenziazione frazionaria, che generalizza la differenziazione standard ( $\Delta$ ) a ordini non interi e rimuove la *long memory* dalla serie.
- $y_t$  è il vettore delle variabili
- $\alpha \beta' \Delta^{d-b} L_b y_t$  è il meccanismo di correzione dell'errore frazionario. Nel dettaglio,  $\beta'$  è la trasposta della matrice dei vettori di cointegrazione, che definiscono le relazioni di equilibrio di lungo periodo. Mentre  $\alpha$  è la matrice dei coefficienti di aggiustamento e misura la velocità con cui le variabili convergono verso l'equilibrio dopo uno shock.
- $\sum_{i=1}^k \Gamma_i \Delta^d L_b^i y_t$  rappresenta la dinamica di breve periodo, ovvero come le variabili si influenzano a vicenda nel breve termine, al netto della relazione di lungo periodo.
- $d$  e  $b$  sono i parametri frazionari chiave: il primo è l'ordine di integrazione della serie, il secondo misura il grado di "riduzione della persistenza"<sup>15</sup> nella relazione di equilibrio. Un'ipotesi comune è porre  $d = b$ , che è anche la restrizione applicata in questa analisi.

---

<sup>15</sup> Con "riduzione della persistenza" si intende il fenomeno per cui la combinazione lineare di cointegrazione tra le serie  $I(d)$  risulta essere integrata di un ordine inferiore ( $I(d-b)$ , con  $b>0$ ), dunque più stazionaria e *mean reverting* rispetto alle serie originali.

### 3.7.2 Scelta dei parametri e test del rango

Per tradurre questo modello teorico in un'analisi empirica, è stato utilizzato il pacchetto statistico FCVAR per il software R, e sono stati poi analizzati gli output esposti di seguito. In primis, è stato necessario determinare il numero di lag di breve periodo ( $k$ ) e il rango di cointegrazione ( $r$ ). Per coerenza con l'analisi precedente e per privilegiare la semplicità del modello, il numero di lag è stato fissato a  $k=2$ . La determinazione del rango è stata condotta tramite un test sequenziale i cui risultati sono riportati nella Tabella 12.

| Ipotesi nulla ( $H_0$ ) | Statistica test | P-value |
|-------------------------|-----------------|---------|
| $r = 0$                 | 451,13          | 0,000   |
| $r = 1$                 | 206,71          | 0,000   |
| $r = 2$                 | 87,58           | 0,000   |

Tabella 12 - Tabella riassuntiva scelta del rango

Il test rifiuta nettamente le tre ipotesi sopra elencate, suggerendo un rango pieno ( $r = 3$ ). Tale esito implica che le serie sono congiuntamente stazionarie, pertanto viene a mancare il presupposto stesso della cointegrazione che richiede variabili non stazionarie. Questa conclusione, tuttavia, contrasta con le proprietà dei dati emerse nel corso dell'analisi, non solo con l'evidenza di non stazionarietà fornita dal test KPSS ma anche con un risultato centrale all'interno del modello stesso ovvero la stima del parametro di integrazione frazionaria ( $d$ ), risultato pari a 0,583. Questo valore, significativamente diverso sia da 0 sia da 1, conferma in modo robusto la presenza di *long memory* nelle serie dei prezzi elettrici, giustificando l'adozione dell'approccio frazionario.

Di fronte a questa discrepanza si è scelto di adottare un approccio operativo che segua la prassi indicata dagli stessi sviluppatori del codice dimostrativo utilizzato per l'analisi in questo capitolo (Nielsen, Morin e Popiel 2021) e applicata in studi empirici che utilizzano questo framework (Jones, Nielsen e Popiel, 2014). Pertanto, anche in presenza di un test che suggerisce rango pieno, per poter studiare la relazione di equilibrio economicamente più significativa, si impone un rango di cointegrazione pari a 1.

### 3.7.3 La relazione di equilibrio di lungo periodo

Il risultato centrale dell'analisi di cointegrazione è l'identificazione di una singola relazione di equilibrio di lungo periodo che leghi i prezzi di Nord Italia, Francia e Germania. Questa relazione è definita dal vettore di cointegrazione  $\beta$ , che è stato stimato e normalizzato rispetto al prezzo italiano come segue: [1,000 per IT-Nord, 2,524 per FR e -4,231 per DE]

Riorganizzando i termini, è possibile esplicitare la relazione di equilibrio per il prezzo del Nord Italia:

$$Prezzo_{IT-Nord,t} \approx 4,231 * Prezzo_{DE,t} - 2,524 * Prezzo_{FR,t}$$

(3.7.3 - 21)

Questa equazione non descrive la dinamica di breve periodo, ma la condizione a cui i prezzi tendono a convergere nel lungo periodo. L'interpretazione dei coefficienti rivela una dinamica di equilibrio complessa. Come atteso, il prezzo italiano è positivamente legato a quello tedesco. Questo risultato è coerente con l'ipotesi di elevata integrazione tra i mercati, l'influenza di *driver* fondamentali comuni (come il prezzo del gas) e, soprattutto con il ruolo della Germania come motore del sistema, risultato che può essere osservato nella sezione successiva. Un aumento del prezzo nel mercato tedesco si associa quindi, in equilibrio, a un aumento del prezzo nel Nord Italia.

Più controintuitivo è, invece, il coefficiente negativo per il prezzo francese. Questo non implica necessariamente che un aumento del prezzo in Francia causi una diminuzione del prezzo italiano in assoluto, ma definisce una relazione di *spread* nel lungo periodo. In equilibrio, dunque, il prezzo italiano si muove in funzione di un differenziale ponderato tra il prezzo tedesco e quello francese.

### 3.7.4 Dinamiche di aggiustamento

I coefficienti di aggiustamento  $\alpha$  sono fondamentali perché misurano la velocità e la direzione con cui ciascun mercato reagisce a una deviazione dall'equilibrio di lungo periodo. I risultati della stima rivelano una dinamica di aggiustamento asimmetrica tra i tre mercati.

Nello specifico, i mercati IT-Nord (-0,003) e FR (-0,004) presentano coefficienti negativi; questo indica l'attivazione di un corretto meccanismo di correzione dell'errore: quando i loro prezzi si trovano al di sopra della relazione di equilibrio, questi tendono a scendere nel periodo successivo per riassorbire lo squilibrio e viceversa.

Di particolare interesse è il risultato per la Germania, il cui coefficiente di aggiustamento è risultato positivo (0,007). Un coefficiente con tale segno suggerisce che il mercato tedesco agisca come debolmente esogeno rispetto al sistema, già visto in letteratura (*Bollino, Ciferri e Polinori, 2020*); questo vuol dire che la Germania non si adatta per correggere gli squilibri, ma, al contrario, tende ad allontanarsene, agendo di fatto come uno dei principali motori delle dinamiche di prezzo per l'intero sistema europeo.

### 3.7.5 Analisi diagnostica e grafica

L'analisi diagnostica finale è stata condotta sui residui del modello FCVAR( $k = 2, r = 1$ ). Innanzitutto, è stato svolto un test di *Portmanteau* multivariato<sup>16</sup> che ha prodotto un *p-value* uguale a zero, indicando la presenza di autocorrelazione residua significativa. Questo suggerisce che una specificazione con soli due lag sia troppo parsimoniosa per catturare appieno le complesse dinamiche di breve periodo dei dati orari.

Tuttavia, poiché l'obiettivo primario di questo capitolo è la modellizzazione della relazione di lungo periodo, l'analisi grafica fornisce importanti conferme sulla validità e la robustezza della struttura identificata dal modello FCVAR.

---

<sup>16</sup> Il test di *Portmanteau* multivariato (es. *Ljung-Box*) verifica l'ipotesi nulla che il sistema dei residui di un modello sia complessivamente "rumore bianco", ovvero privo di qualsiasi struttura di autocorrelazione o cross-correlazione residua significativa.

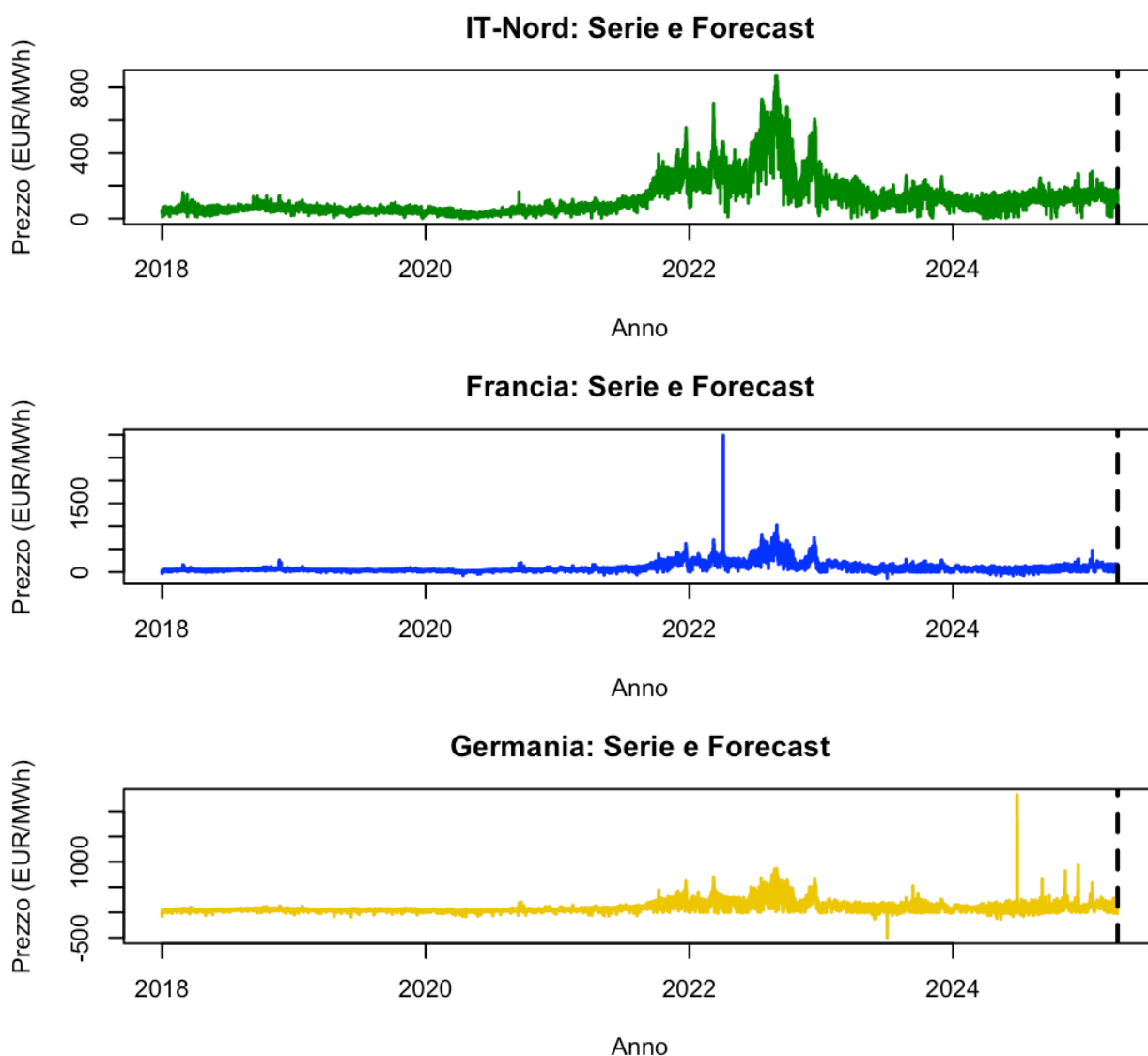


Figura 29 – Serie e forecast per IT-Nord, FR e DE

La Figura 29 mostra l'andamento storico e le previsioni *out of sample* per i tre mercati analizzati. Come avvenuto per i risultati precedenti, si possono osservare tre differenti fasi. Un periodo di stabilità che corrisponde agli anni pre-2021, in cui i prezzi fluttuano all'interno di una banda contenuta, mostrando una ciclicità stagionale, ma senza shock estremi. Le osservazioni che vanno dall'anno 2021 al 2022 corrispondono invece alla fase di crisi energetica e, in questa fase, è possibile osservare un forte aumento del livello medio sia dei prezzi sia della loro volatilità; questo periodo turbolento colpisce tutti e tre i mercati simultaneamente, a riprova di una forte integrazione e dell'esplosione di shock comuni (come il prezzo del gas). Infine, l'ultima fase è quella post-crisi a partire dal 2023, che mostra come, dopo i picchi del 2022, i prezzi si normalizzino parzialmente, assestandosi però su un livello

medio e con una volatilità superiori al periodo precrisi, indicando un cambiamento di regime duraturo.

Dal confronto tra i mercati emergono inoltre degli spunti cruciali. Innanzitutto, si può osservare un andamento comune, specialmente durante la crisi, che è la prova visiva più forte di uno o più *driver* condivisi. Inoltre, osservando il mercato tedesco, si può notare la maggiore presenza di episodi di prezzi negativi; questo fenomeno è legato all'eccesso di offerta di fonti rinnovabili non programmabili (eolico e solare) in momenti di bassa domanda. Infine, il mercato francese è caratterizzato da picchi di prezzo estremamente acuti, potenzialmente legati alle problematiche di indisponibilità del parco nucleare. Mentre, il prezzo italiano si mantiene costantemente tra i più alti, riflettendo la sua maggiore dipendenza dal gas naturale.

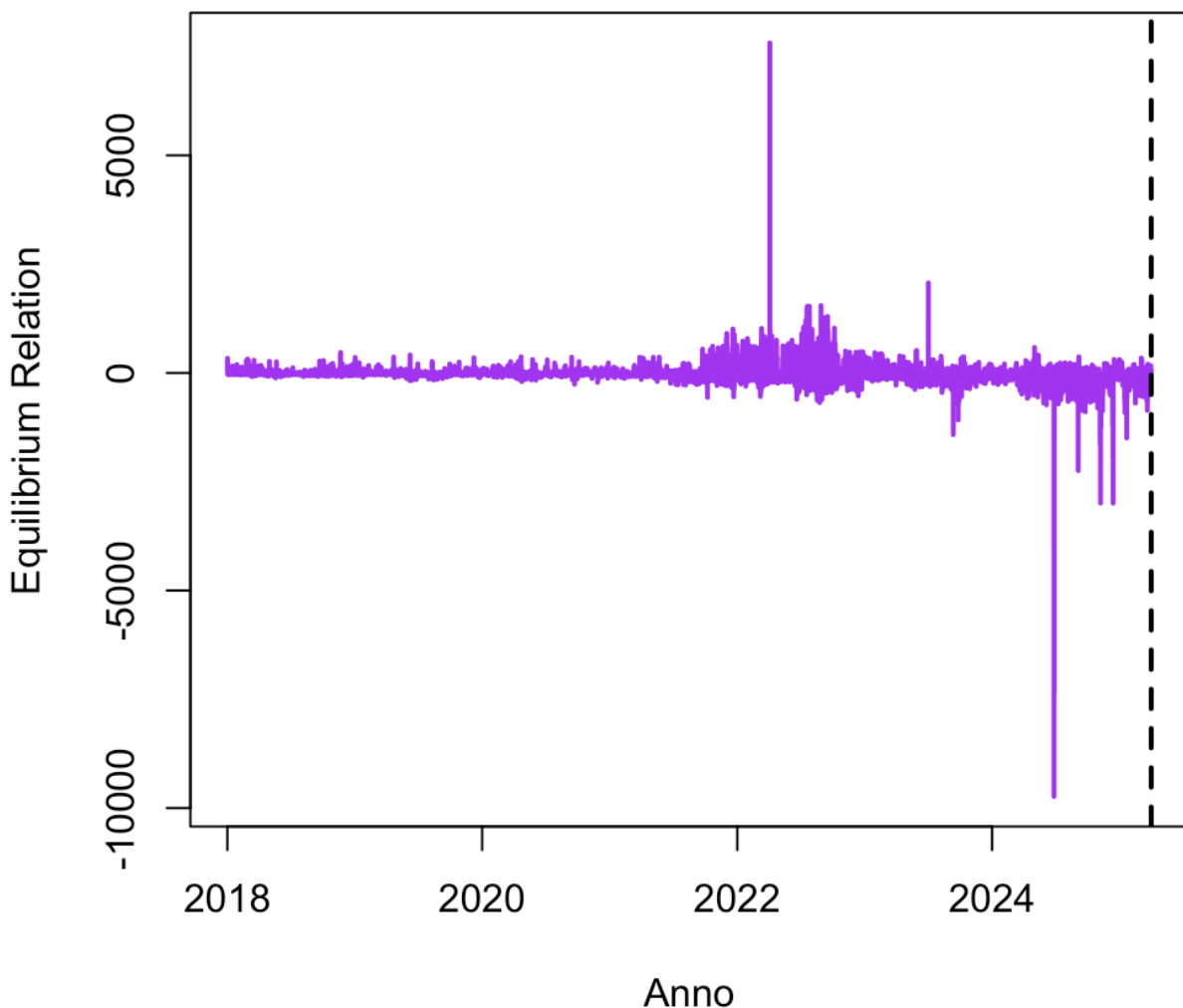


Figura 30 - Relazione di equilibrio con forecast

Di ancora maggiore importanza è la Figura 30 che rappresenta la relazione di cointegrazione e offre una prospettiva diversa, focalizzandosi non sui singoli prezzi, ma sulla loro relazione sistemica. La linea viola rappresenta infatti l'andamento temporale della combinazione lineare che lega le variabili, misurando in ogni istante la deviazione del sistema dal suo equilibrio di lungo periodo. La caratteristica fondamentale di questa serie, nonché prova visiva più importante della cointegrazione, è la sua costante oscillazione intorno allo zero. Questa tendenza di *mean reversion* dimostra che esiste una forza di lungo periodo che ancora i prezzi l'uno all'altro: ogni volta che si allontanano eccessivamente, vengono richiamati verso la loro relazione storica.

