

Corso di Laurea in Economia e Management

Cattedra di Matematica Finanziaria

Il Mercato dell'Energia Elettrica in Italia: Modelli di Pricing,
Gestione del Rischio ed Impatti del Conflitto Russo-Ucraino

Prof.ssa Paola Fersini

Relatrice

Edoardo Appetiti, 282841

Candidato

INTRODUZIONE	4
1. IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA.....	7
1.1 Introduzione.....	7
1.2 Il funzionamento del mercato elettrico: un'analisi del funzionamento del sistema	7
1.2.1 Le zone di mercato	9
1.3 La gestione ed il controllo del mercato elettrico: il GME e il GSE.....	10
1.4 Il mercato elettrico a Pronti	11
1.4.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	13
1.4.2 Il Mercato Infragiornaliero (MI).....	16
1.4.3 Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).....	20
1.4.4 Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)	22
1.5 Il Mercato Elettrico a Termine (MTE).....	23
1.6 Il Prezzo Unico Nazionale (PUN)	24
1.6.1 Calcolo matematico del Prezzo Unico Nazionale (PUN).....	25
1.6.2 Analisi grafica del Prezzo Unico Nazionale.....	25
1.7 Dal Mercato tutelato dell'energia elettrica alla liberalizzazione nel 2024	29
1.8 Andamento dei prezzi dell'elettricità a Gennaio-Febbraio 2025.....	30
1.9 Conclusione	31
2. I MODELLI DI PRICING E LA GESTIONE DEL RISCHIO NEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	32
2.1 Introduzione.....	32
2.2 Le proprietà dei prezzi dell'energia elettrica	32
2.2.1 La volatilità.....	33
2.2.2 I salti (o <i>spikes</i>).....	35
2.2.3 Il modello di Mean Reversion	36
2.2.3.1 I modelli a tempo discreto	37
2.2.3.2 I modelli a tempo continuo.....	41
2.3 Il Rischio nel Mercato dell'energia elettrica	45
2.3.1 Il Rischio e le sue diverse tipologie.....	46
2.3.1.1 Il rischio di <i>commodity</i>	46
2.3.1.2 Il rischio di cambio	47
2.3.1.3 Il rischio operativo.....	49
2.3.1.4 I rischi di tasso d'interesse e liquidità	49

2.4	La gestione del rischio senza derivati: l'integrazione verticale e la diversificazione.....	50
2.5	La gestione del rischio: i derivati	52
2.5.1	I contratti a termine: <i>forwards e futures</i>	53
2.5.2	Le opzioni.....	56
2.5.2.1	Il modello Black-Scholes-Merton (BSM)	59
2.5.2.2	Il modello Binomial Tree.....	63
2.5.2.3	Il Metodo Monte Carlo	68
2.5.3	Gli Swap	69
2.6	Conclusione	71
3.	L'IMPATTO DEL CONFLITTO RUSSO-UCRAINO SUL MERCATO	
	ELETTRICO ITALIANO	73
3.1.	Introduzione.....	73
3.2.	La dipendenza del settore energetico italiano dalla Russia	73
3.2.1.	Il gas russo come fonte principale di produzione di elettricità.....	75
3.3.	L'andamento del prezzo dell'energia elettrica durante il conflitto	77
3.3.1.	Limiti del meccanismo di formazione del prezzo dell'elettricità e l'importanza delle rinnovabili. Il LCOE.....	79
3.4.	Riforme poste in atto a livello energetico per fronteggiare il conflitto Russo-Ucraino	82
3.4.1.	Il REPowerEU	83
3.4.2.	Il Piano Mattei	86
3.5.	Proposte di riforma per l'indipendenza del prezzo dell'elettricità dal gas	90
3.5.1.	Il PPA e il MAVER	90
3.5.1.1.	Fissazione e determinazione del prezzo nel MAVER.....	94
3.6.	Conclusione	95
	CONCLUSIONE	97
	BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	100