Tuttavia, questa stabilità di fondo è stata messa a dura prova durante la crisi energetica, come si evince dalla maggiore ampiezza delle oscillazioni tra gli anni 2021 e 2022. In questa fase, le deviazioni dall'equilibrio sono diventate molto più frequenti e violente. Oltre a questo periodo di stress prolungato, il grafico rivela anche la reazione del sistema a shock estremi e di breve periodo, come il crollo negativo intorno al 2024. Questi picchi rappresentano momenti di massimo disequilibrio, ma la loro importanza risiede nella rapidità con cui vengono riassorbiti: il veloce ritorno della serie verso lo zero, subito dopo questi eventi, dimostra la forza e l'efficacia del meccanismo di correzione dell'errore, che conferma la robustezza della relazione di equilibrio.

### 3.8 Conclusioni

Questo capitolo ha condotto un'analisi delle interdipendenze tra i mercati elettrici di Nord Italia, Francia e Germania, partendo dall'ipotesi di una relazione di lungo periodo guidata da fattori comuni. L'indagine ha prima dimostrato l'inadeguatezza di un approccio standard basato su un modello VAR, la cui stabilità dinamica ha rivelato i limiti nel catturare la forte persistenza dei prezzi.

L'adozione del più sofisticato modello di cointegrazione frazionaria (FCVAR) si è rivelata cruciale per superare queste limitazioni. La stima di un parametro di integrazione frazionaria  $d$  significativamente diverso da 1 (pari a 0,583) ha confermato la presenza di *long memory* nelle serie, giustificando l'approccio scelto. Il modello ha permesso di identificare una singola e stabile relazione di equilibrio di lungo periodo tra i tre mercati, rivelando una dinamica complessa in cui il prezzo dell'Italia del Nord è positivamente legato a quello tedesco e negativamente a quello francese. Inoltre, l'analisi dei meccanismi di aggiustamento ha messo in luce un'importante asimmetria con il mercato tedesco che agisce come potenziale motore dei prezzi per il sistema in virtù del suo ruolo debolmente esogeno, essendo un mercato che guida gli altri senza esserne a sua volta influenzato nel ritorno all'equilibrio.

Questi risultati, confermati visivamente dall'andamento stazionario della relazione di equilibrio, non solo forniscono una comprensione ricca e dettagliata della struttura del mercato unico europeo, ma aprono anche la strada a future analisi, come andare a studiare l'impatto dei prezzi del gas naturale, del carbone e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.



## Appendice 3

| VAR Order Selection (* highlights the minimums) |        |        |            |        |
|-------------------------------------------------|--------|--------|------------|--------|
|                                                 | AIC    | BIC    | FPE        | HQIC   |
| 0                                               | 23.60  | 23.60  | 1.782e+10  | 23.60  |
| 1                                               | 16.61  | 16.61  | 1.640e+07  | 16.61  |
| 2                                               | 16.27  | 16.27  | 1.165e+07  | 16.27  |
| 3                                               | 16.17  | 16.17  | 1.052e+07  | 16.17  |
| 4                                               | 16.14  | 16.15  | 1.027e+07  | 16.15  |
| 5                                               | 16.10  | 16.10  | 9.797e+06  | 16.10  |
| 6                                               | 16.08  | 16.09  | 9.639e+06  | 16.08  |
| 7                                               | 16.05  | 16.06  | 9.344e+06  | 16.05  |
| 8                                               | 16.03  | 16.04  | 9.151e+06  | 16.03  |
| 9                                               | 16.00  | 16.02  | 8.930e+06  | 16.01  |
| 10                                              | 15.98  | 16.00  | 8.748e+06  | 15.99  |
| 11                                              | 15.98  | 15.99  | 8.687e+06  | 15.98  |
| 12                                              | 15.96  | 15.98  | 8.539e+06  | 15.97  |
| 13                                              | 15.95  | 15.97  | 8.465e+06  | 15.96  |
| 14                                              | 15.95  | 15.96  | 8.411e+06  | 15.95  |
| 15                                              | 15.92  | 15.94  | 8.188e+06  | 15.92  |
| 16                                              | 15.91  | 15.93  | 8.100e+06  | 15.91  |
| 17                                              | 15.90  | 15.92  | 8.010e+06  | 15.90  |
| 18                                              | 15.88  | 15.90  | 7.859e+06  | 15.88  |
| 19                                              | 15.84  | 15.87  | 7.577e+06  | 15.85  |
| 20                                              | 15.80  | 15.83  | 7.286e+06  | 15.81  |
| 21                                              | 15.75  | 15.78  | 6.932e+06  | 15.76  |
| 22                                              | 15.71  | 15.74  | 6.647e+06  | 15.72  |
| 23                                              | 15.69  | 15.72  | 6.540e+06  | 15.70  |
| 24                                              | 15.65* | 15.68* | 6.256e+06* | 15.66* |

Tabella 3A.1 – Selezione dei lag ottimali per il modello VAR(2)

Results for equation IT\_NORD

|            | coefficient | std. error | t-stat  | prob  |
|------------|-------------|------------|---------|-------|
| const      | 1.617209    | 0.078414   | 20.624  | 0.000 |
| L1.IT_NORD | 1.222838    | 0.004414   | 277.042 | 0.000 |
| L1.FR      | 0.047494    | 0.002958   | 16.058  | 0.000 |
| L1.DE      | 0.175117    | 0.002963   | 59.106  | 0.000 |
| L2.IT_NORD | -0.241693   | 0.004429   | -54.574 | 0.000 |
| L2.FR      | -0.035098   | 0.002929   | -11.982 | 0.000 |
| L2.DE      | -0.181545   | 0.002986   | -60.805 | 0.000 |

Tabella 3A.2 – Risultati del modello VAR(2) per IT-Nord

Results for equation FR

|            | coefficient | std. error | t-stat  | prob  |
|------------|-------------|------------|---------|-------|
| const      | -1.294346   | 0.116151   | -11.144 | 0.000 |
| L1.IT_NORD | 0.319194    | 0.006538   | 48.820  | 0.000 |
| L1.FR      | 0.933165    | 0.004381   | 212.998 | 0.000 |
| L1.DE      | 0.244743    | 0.004389   | 55.767  | 0.000 |
| L2.IT_NORD | -0.207311   | 0.006560   | -31.602 | 0.000 |
| L2.FR      | -0.104011   | 0.004339   | -23.971 | 0.000 |
| L2.DE      | -0.196425   | 0.004423   | -44.414 | 0.000 |

Tabella 3A.3 – Risultati del modello VAR(2) per FR

Results for equation DE

|            | coefficient | std. error | t-stat  | prob  |
|------------|-------------|------------|---------|-------|
| const      | 1.226564    | 0.111231   | 11.027  | 0.000 |
| L1.IT_NORD | 0.232423    | 0.006261   | 37.121  | 0.000 |
| L1.FR      | 0.035090    | 0.004196   | 8.364   | 0.000 |
| L1.DE      | 1.252384    | 0.004203   | 297.992 | 0.000 |
| L2.IT_NORD | -0.176946   | 0.006282   | -28.166 | 0.000 |
| L2.FR      | -0.003485   | 0.004155   | -0.839  | 0.402 |
| L2.DE      | -0.372629   | 0.004235   | -87.983 | 0.000 |

Tabella 3A.4 – Risultati del modello VAR(2) per DE

| <b>Serie dei residui</b> | <b>Ipotesi Nulla (<math>H_0</math>)</b> | <b>Statistica test</b> | <b>P-value</b> | <b>Conclusione (<math>\alpha = 5\%</math>)</b> |
|--------------------------|-----------------------------------------|------------------------|----------------|------------------------------------------------|
| IT-Nord                  | Non-stazionarietà                       | -11,56                 | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |
| FR                       | Non-stazionarietà                       | -15,94                 | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |
| DE                       | Non-stazionarietà                       | -22,27                 | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |

*Tabella 3A.5 – Risultati del test ADF sulla stazionarietà dei residui*

| <b>Test di diagnostica</b> | <b>Ipotesi Nulla (<math>H_0</math>)</b> | <b>Statistica test</b> | <b>P-value</b> | <b>Conclusione (<math>\alpha = 5\%</math>)</b> |
|----------------------------|-----------------------------------------|------------------------|----------------|------------------------------------------------|
| Jarque-Bera                | I residui sono distribuiti normalmente  | 2,126e+11              | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |

*Tabella 3A.6- Risultati del test di normalità di Jarque-Bera*

| <b>Serie dei residui</b> | <b>Ipotesi Nulla (<math>H_0</math>)</b> | <b>Statistica test</b> | <b>P-value</b> | <b>Conclusione (<math>\alpha = 5\%</math>)</b> |
|--------------------------|-----------------------------------------|------------------------|----------------|------------------------------------------------|
| IT-Nord                  | Omoschedasticità                        | 5847,71                | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |
| FR                       | Omoschedasticità                        | 24256,36               | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |
| DE                       | Omoschedasticità                        | 18544,66               | 0,000          | Si rifiuta $H_0$                               |

*Tabella 3A.7 - Risultati test ARCH-LM*

## Capitolo 4: L'impatto dei *driver* fondamentali sulle interdipendenze elettriche europee

### 4.1 Obiettivi dell'analisi

Il capitolo precedente ha evidenziato delle interdipendenze tra i mercati elettrici europei, identificando una relazione di equilibrio di lungo periodo tra i prezzi spot di Nord Italia, Francia e Germania attraverso un modello di cointegrazione frazionaria (FCVAR). L'analisi ha rivelato una dinamica complessa e asimmetrica, suggerendo il ruolo della Germania come motore dei prezzi per l'intero sistema. Tuttavia, tale analisi si è concentrata sulle relazioni endogene tra i prezzi stessi, lasciando spazio a un'ulteriore domanda, ovvero in che misura questa relazione di equilibrio è influenzata dai *driver* fondamentali esogeni che determinano i costi di generazione.

Il forte co-movimento osservato, specialmente durante periodi di alta volatilità come la crisi energetica del 2022, suggerisce, infatti, che fattori comuni – quali il prezzo del gas naturale, il costo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> e la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili – giochino un ruolo determinante. Questo capitolo si propone quindi di estendere l'orizzonte dell'analisi, superando il modello autoregressivo per adottare un framework che integri esplicitamente tali variabili esogene.

L'obiettivo è duplice. In primo luogo, si intende verificare se la relazione di equilibrio di lungo periodo identificata nel Capitolo 3 persista anche dopo aver considerato l'effetto di questi *driver*. In secondo luogo, si cercherà di quantificare l'impatto specifico di ciascun fattore (prezzo gas, prezzo CO<sub>2</sub>, produzione da fonte solare ed eolica) sui prezzi elettrici dei tre mercati, al fine di ottenere una comprensione più profonda e strutturale delle dinamiche che governano il mercato unico europeo.

Per raggiungere tale scopo, il capitolo si articola in più fasi. Si inizierà con un'analisi descrittiva e grafica dei nuovi dati a disposizione, per poi procedere con la stima di un modello econometrico esteso (VECMX) volto a isolare le relazioni causali di breve e lungo periodo. Infine, verrà adottato un secondo approccio basato su un modello FCVAR a quattro variabili,

con l'obiettivo di analizzare le interdipendenze complete del sistema e valutarne le capacità predittive.

## 4.2 Analisi descrittiva dei *driver* fondamentali

Prima di procedere con la modellizzazione, è importante condurre un'analisi preliminare delle nuove serie storiche introdotte. Questa sezione descrive le caratteristiche statistiche e l'andamento temporale dei prezzi delle *commodity* energetiche e della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

### 4.2.1 Proprietà statistiche dei prezzi di Gas e CO2

Per comprendere le dinamiche dei prezzi elettrici, è essenziale analizzare i costi variabili di generazione del parco termoelettrico, che svolge un ruolo importante nel determinare il prezzo finale dell'energia, risultando essere la tecnologia marginale in molte ore dell'anno. Questi costi sono influenzati principalmente da due fattori economici: il prezzo del gas naturale e il costo delle quote di emissione di CO2. Infatti, il costo variabile (CV) di generazione di un impianto termoelettrico può essere calcolato come:

$$CV \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{prezzo gas} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]}{\text{rendimento} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right]} + \frac{\text{prezzo CO2} \left[ \frac{\text{€}}{\text{ton}} \right] * \text{Fattore di Emissione} \left[ \frac{\text{ton}}{\text{MWh}} \right]}{\text{rendimento} \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right]} + \text{Costi Variabili O\&M} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

(4.2.1 - 22)

Il gas naturale, il cui indice di riferimento per l'Europa è definito dal mercato olandese *Title Transfer Facility* (TTF), è il combustibile primario per le centrali a ciclo combinato (CCGT)<sup>17</sup>. Data la loro capacità di rispondere rapidamente alle fluttuazioni della domanda, queste centrali agiscono spesso come l'impianto marginale, ovvero l'ultima unità di produzione chiamata a soddisfare la domanda. Di conseguenza, il loro costo operativo, fortemente legato al prezzo del gas, finisce per determinare il prezzo dell'elettricità per

<sup>17</sup> Le centrali a ciclo combinato (CCGT, *Combined Cycle Gas Turbine*) sono impianti termoelettrici che accoppiano il funzionamento di una turbina a gas con una turbina a vapore. Il calore dei gas di scarico della prima turbina viene recuperato per generare il vapore che alimenta la seconda, aumentando notevolmente l'efficienza energetica complessiva dell'impianto (rispetto a un impianto dotato della sola turbina a gas – OCGT, *Open Cycle Gas Turbine*).

l'intero mercato in quelle ore. Questo legame stretto implica che qualsiasi variazione nel mercato del gas si trasmetta in modo quasi istantaneo e diretto ai mercati elettrici.

Tenuto conto dell'assenza di centrali nucleari in Italia e in Germania (che ne ha completato il *phase out* nel 2023, a valle della decisione presa nel 2011 come conseguenza all'incidente di Fukushima) e del processo di *decommissioning* del parco a carbone e il relativo progressivo aumento dei costi variabili, i CCGT svolgono quindi un ruolo centrale nella determinazione dei prezzi dell'energia.

A questo si aggiunge il costo ambientale, internalizzato attraverso il sistema *EU Emissions Trading System (ETS)*<sup>18</sup>, un meccanismo di mercato basato sul principio del "*cap and trade*". L'Unione Europea fissa un tetto massimo (*cap*) alla quantità totale di gas serra che può essere emessa dai settori industriali inclusi nel sistema, tra cui quello energetico. Questo tetto viene ridotto nel tempo per favorire la decarbonizzazione. All'interno di questo limite, le aziende ricevono o acquistano quote di emissione, le *European Union Allowances (EUA)*, che possono scambiare tra loro. Una EUA corrisponde al permesso di emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub>. Il prezzo di queste quote è quindi determinato dall'interazione tra domanda e offerta su un mercato finanziario a tutti gli effetti, e rappresenta un costo operativo variabile per le centrali termoelettriche. Un aumento del prezzo delle EUA, quindi, incrementa direttamente i costi marginali di produzione da fonti fossili, influenzando al rialzo il prezzo dell'elettricità.

La Tabella 13 riassume le principali caratteristiche descrittive per i prezzi giornalieri di queste due *commodity* nel periodo analizzato (1° gennaio 2018 – 31 marzo 2025).

|                              | <b>Media</b> | <b>Mediana</b> | <b>St. dev</b> | <b>Asimmetria</b> | <b>Curtosi</b> |
|------------------------------|--------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|
| <b>Gas</b><br><b>[€/MWh]</b> | 41,65        | 27,60          | 42,53          | 2,59              | 8,39           |
| <b>CO2</b><br><b>[€/ton]</b> | 50,56        | 55,20          | 26,79          | 0,02              | -1,56          |

Tabella 13 - Statistiche descrittive per Gas e CO<sub>2</sub>

<sup>18</sup> Il sistema EU ETS, introdotto nel 2005, è il primo e più grande mercato internazionale di quote di emissione al mondo. Opera secondo il principio del "*cap and trade*": viene fissato un tetto massimo (*cap*) alle emissioni totali consentite, e le aziende possono acquistare o vendere sul mercato le quote (*trade*) in base alle loro necessità, creando un prezzo per il carbonio.

L'analisi dei dati rivela caratteristiche diverse per le due *commodity*. Il prezzo del gas mostra un'elevata volatilità, che si può osservare tramite la sua deviazione standard superiore alla sua media. Inoltre, il valore positivo e significativo dell'asimmetria e l'elevata curtosi indicano una distribuzione con una “coda a destra pesante”, caratteristica tipica dei mercati delle materie prime energetiche, dove *shock* dal lato dell'offerta o della domanda possono generare picchi di prezzo rari, ma di entità elevata. (Pindyck, 1999; Bessembinder et al., 1992)

Al contrario, il prezzo della CO<sub>2</sub> presenta una volatilità più contenuta; la sua distribuzione è quasi simmetrica, con un valore di asimmetria prossimo allo zero e la curtosi negativa suggerisce la presenza di “code più leggere” rispetto a una distribuzione normale, indicando una minore probabilità di eventi di prezzo estremi.

## 4.2.2 Analisi grafica dei driver dei costi variabili di generazione

Si procede ora all'analisi grafica dei principali fattori esogeni. L'andamento temporale dei prezzi dell'elettricità – già discusso nel Capitolo 3 – è omesso per brevità.

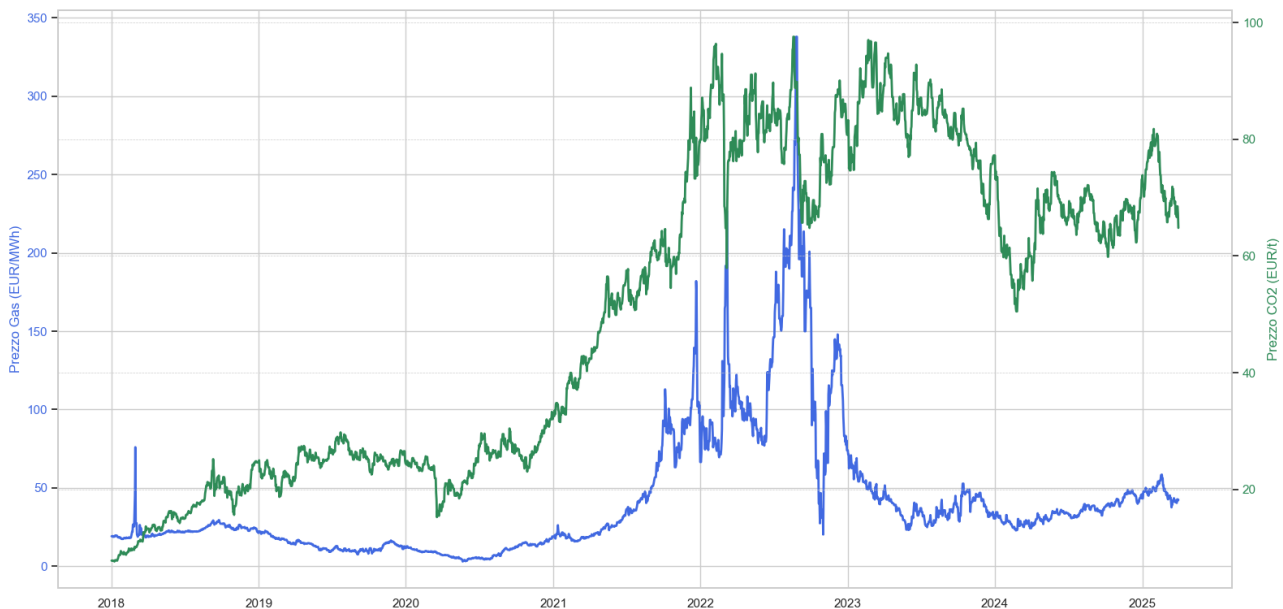


Figura 31 - Evoluzione dei prezzi dei driver fondamentali

Il grafico riportato in Figura 31 mostra la stretta relazione tra i prezzi del gas e della CO<sub>2</sub> e il loro impatto sul sistema energetico. Si può osservare il picco senza precedenti del prezzo del gas (curva blu) durante la crisi del 2022, evento che ha agito da principale motore dei rincari dei prezzi elettrici in tutta Europa. Più nel dettaglio, l'andamento del gas evidenzia una netta transizione da un regime di relativa stabilità pre-2021, con valori inferiori a 50 EUR/MWh, a un periodo di estrema volatilità che ha visto il superamento di 300 EUR/MWh, per poi assestarsi dal 2023 in poi su un nuovo livello strutturalmente più elevato rispetto al passato. Parallelamente, il grafico illustra il ruolo crescente del prezzo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> (curva verde) come secondo *driver* fondamentale. Anche questo costo, pur con una volatilità inferiore rispetto al gas, ha seguito una traiettoria di crescita costante e significativa, passando da circa 20-30 EUR/t<sup>19</sup> nel periodo 2018-2020 a un nuovo livello che si attesta stabilmente tra gli 80 e i 100 EUR/t negli anni successivi. L'effetto combinato di questi due

<sup>19</sup> EUR/t: sigla che indica "Euro per tonnellata metrica". Nel contesto del grafico, si riferisce al prezzo della quota necessaria per emettere una tonnellata di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>).



fattori è stato dirompente: l'aumento simultaneo del costo del combustibile (gas) e del costo per le emissioni (CO<sub>2</sub>) ha incrementato il costo di produzione marginale delle centrali termoelettriche, che nella maggior parte delle ore determinano il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

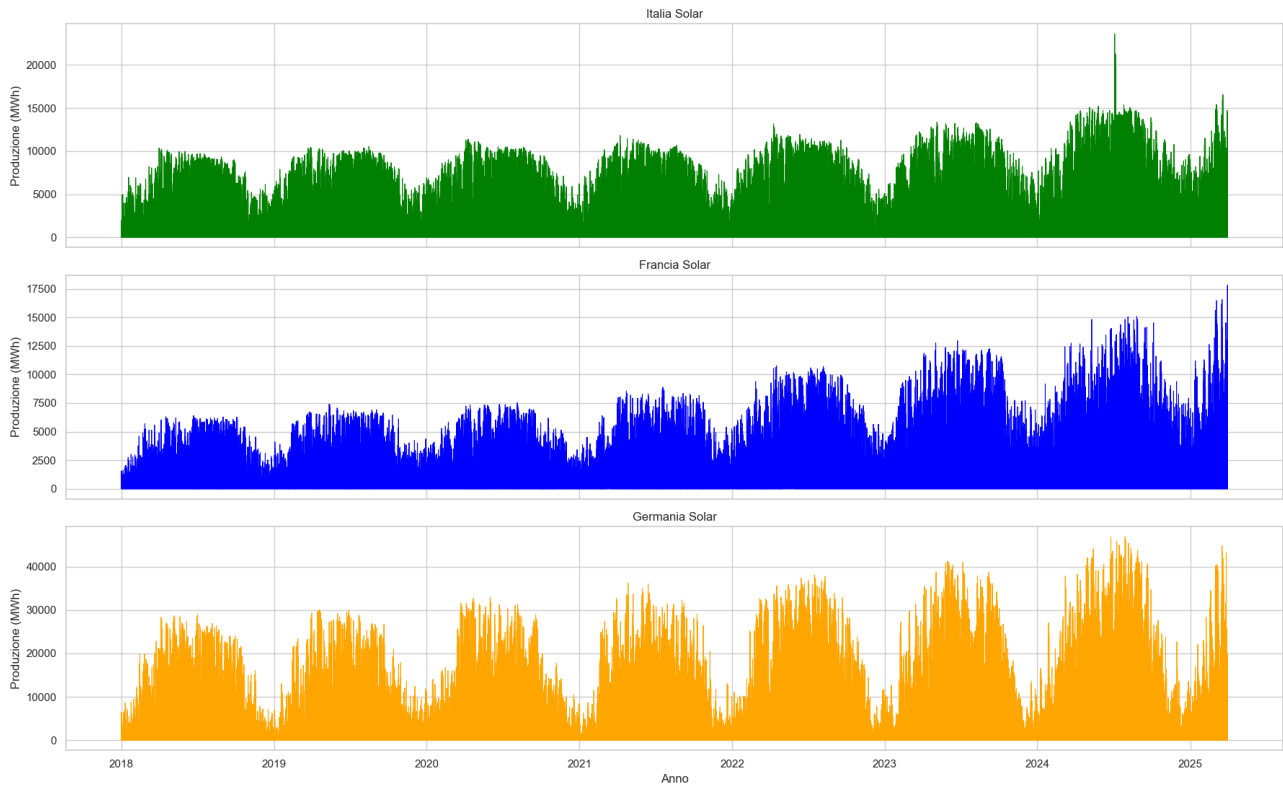


Figura 32 - Andamento della produzione oraria per Nord Italia, Francia e Germania

Proseguendo l'analisi, si introducono anche le fonti rinnovabili. La Figura 32 illustra l'andamento della produzione oraria di energia da fonte solare (Solar) per Italia, Francia e Germania tra gli anni 2018 e 2025. I dati utilizzati per il grafico sono stati sottoposti a un controllo per l'eliminazione di eventuali *outlier*. Dall'analisi dei grafici emergono diverse dinamiche. Innanzitutto, è evidente una marcata stagionalità comune a tutte e tre le aree geografiche, con picchi di produzione concentrati nei mesi estivi (giugno-agosto) e minimi durante il periodo invernale (dicembre-febbraio). Questo andamento ciclico è direttamente correlato alla variazione dell'irraggiamento solare e alla durata delle ore di luce nel corso dell'anno. In secondo luogo, si osserva un trend di crescita pluriennale della produzione massima e complessiva per tutti i Paesi analizzati. Anno dopo anno, si può infatti osservare

come i picchi estivi raggiungano valori progressivamente più elevati, indicando un aumento costante della capacità fotovoltaica installata in ciascuna nazione.

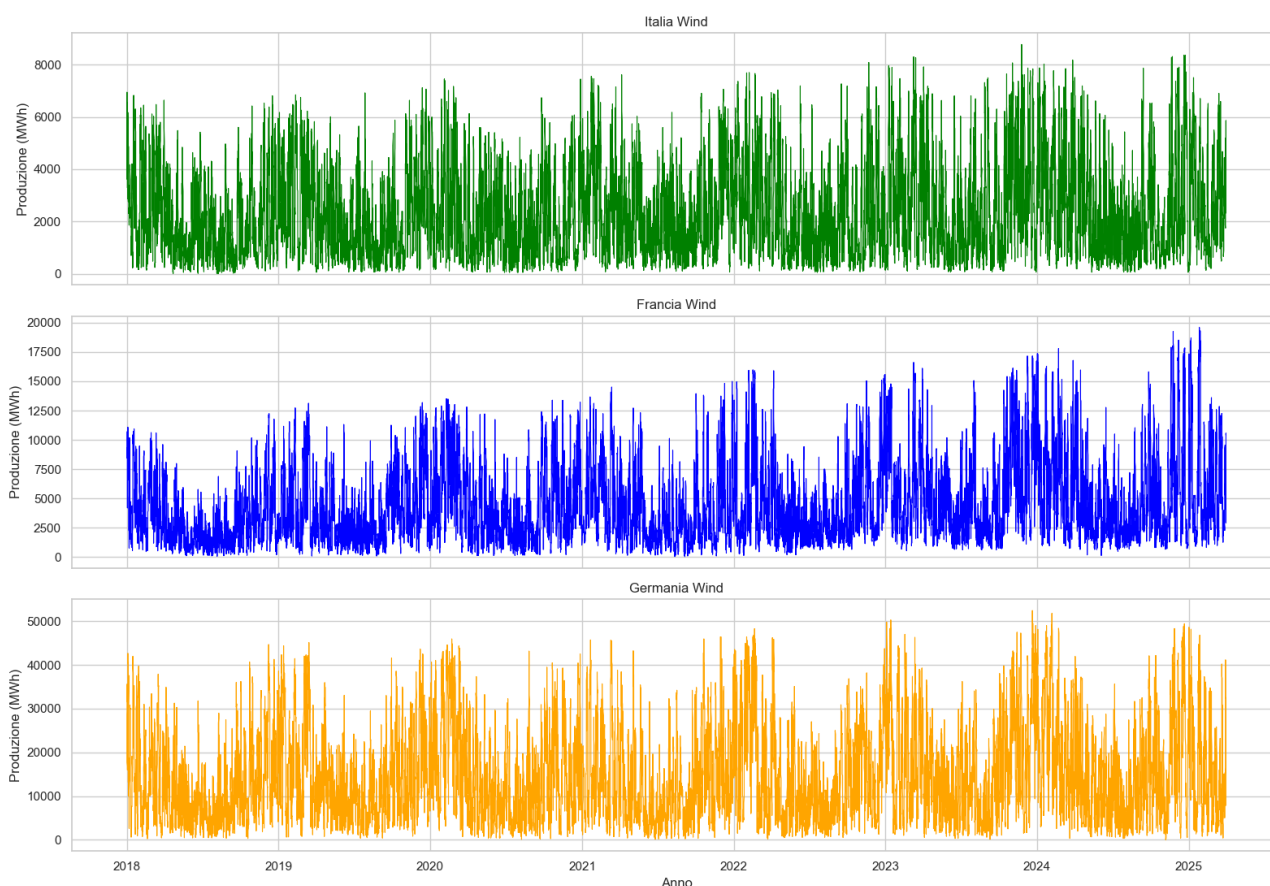
Questa tendenza è particolarmente pronunciata per Francia e Germania che mostrano una crescita più rapida negli anni più recenti (2022-2024). Tale accelerazione è il risultato di scelte strategiche in risposta alla crisi energetica: la Germania, con il suo “*Osterpaket*”<sup>20</sup> del 2022, e la Francia con la legge sull’accelerazione delle rinnovabili (*Loi d'accélération*)<sup>21</sup> del 2023, hanno introdotto misure legislative per semplificare le autorizzazioni e incentivare massicciamente gli investimenti nel fotovoltaico, in linea con gli obiettivi del piano europeo *REPowerEU*<sup>22</sup>. Infine, il confronto quantitativo rivela una netta predominanza della Germania in termini di volumi di produzione, che supera costantemente i 30.000 MWh nei suoi picchi estivi più recenti. Segue la Francia con valori massimi che si assestano intorno ai 15.000 MWh, e, infine, l’Italia.

---

<sup>20</sup> Vasta riforma della Legge tedesca sulle Energie Rinnovabili (EEG) varata nel 2022. Ha sancito per la prima volta l'uso delle rinnovabili come "questione di preminente interesse pubblico", accelerando così le procedure di autorizzazione e incrementando i volumi d'asta per i nuovi impianti, con l'obiettivo di raggiungere 215 GW di capacità solare entro il 2030.

<sup>21</sup> Approvata in Francia nel 2023, questa legge mira a dimezzare i tempi di sviluppo dei progetti di energia rinnovabile. Introduce misure per semplificare le procedure e promuove l'installazione di impianti fotovoltaici su aree già utilizzate, come parcheggi, tetti di grandi edifici e terreni industriali dismessi, per ridurre il consumo di suolo agricolo.

<sup>22</sup> Piano strategico presentato dalla Commissione Europea nel maggio 2022 come risposta diretta alla crisi energetica globale e alla necessità di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi. Il piano si basa su tre pilastri: diversificazione delle forniture energetiche, risparmio energetico e, soprattutto, un'accelerazione massiccia nella diffusione delle energie rinnovabili, supportando gli Stati membri con strumenti finanziari e normativi.



*Figura 33 - Andamento della produzione eolica oraria per Nord Italia, Francia e Germania*

La Figura 33 riporta invece l’andamento della produzione oraria di energia eolica, sempre per Italia, Francia e Germania e nello stesso orizzonte temporale (2018-2025). L’analisi rivela caratteristiche distinte rispetto alla produzione solare. La prima e più evidente è l’elevata volatilità di breve periodo: la produzione è caratterizzata da fluttuazioni forti e continue, che riflettono la natura intrinsecamente intermittente e meno prevedibile delle risorse eoliche rispetto a quelle solari. Questa differenza è dovuta al fatto che, mentre la disponibilità solare segue cicli astronomici (giorno/notte, stagioni) che sono prevedibili, la produzione eolica dipende dalla velocità del vento, un fenomeno meteorologico più caotico e soggetto a variazioni rapide e difficilmente prevedibili. Inoltre, la stagionalità è meno definita rispetto al solare ed è tendenzialmente inversa. Si può osservare infatti una maggiore produttività e picchi più elevati durante i mesi autunnali e invernali – periodi generalmente caratterizzati da condizioni meteorologiche più ventose in Europa – mentre i mesi estivi mostrano una produzione inferiore. Questa complementarità stagionale con il fotovoltaico è un elemento strategico fondamentale per la stabilità del sistema energetico. Dal punto di vista dei volumi e dei trend di crescita, il grafico conferma la posizione dominante della Germania, la cui

produzione eolica raggiunge picchi che sfiorano i 50.000 MWh, mostrando un trend di crescita della capacità installata nel corso degli anni. Anche la Francia evidenzia una capacità eolica considerevole e in moderata crescita, con picchi che arrivano quasi a 20.000 MWh. L'Italia, al contrario, presenta una produzione eolica più contenuta e con un trend di crescita meno evidente, presentando valori massimi che si mantengono al di sotto di 8.000 MWh.

### 4.2.3 Analisi di correlazione

Per quantificare in modo preliminare le relazioni tra le variabili, è stata calcolata la matrice di correlazione, visualizzata nella *heatmap* della Figura 34.