INTRODUZIONE

Il settore dell'energia elettrica è uno dei più complessi e dinamici al giorno d'oggi. In Italia, il suo sviluppo si basa su un lungo percorso di significativi cambiamenti iniziato negli anni '90. Questo processo ha avuto come obiettivo principale il miglioramento dell'efficienza del sistema e, al tempo stesso, una maggiore trasparenza nel meccanismo di formazione del prezzo. Oggi, il mercato dell'energia elettrica in Italia si distingue per il suo complesso ecosistema, dove opera un grande numero di attori, i quali, congiuntamente a numerosi meccanismi che permettono il suo funzionamento, interagiscono per garantire un equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica in un contesto in continua evoluzione anche a causa di fattori geopolitici.

Il presente elaborato si propone di esaminare in dettaglio il funzionamento e le caratteristiche principali del mercato dell'energia elettrica, utilizzando anche esempi pratici per dimostrare la forte volatilità presente in questo settore.

Innanzitutto, verranno studiate le funzioni dei principali attori all'interno del mercato, per poi effettuare diverse osservazioni riguardanti le due tipologie di mercato all'interno della Borsa Elettrica Italiana: il mercato elettrico a pronti, con tutti i mercati sussidiari, ovvero il Mercato del Giorno Prima, il Mercato Infragiornaliero, il Mercato del Servizio di Dispacciamento e il Mercato dei Prodotti Giornalieri, e il mercato a termine, per il quale, pur non avendo la stessa rilevanza del primo, merita comunque un'analisi delle sue funzionalità. Alla base dei meccanismi che permettono l'operatività del Mercato dell'Energia Elettrica è presente il PUN¹, considerato l'indice principale del mercato borsistico elettrico italiano. Il suddetto prezzo viene determinato attraverso gli scambi che

¹ Prezzo Unico Nazionale

avvengono sul mercato gestito dal GME². A conclusione del primo capitolo viene proposto un esempio pratico, studiato dal *Sole24ore*, che mostra l'andamento del prezzo medio dell'elettricità nel periodo Gennaio-Febbraio 2025, evidenziando come questo sia costantemente sottoposto a forti oscillazioni, causate anche dalle incertezze geopolitiche attuali.

Nel capitolo successivo, verranno studiati i temi principali del presente elaborato: i modelli di *Pricing* e la Gestione del rischio nel Mercato dell'Energia Elettrica.

Per quanto riguarda la prima tematica, tramite lo studio delle proprietà principali dei prezzi dell'energia elettrica, che comprendono la volatilità, i salti, la stagionalità e la *mean reversion*, verranno analizzati i modelli più significativi per lo studio della formazione e della variazione dei prezzi. In particolare, verranno esaminati i modelli a tempo discreto, che includono il *Pure Diffusion Model*, il Modello *GARCH* e il Modello *GARCH con Salti*, e i modelli a tempo continuo, che comprendono il Modello di *Ornstein-Uhlenbeck* e il Modello di *Geman-Roncoroni*. Per quest'ultimo, è stata svolta un'analisi su Excel, che mostra la variazione dei valori del PUN durante il mese di gennaio 2025, in modo da facilitarne la comprensione del modello.

Riguardo la gestione del rischio nel Mercato dell'Energia Elettrica, sarà fondamentale esaminare cinque tipologie di rischio: il rischio di *commodity*, il rischio di cambio, il rischio operativo e i rischi di tasso di interesse e liquidità, per poi esplorare in maniera dettagliata l'argomento andando a studiare la gestione del rischio, con un approfondimento dei derivati principali per il mercato in questione: i contratti *forwards* e *futures*, le opzioni e gli *swaps*. Nello specifico, riguardo alle opzioni, vengono illustrati

² Gestore dei Mercati Energetici

tre modelli matematici essenziali per il *pricing* delle opzioni: il Modello *Black-Scholes-Merton*, il Modello *Binomial Tree* e il Metodo *Monte Carlo*.

Il terzo ed ultimo capitolo si concentra su un caso concreto per mettere in luce la notevole volatilità del prezzo dell'energia elettrica e l'impatto significativo degli eventi geopolitici, in questo caso del conflitto Russo-Ucraino. Il capitolo ha l'obiettivo di analizzare il panorama energetico italiano durante il conflitto, descrivendo la forte dipendenza da parte del settore energetico italiano nei confronti della Russia, soffermandosi sull'analisi di come le fonti di gas russo siano fondamentali per la produzione dell'energia elettrica e per la formazione del prezzo. L'importanza di questo capitolo viene evidenziata non solo dalla presenza dell'analisi del LCOE³ per lo studio di diverse fonti di elettricità, ma anche dall'approfondimento di riforme adottate per ridurre la dipendenza energetica e altre proposte non ancora attuate.

³ *Levelized Cost Of Electricity*

1. IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

1.1 Introduzione

Il primo capitolo andrà a trattare il funzionamento del mercato dell'energia elettrica in Italia. Il capitolo è suddiviso in sei parti, in cui verranno analizzate le funzioni dei diversi attori facenti parte della borsa elettrica italiana, con un'analisi dettagliata delle diverse tipologie di mercato all'interno di questa, descrivendo il mercato elettrico a pronti, inserendo tutte le sue sottocategorie ed il mercato elettrico a termine, nonostante questo non sia utilizzato quanto il primo. Verrà poi esaminato il Prezzo Unico Nazionale (PUN) nelle sue componenti, influenzato anche dalla presenza di fattori come la stagionalità e i conflitti geopolitici, che hanno caratterizzato gli ultimi anni, comprendendo anche la dimostrazione matematica della sua formazione. Per studiare ed approfondire l'andamento del PUN, il capitolo è stato integrato con un'analisi comparata che tratta il tema della stagionalità in due periodi diversi dell'anno (inverno ed estate) e come questa influenza il Prezzo Unico Nazionale e un'ulteriore analisi del suo andamento dal 2015 al 2023 per dimostrare come il conflitto russo-ucraino abbia influenzato il consumo di energia elettrica e dunque l'andamento del prezzo. Infine, si andrà ad esaminare la legge n.6 del 13 gennaio 2023, che ha portato al passaggio dal mercato tutelato dell'energia elettrica al mercato libero per i consumatori non vulnerabili dal punto di vista economico e sociale.

1.2 Il funzionamento del mercato elettrico: un'analisi del funzionamento del sistema

Il D.lgs. n. 79/99 ha portato a una riforma strutturale del mercato elettrico. Grazie all'approvazione del suddetto decreto legislativo, si rispose alle esigenze di promuovere la competizione nelle attività della produzione e vendita all'ingrosso, attraverso la

creazione di un vero e proprio centro di mercato e di favorire la trasparenza ed efficienza dei servizi di dispacciamento, in quanto svolti in monopolio naturale.

Il mercato elettrico, dunque, è un *marketplace* telematico (la Borsa Elettrica) per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, dove il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio tra la domanda e l'offerta delle quantità di energia elettrica da parte dei diversi operatori partecipanti. In aggiunta, la Borsa Elettrica non è un mercato obbligatorio: infatti, gli operatori possono concludere contratti, anche al di fuori della Borsa, attraverso i contratti bilaterali (OTC).