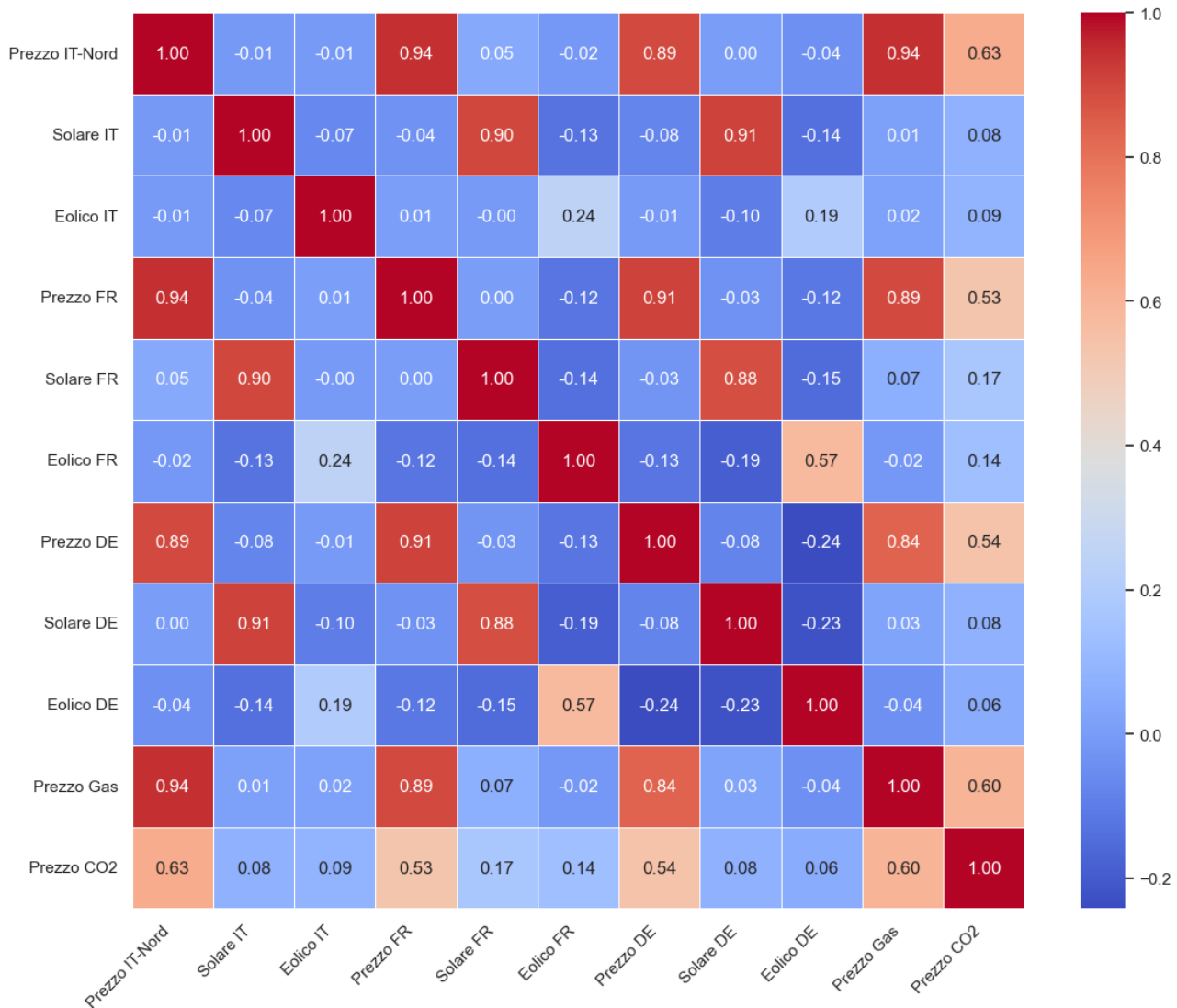


Figura 34 – Matrice di correlazione tra prezzi e driver

La matrice presenta i coefficienti di correlazione di Pearson<sup>23</sup> tra i prezzi spot dell'energia elettrica, la produzione da fonti rinnovabili (solare ed eolico) e i prezzi dei principali driver di costo (gas e CO2) per i mercati di Nord Italia, Francia e Germania. Dall'analisi quantitativa svolta si possono osservare diverse relazioni. In primis, emerge il ruolo dominante dei costi

<sup>23</sup> Il coefficiente di correlazione di Pearson è un indice statistico che misura l'intensità e la direzione della relazione lineare tra due variabili. Il suo valore è compreso tra -1 (perfetta correlazione negativa) e +1 (perfetta correlazione positiva), mentre un valore prossimo a 0 indica un'assenza di relazione lineare.

dei combustibili fossili come determinanti dei prezzi elettrici. Si può infatti osservare una correlazione positiva tra il prezzo del gas e i prezzi dell'energia di tutti e tre i Paesi, con coefficienti che vanno da 0,84 (Germania) a 0,94 (Nord Italia). Anche il prezzo della CO<sub>2</sub> mostra una correlazione positiva e significativa (con valori tra 0,53 e 0,63). Tali valori confermano che, nel periodo analizzato, il costo marginale delle centrali a gas ha agito da attore principale nel meccanismo di formazione del prezzo dell'elettricità. Inoltre, la matrice evidenzia un elevato grado di accoppiamento tra i mercati elettrici europei. I prezzi *spot* dei Paesi sono quasi perfettamente correlati tra loro – con coefficienti superiori a 0,89 – a testimonianza di un sistema interconnesso dove gli shock di prezzo si propagano rapidamente attraverso le frontiere, anche alla luce del meccanismo di mercato in essere (*coupling* europeo). È importante soffermarsi sulla relazione tra la produzione rinnovabile e i prezzi; la correlazione tra la produzione solare/eolica e il prezzo dell'elettricità nel rispettivo paese è prossima allo zero o debolmente negativa (ad esempio, -0,08 per il solare in Germania). Sebbene la teoria economica preveda una correlazione negativa dovuta all' "effetto di *merit-order*"<sup>24</sup>, il valore quasi nullo su un lungo periodo suggerisce che questo effetto, pur presente a livello orario, è stato sovrastato dall'impatto inflazionario dei prezzi record di gas e CO<sub>2</sub>. Ovvero, in una condizione di competizione tra impianti termoelettrici, la generazione rinnovabile influenza il prezzo solo se la produzione è in grado di soddisfare la domanda nell'ora in esame (evitando che la tecnologia marginale siano i CCGT): sebbene tali condizioni siano progressivamente più frequenti, grazie all'incremento della capacità rinnovabile installata, ad oggi il numero di ore in cui questo accade è ancora limitato. Infine, si può notare una forte correlazione positiva tra la produzione solare dei diversi paesi (coefficienti ~0,90), indicando che le condizioni meteorologiche di irraggiamento sono simili su vasta scala regionale.

---

<sup>24</sup> L'immissione di energia a costo marginale nullo spinge fuori le tecnologie più costose, abbassando i prezzi.

## 4.3 Analisi dei risultati empirici

In questa sezione vengono presentati e discussi i risultati ottenuti dall'applicazione del modello VECMX (*Vector Error Correction Model with eXogenous variables*) ai dati di prezzo dell'energia elettrica e ai relativi driver di mercato. L'analisi è suddivisa in più fasi: l'analisi di stazionarietà delle serie storiche, la specificazione del modello econometrico, la selezione dell'ordine dei lag e il test di cointegrazione di *Johansen*, l'interpretazione dei coefficienti del modello VECMX stimato e, infine, l'analisi strutturale del modello.

### 4.3.1 Analisi di stazionarietà e definizione delle variabili

Il primo passo dell'analisi è andare a verificare la proprietà di stazionarietà delle serie storiche. Come discusso approfonditamente nel capitolo precedente, l'analisi sui prezzi orari di IT\_Nord, FR e DE ha rivelato un conflitto tra i risultati dei test di radice unitaria. In linea con la letteratura economica e per tenere conto della forte persistenza e delle rotture strutturali tipiche dei mercati energetici, si è scelto di dare maggior peso all'evidenza del test KPSS e alla teoria economica, trattando dunque le tre serie dei prezzi elettrici come processi integrati di ordine 1.

Adottando un approccio analogo, si è deciso di includere nel gruppo delle variabili non-stazionarie anche il prezzo del Gas. Tale scelta è motivata dalla sua forte co-movimentazione con i prezzi elettrici e dal suo ruolo di driver dei costi marginali di produzione, come documentato in letteratura (*Fezzi e Bunn, 2009*), il che lo rende un candidato interessante per l'analisi di cointegrazione.

L'analisi di stazionarietà è stata poi estesa alle variabili esogene, presentando i risultati esposti nella Tabella 14.

| <b>Serie</b>      | <b>ADF p-value</b> | <b>KPSS p-value</b> | <b>Conclusione</b>       |
|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| <b>IT_Nord</b>    | 0,0870             | 0,0100              | Conflitto, trattata I(1) |
| <b>FR</b>         | 0,0471             | 0,0100              | Conflitto, trattata I(1) |
| <b>DE</b>         | 0,0168             | 0,0100              | Conflitto, trattata I(1) |
| <b>Prezzo Gas</b> | 0,0388             | 0,0100              | Conflitto, trattata I(1) |
| <b>Prezzo CO2</b> | 0,4924             | 0,0100              | I(1)                     |
| <b>Solare IT</b>  | 0,0351             | 0,0100              | Conflitto, trattata I(0) |
| <b>Solare FR</b>  | 0,1336             | 0,0100              | I(1)                     |
| <b>Solare DE</b>  | 0,0469             | 0,0614              | I(0)                     |
| <b>Eolico IT</b>  | <0,0001            | 0,0357              | Conflitto, trattata I(0) |
| <b>Eolico FR</b>  | <0,0001            | 0,0100              | Conflitto, trattata I(0) |
| <b>Eolico DE</b>  | <0,0001            | 0,1000              | I(0)                     |

*Tabella 14 – Risultati dei test ADF e KPSS*

Dall'analisi dei test emergono due gruppi distinti di variabili. Per i prezzi elettrici e il prezzo del Gas i risultati dei test sono contrastanti, il che indica la presenza di forte persistenza o di rotture strutturali, come è stato già evidenziato nel Capitolo 3 per IT\_Nord, FR e DE. In linea con la letteratura economica già esposta in precedenza e per tener conto della forte persistenza e delle rotture strutturali dei mercati energetici, si è scelto, ancora una volta, di dare maggior peso all'evidenza del test KPSS, trattando tutte queste serie come integrate di ordine 1 (I(1)). A questo gruppo si aggiungono anche il Prezzo CO2 e la produzione Solare FR, per le quali i test supportano la conclusione di non-stazionarietà.

Il secondo gruppo è invece costituito dalle variabili considerate stazionarie (I(0)). Si può innanzitutto osservare come per la produzione da Eolico DE i test forniscano un risultato concorde, mentre per le restanti variabili rinnovabili ci sia talvolta un conflitto tra i test, a seguito della loro natura intrinsecamente volatile e dell'assenza di un chiaro trend stocastico. La scelta di trattarle come I(0) si fonda su una giustificazione economica e fisica. Infatti, a differenza dei prezzi, che possono incorporare shock permanenti, la produzione da fonti rinnovabili è legata a processi meteorologici intrinsecamente ciclici e fisicamente vincolati.



Una giornata eccezionalmente ventosa o soleggiata rappresenta uno shock transitorio e non altera permanentemente il livello medio di produzione atteso nel lungo periodo; questa caratteristica è la definizione di un processo stazionario o *mean-reverting* (Karakatsani e Bunn, 2008; Pineda e Conejo, 2012). Inoltre, è documentato in letteratura come i test di radice unitaria standard possano fornire risultati fuorvianti in presenza di elevata volatilità e rotture strutturali (come variazioni nella capacità installata), caratteristiche tipiche delle serie di produzione rinnovabile (Perron, 1989). Pertanto, in linea con la prassi comune nella modellizzazione dei mercati energetici, si dà maggior peso alla teoria economica e alla natura fisica dei dati, trattando queste serie come stazionarie (Simonsen et al., 2023). Esse entreranno quindi nel modello come regressori esogeni e influenzeranno solo le dinamiche di breve periodo, come previsto dalla teoria econometrica per le variabili stazionarie in un modello VECM (Lütkepohl, 2005).

### 4.3.2 Specificazione del modello VECMX

In seguito ai risultati osservati nel Capitolo 3 – che suggeriscono una natura non-stazionaria e cointegrata delle serie dei prezzi -, si è deciso di ricorrere a un Modello a Correzione d'Errore Vettoriale con variabili esogene (VECMX). Tale modello è utile per analizzare simultaneamente sia le relazioni di equilibrio di lungo periodo sia le dinamiche di breve periodo tra le variabili, includendo anche l'impatto di driver esterni al sistema.

La forma generale del VECMX stimato è:

$$\Delta y_t = \alpha \beta' y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i} + \Phi D_t + \varepsilon_t$$

(4.3.2 - 23)

Dove:

- $y_t$  è il vettore delle  $k$  variabili endogene, che si ipotizza siano non-stazionarie. In questa analisi  $y_t = [IT\_Nord, FR, DE, PrezzoGas]$
- $\Delta$  è l'operatore di differenza prima, tale che  $\Delta y_t = y_t - y_{t-1}$
- $\alpha \beta' y_{t-1}$  rappresenta la dinamica di lungo periodo.  $\beta$  è la matrice ( $k \times r$ ) dei vettori di cointegrazione, le cui colonne definiscono le  $r$  relazioni di equilibrio stabili nel tempo.  $\alpha$  è la matrice ( $k \times r$ ) dei coefficienti di aggiustamento e misura la velocità con cui le variabili convergono verso l'equilibrio dopo uno shock.
- $\sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i}$  rappresenta la dinamica di breve periodo, dove le matrici  $\Gamma_i$  catturano l'impatto delle variazioni passate delle variabili sulle variazioni correnti.
- $D_t$  è il vettore delle variabili esogene (stazionarie o non-stazionarie) che influenzano il sistema. In questa analisi include il prezzo della CO2 e la produzione da fonti rinnovabili.
- $\Phi$  è la matrice dei coefficienti che misurano l'impatto contemporaneo delle variabili esogene
- $\varepsilon_t$  è il vettore degli errori, considerati *white noise*.

### 4.3.3 Selezione dei lag e test di cointegrazione

Coerentemente con l'analisi svolta in precedenza, il percorso di modellizzazione prosegue con la specificazione di un modello VECMX. Questo framework è stato costruito attorno alle quattro variabili endogene esposte in precedenza: IT\_Nord, FR, DE e Prezzo Gas.

Successivamente, è stato selezionato il numero ottimale di lag del modello che, in questa analisi, è pari a 2 per il modello VAR sottostante. Questa decisione risponde a un'esigenza di semplicità, ricercando un equilibrio tra la capacità di catturare adeguatamente le dinamiche del sistema e la necessità di mantenere il modello facilmente interpretabile. Tale impostazione implica che nel VECM verrà incluso un solo ritardo per le variabili in differenze. Una volta definita la struttura dei ritardi, il passo successivo è quello di verificare la presenza e il numero di relazioni di equilibrio di lungo periodo tra le quattro variabili, utilizzando il test di cointegrazione di *Johansen* per identificare il rango del sistema ( $r$ ).

| Ipotesi nulla ( $H_0$ ) | Statistica Test | Valore critico (95%) | Conclusione      |
|-------------------------|-----------------|----------------------|------------------|
| $r = 0$                 | 1506,79         | 55,24                | Si rifiuta $H_0$ |
| $r \leq 1$              | 853,03          | 35,01                | Si rifiuta $H_0$ |
| $r \leq 2$              | 342,90          | 18,39                | Si rifiuta $H_0$ |
| $r \leq 3$              | 11,01           | 3,84                 | Si rifiuta $H_0$ |

Tabella 15 - Risultati Test di Johansen

Come osservabile dalla Tabella 15, il test suggerisce un rango pieno ( $r = 4$ ) che implicherebbe la stazionarietà del sistema. Tuttavia, data la forte evidenza di non-stazionarietà delle singole serie, si adotta la scelta operativa (come già fatto nel capitolo precedente) di imporre un rango di cointegrazione pari a 1 ( $r = 1$ ). Questa scelta permette di analizzare un'unica relazione strutturale, evitando la complessità e i problemi di interpretazione di un modello con molteplici vettori di cointegrazione. È importante sottolineare che questa scelta, pur discostandosi dal risultato puramente statistico del test di Johansen, si fonda su una base teorica ed economica (*Jones, Nielsen e Popiel, 2014*). Si ricorda nuovamente che un rango pieno ( $r = 4$ ) implicherebbe che una combinazione lineare dei prezzi spot e del prezzo di una *commodity* volatile come il gas sia un processo stazionario, un'ipotesi economicamente poco plausibile, specialmente nel contesto di un mercato caratterizzato da shock strutturali. L'imposizione di un rango pari a 1 equivale, pertanto, a

privilegiare la teoria economica, testando l'ipotesi di un'unica relazione di equilibrio strutturale guidata da fondamentali di costo. Questa scelta permette di isolare la dinamica più rilevante del sistema, riconoscendo che il risultato del test statistico potrebbe essere influenzato dalla forte turbolenza del periodo analizzato, che tende a gonfiare la correlazione tra le variabili.

#### 4.3.4 La relazione di cointegrazione di lungo periodo

L'equazione di cointegrazione stimata, normalizzata rispetto al prezzo italiano, è:

$$\text{Prezzo IT\_Nord} = -0,0232 * \text{Prezzo FR} + 2,18 * \text{Prezzo DE} - 1,39 * \text{Prezzo Gas} - 103,72$$

(4.3.4 - 24)

Questa relazione descrive l'equilibrio di lungo periodo a cui il sistema tende a convergere.

L'interpretazione dei coefficienti rivela la natura delle interdipendenze: mantenendo costanti gli altri fattori, il prezzo francese (Prezzo FR) ha un impatto negativo ma di magnitudo molto ridotta sul prezzo italiano.

I *driver* principali dell'equilibrio del prezzo italiano sono il prezzo tedesco, con una forte relazione positiva, e il prezzo del gas, anche questo con un impatto positivo e significativo. Coerentemente con la sua magnitudo minore, il coefficiente del prezzo francese non risulta statisticamente significativo in questa relazione di lungo periodo, suggerendo un ruolo marginale nella definizione dell'equilibrio.

| Variabile         | coefficiente di<br>aggiustamento<br>( $\alpha$ ) | Standard error | z-statistic | P-value | Risultato<br>( $\alpha = 5\%$ ) |
|-------------------|--------------------------------------------------|----------------|-------------|---------|---------------------------------|
| Prezzo<br>IT_Nord | 0,0254                                           | 0,005          | 4,932       | 0,000   | Significativo                   |
| Prezzo FR         | 0,1266                                           | 0,007          | 17,960      | 0,000   | Significativo                   |
| Prezzo DE         | 0,3084                                           | 0,008          | 39,071      | 0,000   | Significativo                   |
| Prezzo Gas        | 0,0007                                           | 0,002          | 0,443       | 0,658   | Non<br>significativo            |

Tabella 16 - coefficienti di aggiustamento ( $\alpha$ )

I coefficienti di aggiustamento ( $\alpha$ ) indicano come le variabili reagiscono agli squilibri rispetto a tale relazione di lungo periodo. In questo studio, i coefficienti di aggiustamento per i prezzi elettrici sono risultati positivi e significativi – come osservabile dalla Tabella 16. Sebbene un risultato di questo tipo appaia controintuitivo rispetto alla teoria della cointegrazione – che prevede una convergenza (segno negativo) verso l'equilibrio – esso non è un'anomalia inedita nella letteratura sui mercati energetici, specialmente se si analizzano periodi di estrema turbolenza.

Invece, il coefficiente del prezzo del gas non è statisticamente significativo, indicando che è debolmente esogeno. Questo è un risultato interessante: il prezzo del gas influenza il sistema elettrico (come visto nella relazione di lungo periodo) ma non ne viene a sua volta influenzato nel processo di ritorno all'equilibrio. Ciò rafforza la sua posizione di *driver* fondamentale, le cui dinamiche sono determinate all'esterno del sistema elettrico qui analizzato.

L'interpretazione più plausibile per i coefficienti di aggiustamento positivi non è quindi quella di un sistema strutturalmente divergente, ma di un modello che cattura dinamiche di mercato complesse e non lineari in un contesto di crisi. Infatti, il periodo analizzato, dominato dalla crisi energetica del 2022, è stato caratterizzato da shock esogeni di magnitudo senza precedenti che hanno colpito simultaneamente tutti i mercati. In un contesto simile, il modello VECM lineare potrebbe interpretare la reazione comune e quasi esplosiva dei prezzi come un "allontanamento" dall'equilibrio, mentre si tratta in realtà di un "inseguimento" collettivo di un livello di equilibrio spostatosi verso l'alto. Il segno positivo potrebbe quindi catturare un comportamento di "*overshooting*" o di *momentum*, dove nel breve periodo le aspettative di ulteriori rialzi dominano sul più debole meccanismo di rientro verso l'equilibrio storico. A questa dinamica si aggiungono le rigidità del sistema e i comportamenti strategici degli operatori che, in fasi di panico e incertezza, possono amplificare gli *shock*. Ciò genera una forte persistenza che il modello lineare interpreta come divergenza, poiché questa dinamica di breve periodo è stata temporaneamente più forte del meccanismo di correzione dell'errore.

### 4.3.5 Dinamiche di breve periodo

Oltre alla relazione di lungo periodo, il modello VECMX permette anche di analizzare le dinamiche di breve periodo, ovvero come i prezzi reagiscono agli shock immediati dei *driver* di mercato e ai valori passati del sistema. L'analisi dei coefficienti delle variabili esogene (in ordine: CO<sub>2</sub>, SolareIT, SolareFR, SolareDE, EolicoIT, EolicoFR ed EolicoDE) rivela influenze in linea con i meccanismi di mercato consolidati in letteratura. In particolare, il prezzo della CO<sub>2</sub> esercita un impatto positivo e statisticamente significativo su tutti e tre i mercati elettrici, confermando il suo ruolo di driver dei costi marginali delle tecnologie termoelettriche e il conseguente *pass-through*<sup>25</sup> sui prezzi all'ingrosso (Sijm et al., 2006). Allo stesso modo, la produzione da fonti rinnovabili mostra, dove statisticamente significativa, un effetto depressivo sui prezzi, noto come *merit order effect*<sup>26</sup> (Sensfuß et al., 2008): ad esempio, l'eolico italiano (EolicoIT) contribuisce a ridurre il prezzo in Italia, mentre l'eolico tedesco (EolicoDE) ha un impatto ribassista sui mercati francese e tedesco. A queste influenze esterne si aggiungono le forti e rapide interdipendenze tra i mercati stessi, evidenziate dalla significatività dei coefficienti delle variabili endogene ritardate, che confermano come i valori passati dei prezzi siano determinanti dei loro valori correnti.

---

<sup>25</sup> Il *cost pass-through* (traslazione dei costi) si riferisce al meccanismo con cui un aumento dei costi di produzione di un bene o servizio viene trasferito sul suo prezzo finale di vendita. Nel contesto dei mercati elettrici all'ingrosso, indica la misura in cui i costi variabili delle centrali termoelettriche (come il prezzo del gas naturale o dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>) vengono incorporati nel prezzo dell'energia elettrica (EUR/MWh) definito sul mercato. Un *pass-through* completo implica che ogni euro di aumento dei costi si traduce in un aumento di un euro del prezzo all'ingrosso.

<sup>26</sup> Il *merit order effect* (effetto dell'ordine di merito) è la tendenza delle fonti rinnovabili a basso costo marginale (es. solare, eolico) a ridurre il prezzo all'ingrosso dell'elettricità. Poiché queste fonti vengono dispacciate per prime, esse spiazzano le centrali più costose (come quelle a gas), abbassando il prezzo finale di mercato stabilito dall'ultimo impianto necessario a soddisfare la domanda.

### 4.3.6 Analisi delle *Impulse Response Functions* (IRF)

L'analisi prosegue poi con lo studio delle *Impulse Response Functions* che tracciano l'effetto di uno shock inatteso su una variabile nel tempo. Il grafico riportato in Figura 35 mostra la risposta dei prezzi elettrici a uno shock positivo e unitario sul prezzo del gas.

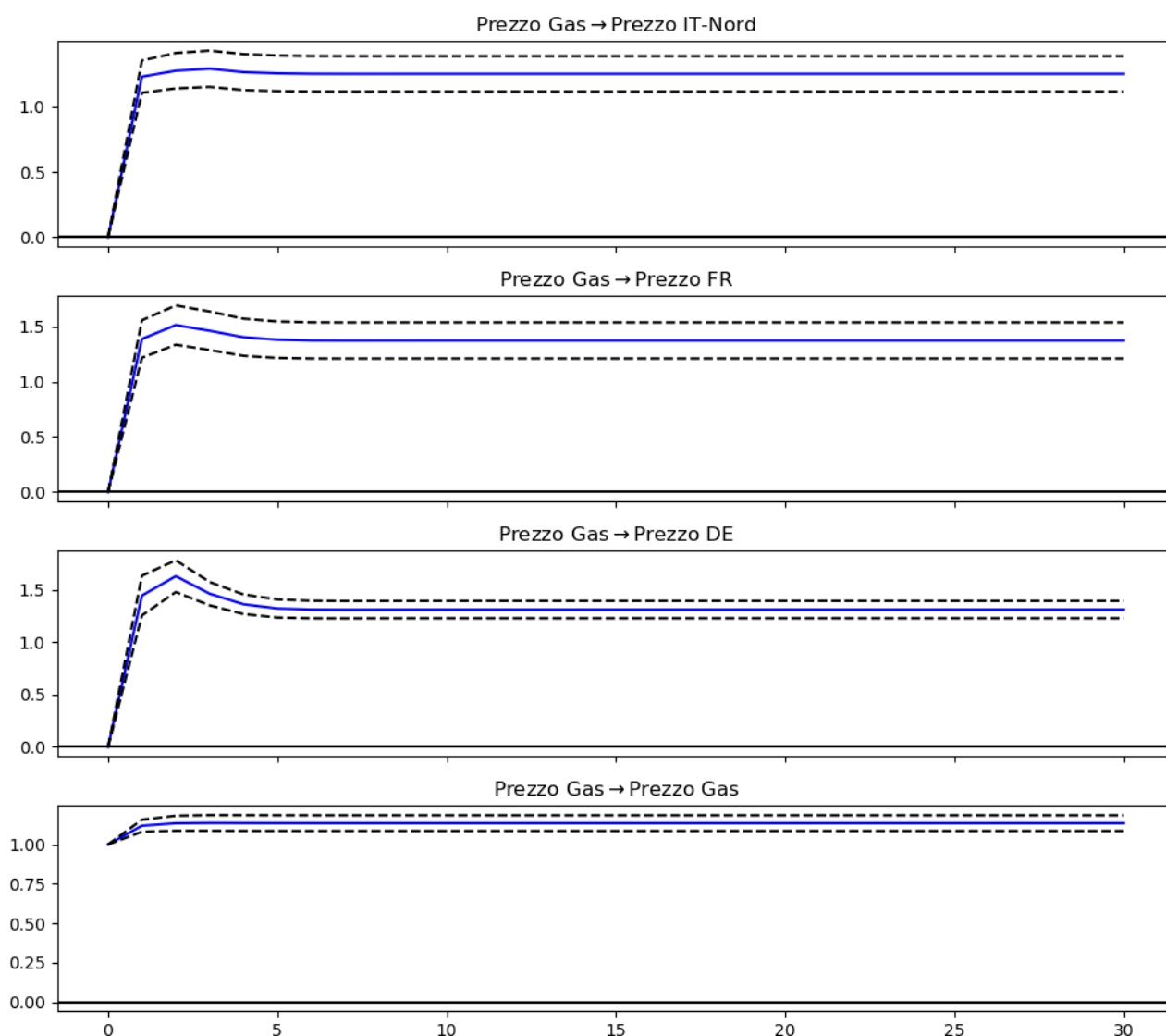


Figura 35 – Risposta dei prezzi elettrici a uno shock sul prezzo del gas

L'interpretazione della figura rivela tre dinamiche differenti. Si può, innanzitutto, osservare come l'impatto dello shock sia immediato e positivo su tutti e tre i mercati elettrici, con una reazione statisticamente robusta, come confermato dalle bande di confidenza che si mantengono al di sopra dello zero. Inoltre, si può notare un effetto amplificato: un aumento

di una unità nel prezzo del gas provoca un rialzo iniziale superiore – tra 1,2 e 1,5 unità – nei prezzi dell'elettricità, evidenziando una forte sensibilità dei mercati elettrici ai costi del combustibile. Infine, la risposta mostra un'alta persistenza, ovvero l'effetto dello shock non è transitorio, ma si stabilizza su un nuovo livello di equilibrio più elevato per tutto l'orizzonte temporale analizzato. Questo conferma che le variazioni del prezzo del gas hanno un impatto strutturale e permanente sul sistema, in linea con l'evidenza di cointegrazione. Questa analisi strutturale rafforza quindi la conclusione che il prezzo del gas non è solo un fattore di costo di breve periodo, ma uno degli elementi in grado di definire il livello di equilibrio di lungo periodo del mercato elettrico europeo.

#### **4.4 Secondo approccio metodologico**

Fino a questa sezione, il Capitolo 4 ha analizzato l'impatto dei *driver* fondamentali sui prezzi elettrici in un modello VECMX. Sebbene efficace, tale approccio ha rivelato come il prezzo del gas, pur influenzando il sistema, si comporti come una variabile debolmente esogena, il cui processo di aggiustamento non è significativamente influenzato dagli squilibri del mercato elettrico. Questo risultato, pur valido in quel *framework*, non esclude la presenza di potenziali effetti di *feedback* di secondo ordine. Per investigare appieno queste interdipendenze e per costruire un modello capace di generare previsioni sull'intero sistema, l'analisi che seguirà adotterà un approccio alternativo, estendendo lo studio a un modello FCVAR a quattro variabili endogene: i prezzi spot del Nord Italia (IT\_Nord), della Francia (FR), della Germania (DE) e del Gas. Gli obiettivi sono, da una parte, di stimare un modello a sistema chiuso per analizzare le interdipendenze complete tra i quattro mercati; dall'altra di utilizzare il modello stimato per generare previsioni sull'evoluzione futura dei prezzi e della loro relazione di equilibrio.



#### 4.4.1 Selezione dell'ordine dei lag e del rango di cointegrazione

La corretta specificazione del modello FCVAR richiede la determinazione di due parametri chiave: l'ordine dei lag ( $k$ ) e il rango di cointegrazione ( $r$ ), le cui scelte di selezione sono uguali a quelle già descritte nel Capitolo 3, ma verranno brevemente ripetute per linearità nell'analisi.

Per quanto riguarda l'ordine dei lag, al fine di garantire un equilibrio tra l'adeguatezza del modello e la sua semplicità interpretativa, si è scelto di imporre un valore pari a  $k = 2$ . Invece, la determinazione del rango, è stata guidata dalla stessa ipotesi teorica scelta dagli autori del codice utilizzato per l'analisi (Nielsen, Morin e Popiel 2021); per evitare un rango pieno, che implicherebbe la stazionarietà dell'intero sistema, si è scelto di imporre l'esistenza di una sola relazione di equilibrio di lungo periodo, ipotizzando quindi  $r = 1$ .

#### 4.4.2 Stima dei parametri del modello

Dopo aver discusso il numero di lag e il rango, la stima dei parametri ha fornito i risultati discussi di seguito.

Si inizia l'analisi con il parametro di integrazione frazionaria ( $d$ ) che è risultato pari a 0,523. Questo valore, significativamente diverso da 1, suggerisce che le serie non sono processi  $I(1)$  puri, ma, piuttosto, processi con memoria lunga (*long memory*). Questo vuol dire che sono stazionari, ma gli shock tendono a riassorbirsi molto lentamente.

In seguito, si analizza il vettore di cointegrazione ( $\beta$ ). La relazione di equilibrio di lungo periodo stimata, normalizzata rispetto al prezzo italiano, è:

$$IT\_Nord + 0,097 * FR - 1,179 * DE - 0,397 * PrezzoGas$$

(4.4.2 - 25)

Riorganizzando i termini, si ottiene:

$$IT\_Nord = -0,097 * FR + 1,179 * DE + 0,397 * PrezzoGas$$

(4.4.2 - 26)

Questa equazione conferma il ruolo dominante del prezzo tedesco come principale *driver* positivo del prezzo italiano. Anche il prezzo del gas contribuisce positivamente. In piena coerenza con i risultati del modello VECMX, il prezzo francese mostra un impatto negativo e prossimo allo zero (ricordando che anche il prezzo tedesco e francese sono legati tra loro). Questo risultato rafforza la conclusione generale di un ruolo marginale del mercato francese nella definizione dell'equilibrio di lungo periodo del prezzo italiano, evidenziando una coerenza di fondo tra i due approcci metodologici.

Le lievi discrepanze osservate nella magnitudo dei coefficienti sono verosimilmente attribuibili alle diverse specificazioni dei due modelli. Il VECMX, infatti, neutralizza l'effetto delle rinnovabili e della CO2 includendole come regressori esogeni. Al contrario, nel FCVAR, l'influenza di questa variabile omessa si riflette inevitabilmente sui parametri stimati per le altre componenti del sistema.

| <b>Variabili</b> | <b>Coefficienti</b> | <b>Standard error</b> |
|------------------|---------------------|-----------------------|
| <b>IT_Nord</b>   | -0,001              | 0,025                 |
| <b>FR</b>        | 0,063               | 0,037                 |
| <b>DE</b>        | 0,278               | 0,046                 |
| <b>PrezzoGas</b> | 0,018               | 0,008                 |

*Tabella 17 - Coefficienti di aggiustamento ( $\alpha$ )*

Infine, la matrice dei coefficienti di aggiustamento ( $\alpha$ ) – osservabile nella Tabella 17 - indica la velocità con cui ciascuna variabile reagisce agli squilibri. Il coefficiente più elevato e statisticamente significativo è quello della Germania (0,278). Questo suggerisce che, in caso di deviazione dall'equilibrio, è principalmente il mercato tedesco a “correggere” e a riportare il sistema verso la sua relazione di lungo periodo. Invece, il coefficiente per il mercato italiano è prossimo allo zero e non significativo.