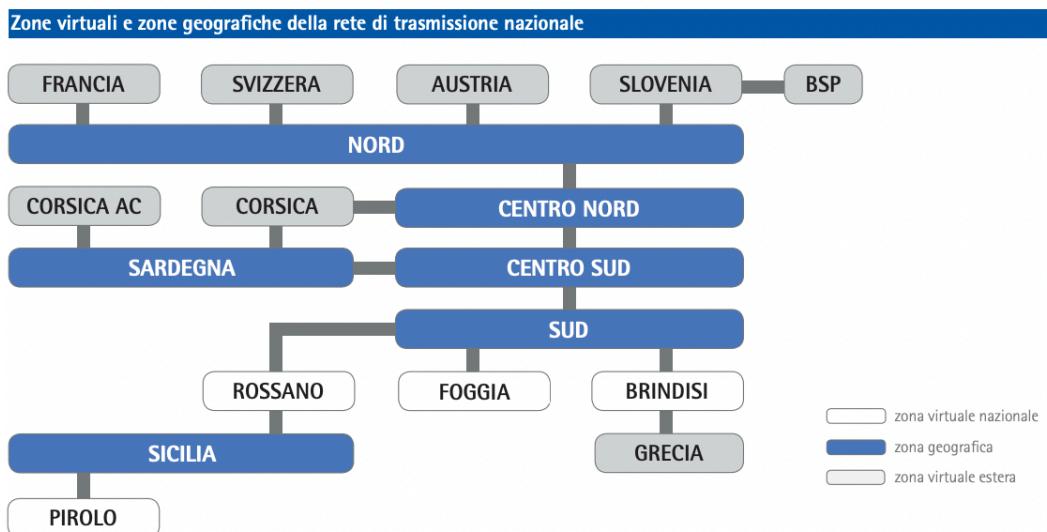
Dal punto di vista nazionale, il sistema elettrico è organizzato in modo tale che le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, siano svolte da soggetti diversi. I principali partecipanti che concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono: il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) che è il responsabile della sicurezza e dell'economicità del sistema elettrico nazionale; l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), che ha funzioni di regolazione e controllo riguardo la concorrenza ed efficienza nei settori dell'energia elettrica e del gas; Terna S.p.A. che gestisce i flussi di energia elettrica attraverso il dispacciamento, cioè bilanciando domanda e offerta di energia elettrica; il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), cioè la holding pubblica che sostiene lo sviluppo ed uso di fonti rinnovabili; l'Acquirente Unico (AU), a cui è affidato il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica e il Gestore dei Mercati Energetici (GME), che si occupa dell'organizzazione e della gestione del mercato energetico, seguendo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza⁴.

⁴ “Vademecum Borsa Elettrica,” *Mercatoelettrico.org*, 2009, pp. 1-16
<https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>.

1.2.1 Le zone di mercato

Il sistema elettrico è suddiviso in reti di trasmissione, le cosiddette “zone”, le quali presentano dei confini. Ognuna di queste zone è caratterizzata da un prezzo zonale dell’energia. L’insieme di queste reti prende il nome di “Rete di Trasmissione Nazionale”, la quale è interconnessa con l’estero, nello specifico con la Francia, la Svizzera, l’Austria, la Slovenia e la Grecia, oltre ad un collegamento aggiuntivo tra la Sardegna, la Corsica e la Penisola (immagine 1).

Immagine 1: Vademecum Borsa Elettrica



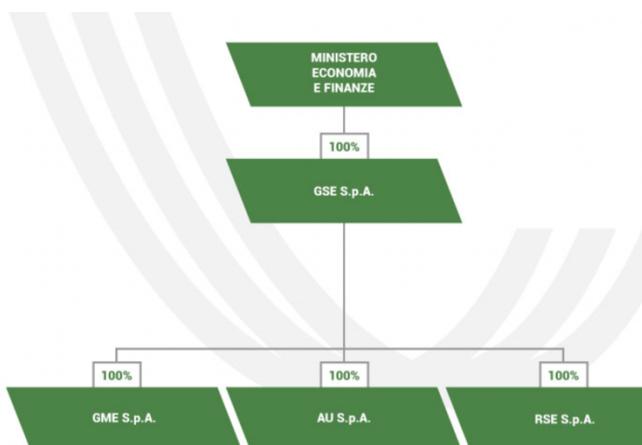
Come mostrato nell’Immagine 1, vi sono 6 zone geografiche (Centro-Nord, Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna), 8 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Corsica AC, Corsica e Grecia) e 4 zone virtuali nazionali, cioè zone caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione. Ogni zona geografica o virtuale presenta una diversi punti di offerta, ovvero le unità minime di energia elettrica, attraverso cui sono definiti gli orari di immissione (in questo caso i punti di offerta in immissione coincidono con i singoli punti di immissione, cioè punti della rete elettrica che presentano apparati

nei quali l'energia viene immessa in rete) e di prelievo (in questo caso, invece, i punti di offerta in prelievo possono corrispondere sia a singoli punti, sia ad aggregati di punti di prelievo)⁵.

1.3 La gestione ed il controllo del mercato elettrico: il GME e il GSE

Il Decreto Bersani del 16 marzo 1999⁶ aveva previsto una più marcata gestione economica del mercato elettrico, affinché si potesse perseguire l'obiettivo di concorrenza tra i diversi produttori. Questo compito è stato affidato al Gestore dei Mercati Energetici (GME), una società caratterizzata dai criteri di neutralità, trasparenza e concorrenza, interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a sua volta controllato dal MEF (Immagine 2).

Immagine 2: Gestore dei Mercati Energetici. Fonte GME



⁵ Vademecum Borsa Elettrica,” *Mercatoelettrico.org*, 2009, pp. 17-21

<https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>

⁶ “Governo Della Repubblica Italiana. Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, N. 79. Attuazione Della Direttiva 96/92/CE Recante Norme Comuni per Il Mercato Interno Dell'energia Elettrica. Pubblicato Nella Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, Serie Generale, N. 75, 31 Marzo 1999.”.

L'obiettivo principale del GME, già dal 1999, con l'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico, consiste nel favorire un sistema elettrico nazionale prettamente basato sul concetto di concorrenza, evitando situazioni di monopolio. Ad oggi, il GME gestisce i Mercati dell'energia elettrica, che si articolano in: Mercato a Pronti dell'energia (a sua volta suddiviso in Mercato del Giorno Prima, Mercato Infragiornaliero, Mercato per il Servizio di Dispacciamento e il Mercato dei Prodotti Giornalieri) e Mercato a Termine dell'energia, con l'obbligo di consegna fisica dell'energia. Già a partire dagli ultimi anni, il GME si è impegnato a seguire ed attuare politiche ambientali attraverso la gestione di tipologie di mercato come il Mercato dei Certificati Verdi, e il Mercato delle Certificazioni CO-FER, che rappresentano uno strumento fondamentale per certificare la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili⁷.

1.4 Il mercato elettrico a Pronti

Il mercato elettrico organizzato e gestito dal GME, si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE), nel Mercato Elettrico a Termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e nella piattaforma per la consegna fisica dei contratti conclusi sull'IDEX, ovvero il mercato dei derivati elettrici di borsa italiana.

Il Mercato elettrico a Pronti è articolato in quattro sottocategorie:

- Il Mercato del Giorno prima (MGP), caratterizzato dalla presenza di produttori e clienti finali che possono vendere o acquistare energia elettrica per il giorno dopo;
- Il Mercato Infragiornaliero (MI), dove i produttori e i clienti possono modificare i programmi di immissione e prelievo determinati nel Mercato del Giorno Prima;

⁷ “Organizzazione,” Mercatoelettrico.org, 2019, <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/SocietaTrasparente/Organizzazione>.

- Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), dove Terna S.p.A. si avvale dei servizi di dispacciamento essenziali alla gestione e controllo del sistema elettrico. Questa tipologia di mercato è caratterizzata da una sessione *ex ante*, con l'obiettivo di acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e da una seconda fase infragiornaliera di accettazione delle offerte a fini di bilanciamento (MB)⁸.
- Il Mercato dei Prodotti Energetici Giornalieri (MPEG), dove gli operatori acquistano e vendono prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia.

Dunque, il Mercato elettrico si compone di sessioni di mercato, cioè un insieme di attività, con lo scopo di gestire le offerte e di determinare l'esito del mercato. In ogni sessione è presente un intervallo, che prende il nome di “seduta”.

Dal punto di vista della gestione delle offerte di acquisto o di vendita, bisogna considerare il fatto che queste sono costituite da coppie di quantità e prezzo unitario di energia elettrica (MWh; /MWh) e sottolineano la possibilità di vendere o acquistare una certa quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta e ad un prezzo non inferiore e non superiore a quello specificato. Le offerte possono essere di tre tipologie (Immagine 3):

- Semplici, cioè una coppia di valori che indicano quantità e prezzo di una certa quantità di energia in un determinato periodo;
- Multiple, caratterizzate dal frazionamento di una certa quantità di energia offerta dallo stesso operatore per lo stesso periodo per la stessa unità di produzione;
- Predefinite, cioè offerte semplici o multiple che vengono proposte dal GME⁹.