### 4.4.3 Analisi dei residui e di stabilità

Il test di *Portmanteau* (*Q-statistic*) sui residui (Appendice 4, Tabella 4A.6), con un *p-value* di 0,000, indica la presenza di autocorrelazione seriale residua. Questo suggerisce che il modello, pur catturando le dinamiche principali, non riesce a spiegare completamente la struttura di dipendenza temporale dei dati.

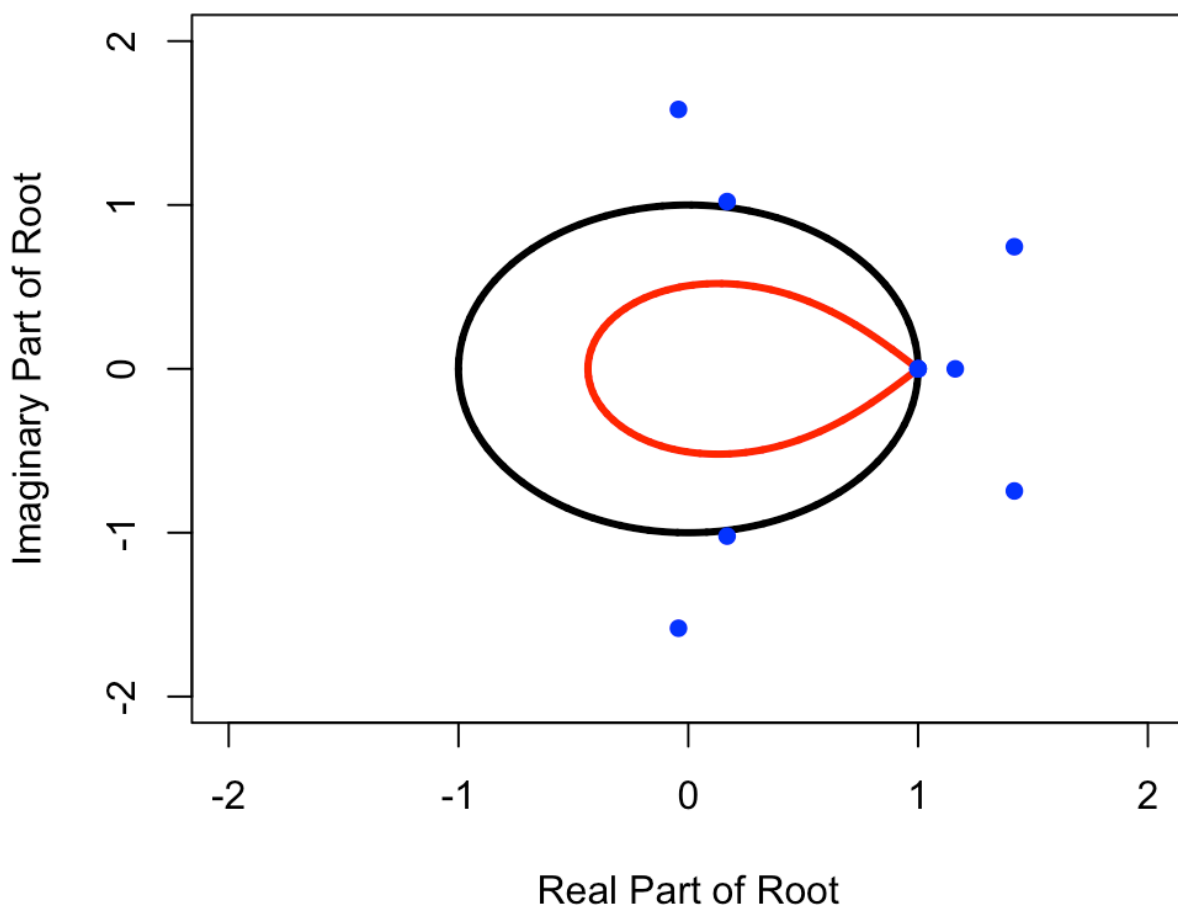


Figura 36 - Radici del polinomio caratteristico

Il grafico delle radici del polinomio caratteristico è un test utile per capire la stabilità del modello. Un modello stabile dovrebbe avere tutte le radici al di fuori del cerchio unitario (O del suo equivalente frazionario). Come su può osservare dalla Figura 36 e dalla tabella dei risultati (riportata in Appendice 4, Tabella 4A.5), diverse radici hanno un modulo maggiore di 1. Questo indica che la componente autoregressiva di breve periodo del modello è instabile

o esplosiva. Tale instabilità potrebbe essere dovuta alla cattura delle dinamiche senza precedenti della crisi energetica del 2022. Questi due risultati – l'autocorrelazione residua e l'instabilità del modello – rappresentano una criticità importante e devono essere interpretati con attenzione. L'autocorrelazione suggerisce che la struttura dei ritardi scelta ( $k = 2$ ), pur essendo un compromesso per la parsimonia del modello, potrebbe non catturare appieno le dinamiche di breve periodo più complesse. L'instabilità, dall'altra parte, è un segnale ancora più forte che le dinamiche esplosive del 2022 violano i presupposti di linearità e stazionarietà su cui si fonda il modello. Di conseguenza, le inferenze tratte da questo modello, in particolare quelle di natura predittiva, devono essere considerate con cautela.

#### 4.4.4 Previsione delle serie di prezzo

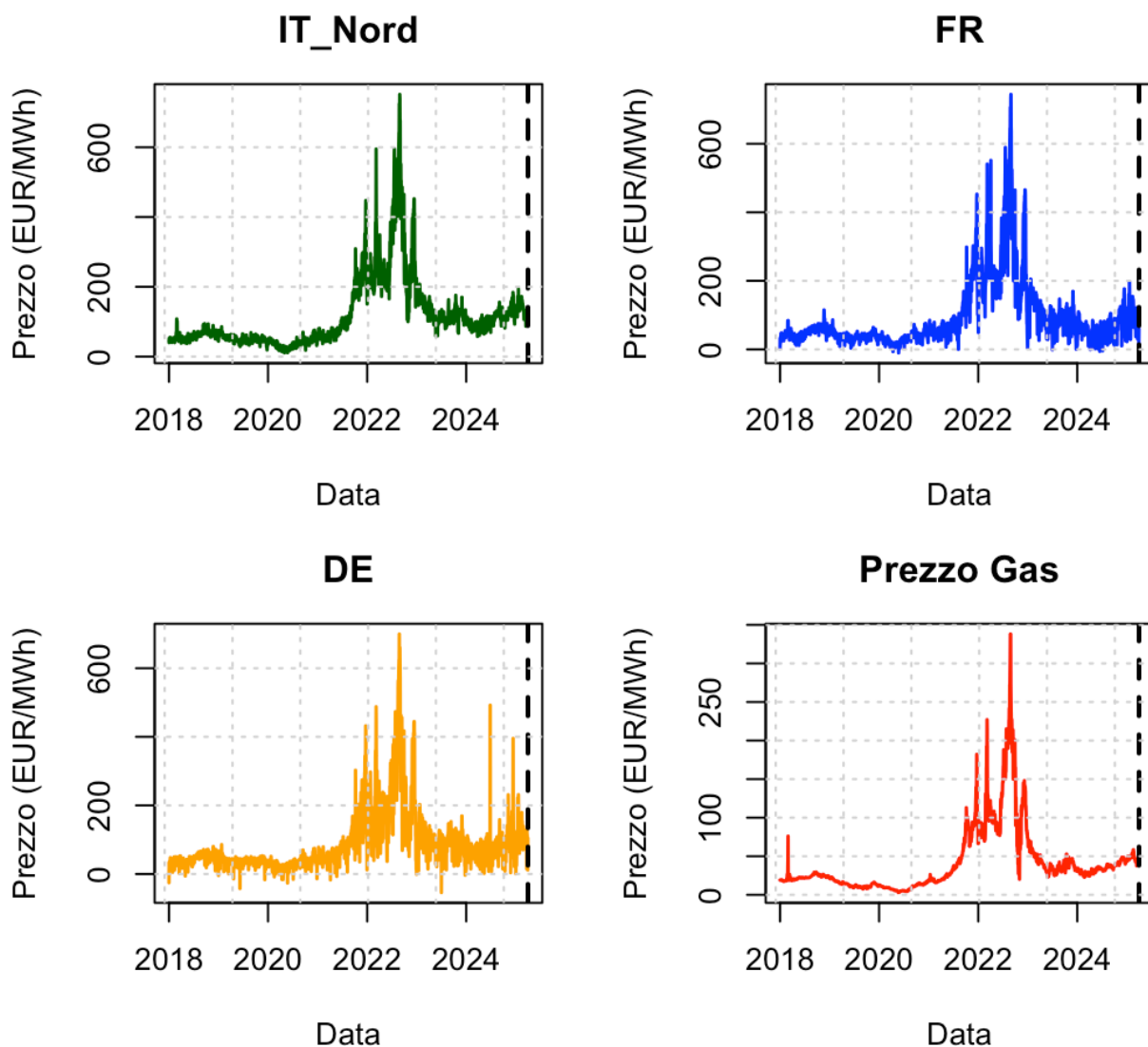
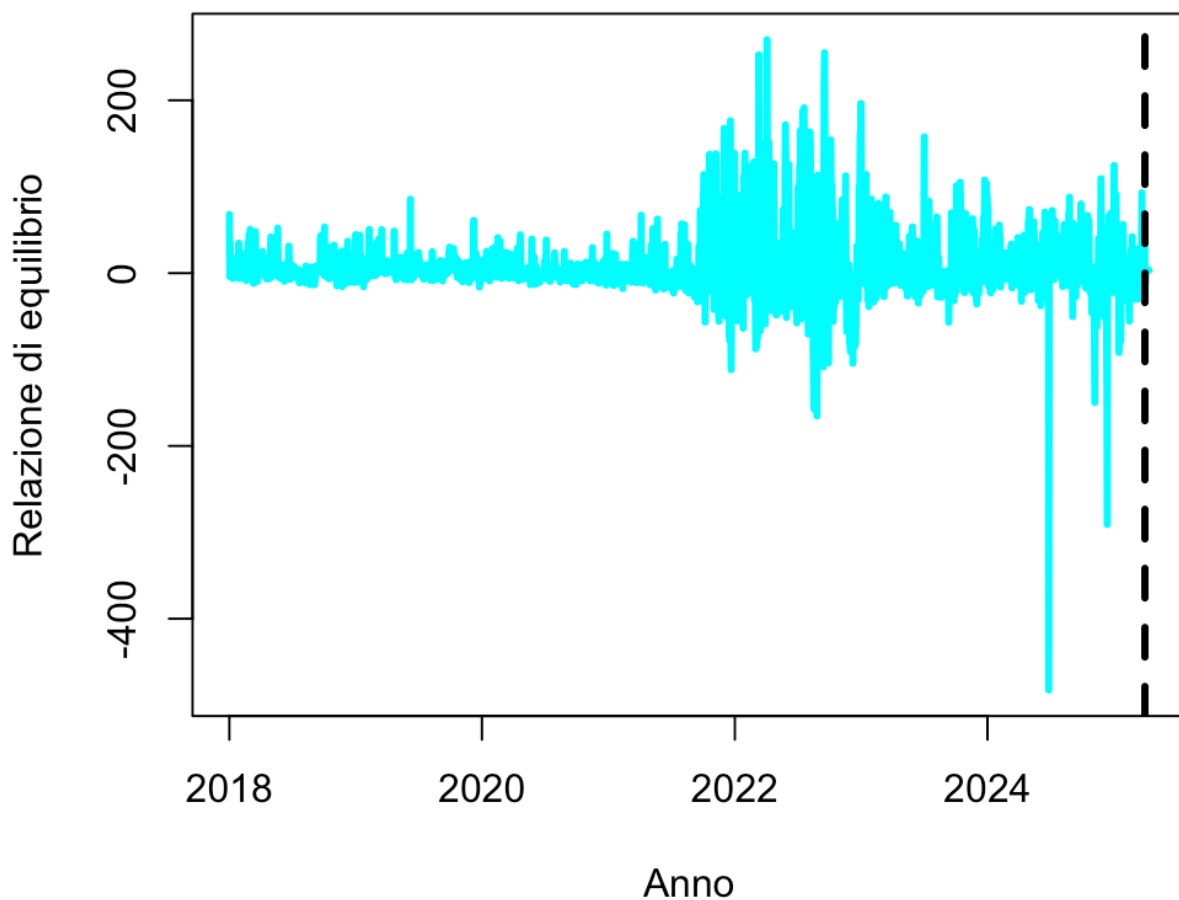


Figura 37 – Andamento storico e previsione delle serie endogene

I quattro pannelli rappresentati nella Figura 37 mostrano le serie storiche giornaliere e la previsione per le variabili endogene del modello. Si può osservare il forte co-movimento tra le quattro serie, in particolare i picchi di prezzo sincroni e di magnitudo elevata registrati durante la crisi energetica del 2022. L'andamento del prezzo del gas appare visivamente come il precursore delle dinamiche dei prezzi elettrici, confermando la forte interdipendenza del sistema.

#### 4.4.5 Analisi della relazione di equilibrio e previsione



*Figura 38 -Relazione di equilibrio con forecast*

La Figura 38 illustra l'andamento temporale della relazione di equilibrio stimata per il periodo compreso tra il 2018 e l'inizio del 2025, includendo un orizzonte di previsione. L'asse delle ordinate rappresenta la deviazione dall'equilibrio di lungo periodo, mentre l'asse delle ascisse scandisce il tempo in anni.

Dall'analisi del grafico emergono tre fasi differenti. Tra il 2018 e l'inizio del 2022, la relazione mostra un comportamento relativamente stazionario, con fluttuazioni contenute attorno alla media, questo suggerisce che il sistema si trova in uno stato di equilibrio. A partire dal 2022, si osserva un marcato incremento della volatilità, con deviazioni più ampie e frequenti, indicativo di una crescente instabilità o di shock esogeni che hanno perturbato la relazione. Di particolare rilievo è l'estrema deviazione negativa registrata nel 2024, che rappresenta il punto di massimo disequilibrio nel campione osservato.

La linea verticale tratteggiata demarca la fine del periodo di osservazione e l'inizio dell'orizzonte di previsione. La porzione di grafico a destra di tale linea mostra la previsione del modello che indica – anche se relativamente a un periodo molto breve – una tendenza al riassorbimento dello shock. Il modello prevede, infatti, che la relazione inverta la sua tendenza negativa per convergere nuovamente verso il suo livello di equilibrio di lungo periodo, ossia il valore zero. Tuttavia, è necessario leggere questa previsione alla luce dei limiti strutturali del modello evidenziati in precedenza. Poiché il modello FCVAR si è dimostrato instabile, la sua capacità di generare previsioni affidabili è intrinsecamente compromessa. Tuttavia, è fondamentale sottolineare che questa apparente tendenza al rientro non ha validità economica come previsione. Data l'instabilità del modello, certificata dalle radici esplosive del polinomio caratteristico, la proiezione futura deve essere interpretata unicamente come un'estrapolazione meccanica di un sistema le cui fondamenta statistiche sono state violate dalla crisi. Pertanto, la previsione non è una stima attendibile del futuro, ma funge piuttosto da conferma diagnostica: essa dimostra la gravità della rottura strutturale che il modello, pur instabile, è riuscito a catturare.

## 4.5 Conclusioni del capitolo

Questo capitolo ha esteso l'analisi delle interdipendenze elettriche europee per includere i driver fondamentali che ne determinano i costi, offrendo una visione più strutturale delle dinamiche di prezzo. L'indagine, condotta attraverso due approcci econometrici complementari (VECMX e FCVAR), ha prodotto risultati convergenti.

In primo luogo, è stato confermato in modo robusto il ruolo del prezzo del gas naturale e del costo delle emissioni di CO<sub>2</sub> come determinanti principali dei prezzi elettrici in Nord Italia, Francia e Germania. L'impatto del gas, in particolare, non è solo un fenomeno di breve periodo, ma un elemento strutturale che concorre a definire la relazione di equilibrio di lungo periodo del sistema. Il modello VECMX ha inoltre rivelato la sua natura "debolmente esogena": il gas influenza il sistema elettrico senza esserne a sua volta significativamente influenzato nel processo di aggiustamento, consolidando la sua posizione di driver esterno fondamentale.

Entrambi i modelli hanno ribadito la centralità del mercato tedesco, il cui prezzo spot agisce da principale motore per il prezzo italiano nella relazione di lungo periodo, un risultato coerente con quanto già emerso nel capitolo precedente. Le fonti rinnovabili, d'altra parte, hanno mostrato il previsto "*merit order effect*" deprimendo i prezzi nel breve periodo, sebbene questo impatto sia stato largamente sovrastato dall'effetto inflazionistico dei costi delle *commodity* fossili durante la crisi energetica.

Tuttavia, l'analisi ha anche messo in luce i limiti dei modelli econometrici lineari di fronte a shock di magnitudo senza precedenti. Il secondo approccio, basato su un modello FCVAR a quattro variabili, ha rivelato segnali di instabilità e autocorrelazione residua. Questo risultato va interpretato tenendo conto che la crisi del 2022 ha rappresentato una rottura strutturale tale da violare i presupposti di linearità dei modelli tradizionali; dunque, la capacità predittiva di tali strumenti in contesti di estrema turbolenza risulta compromessa.



## Appendice 4

|                   | coef       | std err | z       | P> z  | [0.025    | 0.975]   |
|-------------------|------------|---------|---------|-------|-----------|----------|
| exog1             | 0.0389     | 0.014   | 2.839   | 0.005 | 0.012     | 0.066    |
| exog2             | 0.0001     | 0.000   | 0.206   | 0.837 | -0.001    | 0.001    |
| exog3             | -0.0006    | 0.001   | -0.940  | 0.347 | -0.002    | 0.001    |
| exog4             | 5.389e-06  | 0.000   | 0.034   | 0.973 | -0.000    | 0.000    |
| exog5             | -0.0012    | 0.000   | -6.081  | 0.000 | -0.002    | -0.001   |
| exog6             | -0.0002    | 0.000   | -1.286  | 0.199 | -0.000    | 8.76e-05 |
| exog7             | -2.206e-06 | 4.3e-05 | -0.051  | 0.959 | -8.64e-05 | 8.2e-05  |
| L1.Prezzo IT-Nord | -0.2726    | 0.022   | -12.331 | 0.000 | -0.316    | -0.229   |
| L1.Prezzo FR      | 0.1102     | 0.018   | 6.127   | 0.000 | 0.075     | 0.145    |
| L1.Prezzo DE      | 0.0651     | 0.013   | 5.140   | 0.000 | 0.040     | 0.090    |
| L1.Prezzo Gas     | 1.1927     | 0.063   | 18.894  | 0.000 | 1.069     | 1.316    |

Tabella 4A.1 – Sommario risultati VECMX per IT\_Nord

|                   | coef    | std err  | z       | P> z  | [0.025 | 0.975]    |
|-------------------|---------|----------|---------|-------|--------|-----------|
| exog1             | 0.1037  | 0.019    | 5.520   | 0.000 | 0.067  | 0.141     |
| exog2             | -0.0006 | 0.001    | -0.836  | 0.403 | -0.002 | 0.001     |
| exog3             | -0.0005 | 0.001    | -0.631  | 0.528 | -0.002 | 0.001     |
| exog4             | -0.0005 | 0.000    | -2.363  | 0.018 | -0.001 | -8.79e-05 |
| exog5             | 0.0007  | 0.000    | 2.604   | 0.009 | 0.000  | 0.001     |
| exog6             | -0.0019 | 0.000    | -10.542 | 0.000 | -0.002 | -0.002    |
| exog7             | -0.0003 | 5.89e-05 | -5.037  | 0.000 | -0.000 | -0.000    |
| L1.Prezzo IT-Nord | -0.0195 | 0.030    | -0.644  | 0.520 | -0.079 | 0.040     |
| L1.Prezzo FR      | -0.1712 | 0.025    | -6.941  | 0.000 | -0.220 | -0.123    |
| L1.Prezzo DE      | 0.1977  | 0.017    | 11.389  | 0.000 | 0.164  | 0.232     |
| L1.Prezzo Gas     | 1.2094  | 0.087    | 13.974  | 0.000 | 1.040  | 1.379     |

Tabella 4A.2 – Sommario risultati VECMX per FR

|                   | coef       | std err  | z       | P> z  | [0.025 | 0.975] |
|-------------------|------------|----------|---------|-------|--------|--------|
| exog1             | 0.1842     | 0.021    | 8.757   | 0.000 | 0.143  | 0.225  |
| exog2             | 0.0003     | 0.001    | 0.395   | 0.693 | -0.001 | 0.002  |
| exog3             | -3.529e-05 | 0.001    | -0.038  | 0.970 | -0.002 | 0.002  |
| exog4             | -0.0020    | 0.000    | -8.073  | 0.000 | -0.002 | -0.001 |
| exog5             | 6.839e-05  | 0.000    | 0.229   | 0.819 | -0.001 | 0.001  |
| exog6             | -7.798e-05 | 0.000    | -0.391  | 0.696 | -0.000 | 0.000  |
| exog7             | -0.0018    | 6.59e-05 | -26.773 | 0.000 | -0.002 | -0.002 |
| L1.Prezzo IT-Nord | -0.1063    | 0.034    | -3.133  | 0.002 | -0.173 | -0.040 |
| L1.Prezzo FR      | 0.2033     | 0.028    | 7.366   | 0.000 | 0.149  | 0.257  |
| L1.Prezzo DE      | 0.0116     | 0.019    | 0.595   | 0.552 | -0.027 | 0.050  |
| L1.Prezzo Gas     | 1.0174     | 0.097    | 10.503  | 0.000 | 0.828  | 1.207  |

Tabella 4A.3 – Sommario risultati VECMX per DE

|                   | coef       | std err  | z      | P> z  | [0.025    | 0.975]   |
|-------------------|------------|----------|--------|-------|-----------|----------|
| exog1             | 0.0042     | 0.004    | 0.993  | 0.321 | -0.004    | 0.012    |
| exog2             | 0.0002     | 0.000    | 1.548  | 0.122 | -6.18e-05 | 0.001    |
| exog3             | -0.0002    | 0.000    | -1.007 | 0.314 | -0.001    | 0.000    |
| exog4             | -3.004e-05 | 4.92e-05 | -0.611 | 0.541 | -0.000    | 6.64e-05 |
| exog5             | -7.066e-05 | 6e-05    | -1.177 | 0.239 | -0.000    | 4.7e-05  |
| exog6             | 3.205e-06  | 4.01e-05 | 0.080  | 0.936 | -7.54e-05 | 8.18e-05 |
| exog7             | -1.194e-05 | 1.33e-05 | -0.900 | 0.368 | -3.8e-05  | 1.41e-05 |
| L1.Prezzo IT-Nord | -0.0023    | 0.007    | -0.342 | 0.732 | -0.016    | 0.011    |
| L1.Prezzo FR      | -0.0003    | 0.006    | -0.045 | 0.964 | -0.011    | 0.011    |
| L1.Prezzo DE      | 0.0035     | 0.004    | 0.885  | 0.376 | -0.004    | 0.011    |
| L1.Prezzo Gas     | 0.1178     | 0.019    | 6.044  | 0.000 | 0.080     | 0.156    |

Tabella 4A.4 – Sommario risultati VECMX per Prezzo Gas

| Numero | Real part | Imaginary part | Modulus |
|--------|-----------|----------------|---------|
| 1      | 0,004     | -3,940         | 3,940   |
| 2      | 0,004     | 3,940          | 3,940   |
| 3      | 1,419     | -0,745         | 1,603   |
| 4      | 1,419     | 0,745          | 1,603   |
| 5      | -0,043    | -1,583         | 1,584   |
| 6      | -0,043    | 1,583          | 1,584   |
| 7      | 1,162     | 0,000          | 1,162   |
| 8      | 0,169     | -1,021         | 1,035   |
| 9      | 0,169     | 1,021          | 1,035   |
| 10     | 1,000     | 0,000          | 1,000   |
| 11     | 1,000     | 0,000          | 1,000   |
| 12     | 1,000     | 0,000          | 1,000   |

Tabella 4A.5 – Radici del polinomio caratteristico

| Equazione testata | Q-Statistic | P-value | Risultato ( $\alpha = 5\%$ ) |
|-------------------|-------------|---------|------------------------------|
| Multivariato      | 344,286     | 0,000   | Si rigetta $H_0$             |
| IT_Nord           | 17,145      | 0,009   | Si rigetta $H_0$             |
| FR                | 17,591      | 0,007   | Si rigetta $H_0$             |
| DE                | 12,861      | 0,045   | Si rigetta $H_0$             |
| Prezzo Gas        | 59,221      | 0,000   | Si rigetta $H_0$             |

Tabella 4A.6 – Risultati Test di Portmanteau per autocorrelazione dei residui

## Capitolo 5: Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha intrapreso un'analisi econometrica su più livelli delle complesse interdipendenze che governano il mercato elettrico europeo, in un'epoca definita dalla duplice spinta della transizione energetica e da *shock* esogeni molto elevati e non riscontrati in precedenza. La domanda di ricerca che ha guidato l'indagine - relativa alla natura delle relazioni di equilibrio che legano i prezzi elettrici e in quale misura queste sono determinate dai *driver* fondamentali – ha trovato risposta attraverso un percorso analitico progressivo, che dal contesto nazionale italiano si è esteso fino al cuore del sistema interconnesso europeo. Questa sezione finale si propone di sintetizzare i risultati emersi, discuterne le implicazioni analitiche e operative e delineare le future direzioni di ricerca.

### 5.1 Sintesi analitica dei risultati empirici

L'indagine è iniziata, nel Capitolo 2, con un'analisi del mercato interno italiano, focalizzandosi sulla relazione tra le zone di IT-Nord e IT-Sicilia. I risultati hanno rivelato una dinamica strutturale chiave: una trasmissione degli shock bidirezionale, ma fortemente asimmetrica. L'identificazione di un meccanismo di tipo *leader-follower*, in cui gli impulsi di prezzo originati nel mercato settentrionale si propagano verso la Sicilia con un'intensità quattro volte superiore, ha fornito una prima e interessante mappatura della gerarchia interna al sistema nazionale. Questa asimmetria non è solamente un dato statistico, ma la prova di un'integrazione incompleta, dove il centro (Nord) agisce come motore delle dinamiche di prezzo per la periferia (Sud), stabilendo una vulnerabilità strutturale del mercato siciliano agli eventi che si verificano nel resto del Paese e del continente.

Il Capitolo 3 ha esteso l'orizzonte al contesto europeo, analizzando le interdipendenze tra il Nord Italia e due *hub* energetici, ovvero Francia e Germania. In questa fase, l'analisi ha compiuto un salto metodologico: ha evidenziato l'inadeguatezza di un approccio VAR standard, risultato dinamicamente instabile, e ha adottato un modello più sofisticato basato sulla cointegrazione frazionaria (FCVAR). Questa scelta si è rivelata necessaria per poter comprendere meglio i risultati. La stima di un parametro di integrazione frazionaria  $d$  pari a 0,583 ha confermato la presenza di *long memory* nelle serie dei prezzi, una persistenza che i

modelli tradizionali I(1) non riescono a catturare adeguatamente. Il risultato empirico più rilevante di questa sezione è stata l'identificazione di una singola e stabile relazione di equilibrio di lungo periodo tra i tre mercati, governata da una dinamica asimmetrica. L'analisi dei coefficienti di aggiustamento ha infatti svelato il ruolo "debolmente esogeno" del mercato tedesco, che agisce come motore e ancora del sistema, guidando il ritorno all'equilibrio senza esserne a sua volta significativamente influenzato. Il mercato italiano, al contrario, emerge come un chiaro *price-taker* in questo equilibrio continentale.

Il Capitolo 4 ha rappresentato il culmine dell'analisi, integrando esplicitamente i *driver* fondamentali per rispondere alla domanda sul "perché" di tali interdipendenze. Attraverso due approcci econometrici complementari (VECMX e un FCVAR esteso), l'indagine ha confermato il ruolo strutturale del prezzo del gas naturale e del costo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> nel definire il livello di equilibrio di lungo periodo del sistema. Il modello VECMX ha ulteriormente qualificato il prezzo del gas come "debolmente esogeno", un input che influenza il sistema elettrico senza subirne un *feedback* significativo nel processo di aggiustamento. Entrambi i modelli hanno ribadito la centralità del mercato tedesco come principale determinante del prezzo italiano.

Tuttavia, questa fase finale ha anche prodotto una conclusione metodologica. L'instabilità e l'autocorrelazione residua emerse nel modello FCVAR a quattro variabili non devono essere interpretate come un fallimento del modello, ma come una diagnosi empirica: la crisi energetica del 2022 ha rappresentato una rottura strutturale di ampiezza tale da violare i presupposti di linearità e stazionarietà su cui si fondano i modelli econometrici tradizionali. La limitazione di questi strumenti di produrre previsioni stabili e affidabili in un contesto di tale turbolenza diventa, in quest'ottica, il risultato analitico più significativo, testimoniando la profondità di un cambiamento di regime che ha cambiato il mercato energetico europeo.

## 5.2 Implicazioni e prospettive future

Nel loro complesso, i risultati di questa Tesi dipingono un quadro coerente e gerarchico del mercato unico europeo. L'elevata integrazione, dimostrata dalla forte correlazione e dalla relazione di cointegrazione, non implica un'interazione tra pari. Al contrario, emerge una struttura in cui l'equilibrio del prezzo italiano è legato alla sua posizione di *follower* rispetto all'*hub* tedesco, il cui livello di prezzo è a sua volta ancorato al costo strutturale del gas naturale.

Le implicazioni di questo lavoro si estendono a diversi ambiti:

- Per gli operatori di mercato, l'analisi suggerisce che le strategie di gestione del rischio (*hedging*) e di offerta per un operatore italiano non possano prescindere da un monitoraggio attento e da una capacità previsionale focalizzata primariamente sulle dinamiche del mercato tedesco e del TTF olandese. I fattori puramente nazionali, sebbene rilevanti, appaiono secondari nella determinazione del livello di equilibrio fondamentale.
- Per i *policy maker* e i regolatori, i risultati evidenziano i limiti delle politiche energetiche puramente nazionali nel controllare i livelli di prezzo. L'elevato grado di integrazione implica che interventi isolati, come sussidi o tetti al prezzo nazionali, rischiano di essere inefficaci o di generare distorsioni se non coordinati a livello europeo. La dipendenza strutturale dal gas emerge non come un problema italiano, ma come una caratteristica sistemica che richiede soluzioni continentali, come l'accelerazione coordinata sulle rinnovabili e lo sviluppo di infrastrutture di stoccaggio su larga scala.
- Per la ricerca accademica, questo lavoro dimostra la necessità di superare i *framework* econometrici tradizionali per analizzare i moderni mercati energetici. La diagnosi dell'instabilità dei modelli lineari di fronte a *shock* estremi apre la strada all'utilizzo di approcci più sofisticati.

Il percorso di ricerca intrapreso in questa Tesi, pur avendo raggiunto gli obiettivi prefissati e fornito un quadro robusto delle interdipendenze nel mercato elettrico europeo, delinea allo stesso tempo i confini dell'analisi e apre la strada a filoni di indagine futuri. Le estensioni naturali di questo lavoro possono essere articolate attorno a tre assi principali: l'evoluzione metodologica verso modelli non-lineari, l'analisi dell'impatto dei nuovi *driver* strutturali legati alla transizione energetica e un approfondimento granulare del ruolo delle fonti rinnovabili.

Il primo filone di ricerca discende direttamente dalla conclusione diagnostica più evidente di questo lavoro: l'inadeguatezza dei modelli econometrici lineari di fronte a *shock* di magnitudo estrema. L'evidenza empirica di un'instabilità del modello FCVAR durante la crisi del 2022 non è una debolezza dell'analisi, ma un risultato che certifica l'esistenza di una rottura strutturale. Ciò suggerisce che la frontiera della ricerca risiede nell'adozione di *framework* capaci di rendere endogene tali rotture. In particolare, l'applicazione di modelli a cambio di regime, come i *Vector Autoregressive models* con *switching* di Markov (MS-VAR)<sup>27</sup> (Krolzig, H.-M., 1997), appare come l'estensione più promettente. Tali modelli consentirebbero di definire e stimare distinti "stati del mondo" (come un regime di "stabilità pre-crisi" e uno di "alta volatilità post-crisi"), identificando relazioni di equilibrio e dinamiche di trasmissione degli *shock* specifiche per ciascuno stato, offrendo così una rappresentazione più fedele di un mercato che non evolve linearmente, ma per salti di regime.

Il secondo asse di ricerca riguarda l'evoluzione della struttura fisica del mercato. La relazione di cointegrazione qui identificata mostra un sistema in rapida trasformazione tecnologica. Future indagini potrebbero quindi concentrarsi sulla quantificazione dell'impatto dei nuovi *driver* della transizione energetica. Sarebbe di grande interesse analizzare come la crescente diffusione di sistemi di stoccaggio su larga scala stia influenzando la volatilità oraria e la stabilità stessa della relazione di lungo periodo, agendo potenzialmente come fattore di smorzamento. Allo stesso modo, sarebbe utile valutare se il potenziamento degli

---

<sup>27</sup> I modelli *Vector Autoregressive* con *switching* di Markov (MS-VAR) sono modelli econometrici che estendono i tradizionali modelli VAR. Essi consentono ai parametri del sistema, come le medie o le interdipendenze tra le variabili, di cambiare nel tempo, cambiando tra un numero finito di stati o "regimi" distinti (es. un regime di bassa volatilità e uno di alta volatilità). Il passaggio da un regime all'altro è governato da probabilità di transizione secondo un processo di Markov, rendendo questi modelli particolarmente adatti a catturare rotture strutturali, cicli economici o fasi di mercato con comportamenti differenti.

interconnettori transfrontalieri stia rafforzando il grado di cointegrazione tra i mercati, con l'effetto di ridurre i differenziali di prezzo e di alterare i parametri di equilibrio stimati in questa sede.

Infine, il terzo filone di approfondimento riguarda una disaggregazione più fine del ruolo delle fonti rinnovabili. Sebbene questa tesi abbia confermato la presenza del "*merit order effect*", ha anche mostrato come questo sia stato mascherato dall'impatto dei prezzi delle *commodity* fossili durante la crisi. Un'analisi più granulare, che utilizzi dati ad alta frequenza disaggregati per tecnologia (distinguendo l'impatto del solare da quello dell'eolico) e per localizzazione geografica, permetterebbe di isolare con maggiore precisione l'effetto depressivo delle rinnovabili sui prezzi. Tale approccio consentirebbe di stimarne l'elasticità in diversi scenari di mercato e di comprendere meglio le complesse interazioni non-lineari che legano la generazione rinnovabile alla domanda e alla generazione convenzionale, un aspetto utile per la pianificazione dei sistemi energetici del futuro.

## Bibliografia

- [1] ACER, *Methodology and assumptions that are to be used in the bidding zone review process*, 24 Novembre 2020, disponibile sul sito:  
<https://www.sepsas.sk/media/4303/acer-decision-29-2020-on-the-bzr-annex-i-bzr-methodology.pdf>
- [2] Peter Cramton, *Electricity market design*, Oxford Review of Economic Policy, Volume 33, Number 4, 2017, pp. 589–612, disponibile sul sito:  
<https://academic.oup.com/oxrep/article/33/4/589/4587939>
- [3] Paul L. Joskow, *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale*, Oxford Review of Economic Policy, Volume 35, Number 2, 2019, pp. 291–331, disponibile sul sito:  
<https://academic.oup.com/oxrep/article-abstract/35/2/291/5477314>
- [4] Dispacciamento e Conduzione | MPS | Analisi e Studi per l'Energy Operation, *Mercato elettrico, struttura attuale, evoluzione attesa e sfide da affrontare* [Presentazione PowerPoint], 17 Dicembre 2020
- [5] K.H. Cao, H.S. Qi, R. Li, C.K. Woo, A. Tishler, J. Zarnikau, *An experiment in own-price elasticity estimation for non-residential electricity demand in the U.S.*, 13 Gennaio 2023, disponibile sul sito: [www.elsevier.com/locate/jup](http://www.elsevier.com/locate/jup)
- [6] Ting Chen, Frederik Vandendriessche, *Enabling independent flexibility service providers to participate in electricity markets: A legal analysis of the Belgium case*, 9 Febbraio 2023, disponibile sul sito: [www.elsevier.com/locate/jup](http://www.elsevier.com/locate/jup)
- [7] Anthony Papavasiliou, Jacques Cartuyvels, Gilles Bertrand, Alain Marien, *Implementation of scarcity pricing without co-optimization in European energy-only balancing markets*, 13 Gennaio 2023, disponibile sul sito: [www.elsevier.com/locate/jup](http://www.elsevier.com/locate/jup)
- [8] Fabio Carbone, *Trading con l'Elettricità: Electricity Futures Contracts | Come funziona*, 21 Febbraio 2021, disponibile sul sito: <https://www.fxempire.it/education/article/trading-con-elettricit-electricity-futures-contracts-come-funziona-166125>
- [9] Maddalena Cerreto, Christoph Graf, Federico Quaglia, *Demand elasticity in the short-run*, 27 Maggio 2021



- [10] Deryugina, Tatyana, Alexander MacKay, and Julian Reif, *The Long-Run Dynamics of Electricity Demand: Evidence from Municipal Aggregation*, American Economic Journal: Applied Economics, 2020, 12 (1), 86-114.
- [11] Zsuzsanna Csereklyei, *Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union*, Energy Policy 137, 2020
- [12] Knaut Andreas, *Essays on the Integration of Renewables in Electricity Markets*, PhD thesis, Universität zu Köln, 2017
- [13] Kulakov and Ziel, *Determining the Demand Elasticity in a Wholesale Electricity Market*, 2019
- [14] Anselm Eicke, Oliver Ruhnau and Lion Hirth, *Electricity balancing as a market equilibrium: An instrument-based estimation of supply and demand for imbalance energy*, Energy Economics 102, 2021
- [15] Hirth Lion, Khanna Tarun, Ruhnau Oliver, *The (very) short-term price elasticity of German electricity demand*, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2022
- [16] Mark G. Lijesen, *The real-time price elasticity of electricity*, Energy Economics 29, 2007, 249-258
- [17] Simona Bigerna, Carlo Andrea Bollino, *Electricity Demand in Wholesale Italian Market*, The Energy Journal, July 2014, Vol. 35, No. 3 (July 2014), 25-46.
- [18] Frank A. Wolak, *Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000*, Competition policy in network industries, 2003, Vol. 93, No. 2, 425-430.
- [19] Afzal S. Siddiqui, Emily S. Bartholomew, Chris Marnay, *Empirical Analysis of the Spot Market Implications of Price-Elastic Demand*
- [20] Maria Chiara D'Errico, *Demand Elasticity in the IPEX: Bayesian Experiment under Dual Pricing Scheme*, Review of Economics and Institutions, 2020, Vol. 11, No. 1/2, Article 3
- [21] Fisher, R.A. *Statistical Methods for Research Workers*, Tredicesima edizione, Hafner, 1958
- [22] Kendall, M.G. *The Advanced Theory of Statistics*, 4th Ed., Macmillan, 1979

- [23] Press, W.H., Teukolsky, S.A., Vetterling, W.T., and Flannery, B.P. Numerical Recipes in C, 2nd Ed., Cambridge University Press, 1992
- [24] Renato Viero, RV Capital Partners, *Contratti forward e contratti futures:osci la differenza?*, 14 Maggio 2021, disponibile sul sito:  
<https://www.rvcapitalpartners.com/contratti-forward-futures-differenze/>
- [25] Frederic S. Mishkin, Stanley G. Eakins, Elena Beccalli, *Istituzioni e mercati finanziari*, Nona edizione, Pearson, 2022-2023, Capitolo 24
- [26] Paolo Falbo, Daniele Felletti e Silvana Stefani, *Capitolo 18: Electricity futures*, The World Scientific Handbook of futures market, Anastasion G. Malliaris e William T. Ziemba, Volume 5, 2014
- [27] Bessembinder, H and M Lemmon (2002), *Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets*, Journal of Finance, 57, 1347–1382
- [28] Bloys van Treslong and R Huisman (2010), *A comment on: Storage and the electricity forward premium*, Energy Economics, 32, 321–324
- [29] Botterud, A, T Kristiansen and M Ilic (2010), *The relationship between spot and futures prices in the Nord pool electricity market*, Energy Economics, 31, 967–978
- [30] Brooks, R and AA El Keib (1998), *A life-cycle view of electricity futures contracts*, Journal of Energy Finance and Development, 3, 171–183
- [31] Bunn, DW and D Chen (2013), *The forward premium in electricity futures*, Journal of Empirical Finance, 23, 173–186
- [32] Commission of the European Communities (2004), *Communication from the commission — inquiry pursuant to article 17 of regulation (ec) no 1-2003 into the European gas and electricity sectors*, Final Report SEC
- [33] Deng, SJ and SS Oren (2006), *Electricity derivatives and risk management*, Energy, 31, 940–953
- [34] Deng, S (2000), *Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean reversion with jumps and spikes*, Power PWP-073
- [35] EU (2012), *Quarterly Report on European Electricity Markets*
- [36] Eydeland, A and H Geman (1999), *Fundamentals of electricity derivatives*, In Research Symposium Proceedings, Chicago Board of Trade, 123–146

- [37] Fabra, N and J Toro (2005), *Price wars and collusion in the Spanish electricity market*, International Journal of Industrial Organization, 23, 155–181
- [38] Falbo, P, M Fattore and S Stefani (2010a), *A new index for electricity spot prices*, Energy Policy, 38, 2739–2750
- [39] Falbo, P, D Felletti and S Stefani (2010b), *Integrated risk management for an electricity producer*, European Journal of Operations Research, 207, 1620–1627
- [40] Fama, E (1970), *Efficient capital markets: A review of theory and empirical work*, Journal of Finance, 25, 383–417
- [41] Feng, W, L Sidong and D Xuehua (2007), *Empirical research on price discovery efficiency in electricity futures market*, Power Engineering Society General Meeting, IEEE
- [42] Geman, H (2005), *Commodities and Commodity Derivatives: Modelling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*, Chichester: Wiley
- [43] Geman, H and A Roncoroni (2006), *Understanding the fine structure of electricity prices*, Journal of Business, 79(6), 1225–1262
- [44] Huisman, R and M Kilic (2012), *Indirect storability, expectations and risk premiums*, Energy Economics, 34, 892–898
- [45] Lo, AW and C Mackinlay (1988), *Stock market prices do not follow random walk: Evidence from a simple specification test*, The Review of Financial Studies, 1, 41–66
- [46] Lucia, J and E Schwartz (2002), *Electricity prices and power derivatives: evidence from the nordic power exchange*, Review of Derivatives Research, 5, 5–50
- [47] Lucia, JJ and H Torr'o (2011), *On the risk premium in Nordic electricity futures prices*, International Review of Economics and Finance, 20, 750–763
- [48] Mansur, ET and MH White (2012), *Market organization and efficiency in electricity markets*, Working Paper, disponibile sul sito: [http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur\\_white\\_pjmaep.pdf](http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur_white_pjmaep.pdf)
- [49] Matacangay, R (2001), *Market definition and dominant position abuse under the new electricity trading arrangements in England and New Wales*, Energy Policy, 29, 337–340
- [50] Mayer, K, T Schmid and F Weber (2011), *Modeling electricity spot prices — Combining mean reversion, spikes and stochastic volatility*, CEFS Working Paper

- [51] Moulton, JS (2005), *California electricity futures: The NYMEX experience*, Energy Economics, 27, 181–194
- [52] Nakamura, M, T Nakashima and T Niimura (2006), *Electricity markets volatility: Estimates, regularity and risk management applications*, Energy Policy, 34, 1736–1749
- [53] Pilipovic, D (2007), *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives, 2nd Ed.* New York, NY: McGraw-Hill
- [54] Routledge, B, D Seppi and C Spatt (2000), *Equilibrium forward prices for commodities*, The Journal of Finance, 55(3), 1297–1338
- [55] Shawky, HA, A Marathe and CL Barrett (2003), *A first look at the empirical relation between spot and futures electricity prices in the United States*, The Journal of Futures Markets, 23, 931–955
- [56] Stoft, S, T Belden, C Goldman and S Pickle (1998), *Primer on electricity futures and other derivatives*, LBNL-41098 UC-1321
- [57] Tanlapco, E, J Lawarr'ee and CC Liu (2002), *Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry*, IEEE Transactions, 17(3)
- [58] Wolak, F (1997), *Market design and price behavior in restructured electricity markets: An international comparison*, Working Paper, University of California Energy Institute
- [59] Wu, D, P Kleindorfer and J Zhang (2002), *Optimal bidding and contracting strategies for capital-intensive goods*, European Journal of Operational Research, 137(3), 657–676
- [60] Kwiatkowski, Phillips, Schmidt & Shin, *Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root: How sure are we that economic time series have a unit root?*, Journal of Econometrics, 1992
- [61] Perron, *The Great Crash, the Oil Price Shock, and the Unit Root Hypothesis*, Econometrica, 1989
- [62] Basher, S. A., Haug, A. A., & Sadorsky, P., *The impact of oil shocks on exchange rates: A Markov-switching approach*, *Journal of International Money and Finance*, 2016.
- [63] Bessembinder, H., & Seguin, P. J., *Futures-Trading, Information, and Spot Price Volatility*, *The Journal of Finance*, 1992.

- [64] Box, G. E. P., & Jenkins, G. M., *Time Series Analysis: Forecasting and Control*, Holden-Day, 1970.
- [65] Bunn, D. W., & Gianfreda, A., *Volatility and Volume Effects in European Electricity Spot Markets*, The Journal of Energy Markets, 2010.
- [66] Ciferri, D., Bollino, C. A., & Polinori, P., *Integration and Convergence in European Electricity Markets*, Energies, 2020.
- [67] Diebold, F. X., & Mariano, R. S., *Comparing Predictive Accuracy*, Journal of Business & Economic Statistics, 1995.
- [68] Enders, W., *Applied Econometric Time Series*, John Wiley & Sons, 2014.
- [69] Eydeland, A., & Wolyniec, K., *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*, John Wiley & Sons, 2003.
- [70] Fatnassi, I., Ftiti, Z., & Hasnaoui, A., *Stylized facts of the oil market*, Energy Policy, 2014.
- [71] Fezzi, C., & Bunn, D. W., *Structural analysis of the price dynamics of the UK wholesale electricity market*, Journal of the Royal Statistical Society: Series A (Statistics in Society), 2009.
- [72] A. Ghoshray, *How persistent are shocks to Energy Prices?*, The Energy Journal, International Association for Energy Economics, vol. 0(Special I), 2018
- [73] Hadsell, L., Shaw, W. D., & Tsvetkova, A., *An analysis of the integration of the New England and New York wholesale electricity markets*, The Journal of Energy Markets, 2004.
- [74] Johansen, S., *A fractionally cointegrated VAR model with deterministic trends and application to commodity futures markets*, Journal of Econometrics, 2008.
- [75] Johansen, S., *Identifying restrictions of linear equations with applications to simultaneous equations and cointegration*, Journal of Econometrics, 1995.
- [76] Johansen, S., *Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models*, Econometrica, 1991.
- [77] Jones, M. E. C., Nielsen, M. Ø., & Popiel, M. K., *A fractionally cointegrated VAR analysis of economic voting and political support*, Canadian Journal of Economics, 2014.

- [78] Karakatsani, N. V., & Bunn, D. W., *Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients*, International Journal of Forecasting, 2008.
- [79] Lütkepohl, H., *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Springer, 2005.
- [80] Narayan, P. K., & Smyth, R., *Are shocks to energy consumption permanent or temporary? Evidence from 182 countries*, Energy Policy, 2007.
- [81] Nielsen, M. Ø., Morin, L., & Popiel, M. K., *FCVAR: An R Package for the Fractionally Cointegrated Vector Autoregressive Model*, Journal of Statistical Software, 2021.
- [82] Pacheco, R. M., *Econometric Study of the Spanish Electricity Spot Market and Primary Energy Markets using VAR/VECM methodology*, Tesi di Dottorato, Universidad Pontificia Comillas, 2011.
- [83] Pindyck, R. S., *The Long-Run Evolution of Energy Prices*, The Energy Journal, 1999.
- [84] Pineda, S., & Conejo, A. J., *Modeling electricity spot price co-movements*, Electric Power Systems Research, 2012.
- [85] Sensfuß, F., Ragwitz, M., & Genoese, M., *The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*, Energy Policy, 2008.
- [86] Granger, *Long memory relationships and the aggregation of dynamic models*, Journal of Econometrics, 1980
- [87] Sijm, J. P. M., Neuhoff, K., & Chen, Y., *CO2 cost pass-through and windfall profits in the power sector*, Climate Policy, 2006.
- [88] Simonsen, S., Veraart, A. E., & Zshech, P., *A data-driven fundamental model for the day-ahead electricity price*, Energy Economics, 2023.
- [89] Masaracchia & Mariani, *Structural Interactions of European Carbon trading and Energy Prices*, The Journal of Energy Markets, 2009.
- [90] Witten, I. H., Frank, E., Hall, M. A., & Pal, C. J., *Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques*, Morgan Kaufmann, 2017.
- [91] Zachmann, G., *Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence?*, Energy Economics, 2008.
- [92] Terna, disponibile su: <https://www.terna.it/it>
- [93] GME, disponibile su: <https://www.mercatoelettrico.org/it/>

[94] EEX, disponibile su: <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures>

[95] D.P.C.M. dell'11 maggio 2004, Codice di rete italiano, applicato dal 1° novembre 2005, verificato positivamente da ARERA con delibere n.79/05 e 49/06 e dal Ministero delle attività produttive, disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>

## ***Ringraziamenti***

*Desidero ringraziare le persone che mi hanno accompagnata e sostenuta durante la stesura di questa Tesi.*

*Un ringraziamento particolare va alla società Terna, al prof. Francesco Del Pizzo e all'ing. Federico Quaglia, per avermi seguito con professionalità e disponibilità in questi mesi di lavoro. La loro pazienza nel rispondere alle mie domande e il loro aiuto nel risolvere i problemi incontrati sono stati di fondamentale importanza.*

*Ringrazio il prof. Federico Carlini per i suoi utili suggerimenti e per aver saputo trasmettere la sua passione per la materia attraverso le sue lezioni, che ho seguito con grande interesse.*

*Un grazie di cuore alla mia famiglia, per essermi stata costantemente vicina durante tutto il mio percorso di studi. Il vostro supporto e la vostra comprensione, specialmente nei momenti più impegnativi, sono stati essenziali per arrivare fin qui.*

*Infine, ringrazio i miei amici per il sostegno nei momenti di difficoltà e per tutti gli incoraggiamenti, ma anche per i momenti di divertimento che non sono mai mancati e che hanno alleggerito il carico di lavoro.*