⁸ Mercato di Bilanciamento

⁹ “Vademecum Borsa Elettrica,” *Mercatoelettrico.org*, 2009, pp. 22-24
<https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>

Immagine 3: Vademetum Borsa Elettrica

Le tipologie di offerte		
Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato Infragiornaliero (MI)	Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)
Acquisto (*) Vendita (*)	Acquisto Vendita	Acquisto Vendita (*)
Coppie "quantità energia – prezzo energia"	Coppie "quantità energia-prezzo energia"	Prezzo per tipologia di servizio
Multiple Semplici Predefinite (*)	Multiple Semplici Bilanciate	Predefinite (*)

Legenda

(*) Ammessa solo sui punti di offerta afferenti unità di consumo e i pompaggi

(*) Ammessa solo su punti di offerta afferenti unità di produzione e i pompaggi

(*) Attive solo in caso di assenza di offerte presentate durante la seduta di mercato

(*) Solo di tipo semplice: un acquisto + una vendita

(*) Ammessa offerta di Riserva secondaria in vendita/acquisto e offerta per Altri servizi multipla in vendita e in acquisto

1.4.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

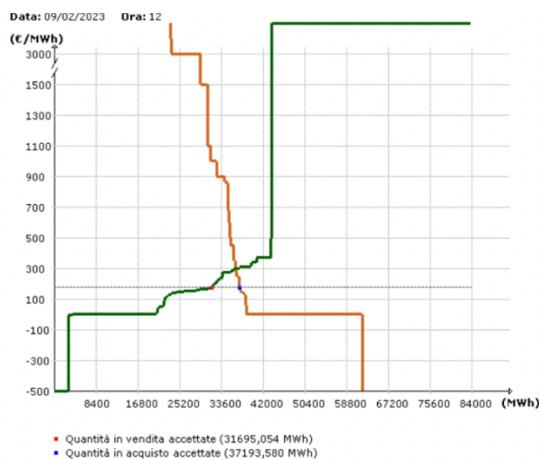
Come accennato antecedentemente, il MGP è un mercato di scambio di energia elettrica all'ingrosso, in cui si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo, nel quale si definiscono prezzi e quantità. Questa tipologia di mercato è caratterizzata da un modello di asta, che si apre alle ore 8:00 del nono giorno precedente al periodo di consegna e si chiude alle ore 12:00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del Mercato del Giorno Prima vengono annunciati entro le 12:58 del giorno precedente il giorno di consegna. Per partecipare al MGP, è necessario avere la qualifica di “operatore del mercato elettrico”.

Durante il periodo di apertura della seduta, gli operatori possono presentare le proprie offerte, indicando quantità e prezzo massimi e minimi. È importante considerare che da un lato, le offerte di vendita consistono nella disponibilità a vendere una certa quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta, ad un prezzo non inferiore all'offerta stessa. Dall'altro lato, le offerte di acquisto rappresentano la disponibilità ad acquistare

una certa quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta, ad un prezzo non superiore a quello indicato. Il prezzo di equilibrio prende il nome di *system marginal price*.

Inoltre, tutte le offerte di vendita e di acquisto accettate riferite a punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone virtuali, sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono. Il prezzo è calcolato dall'intersezione tra le curve di domanda e offerta, per ogni ora. Come mostrato nell'Immagine 4 seguente, tutte le offerte di acquisto con un prezzo superiore al *system marginal price* vengono accettate, come tutte le offerte di vendita con prezzo inferiore a questo. Le offerte che presentano un prezzo uguale al *system marginal price* vengono accettate solo per una determinata quota. Tuttavia, bisogna notare, come viene mostrato in figura, che essendo un mercato zonale, le intersezioni tra la domanda e l'offerta di ogni zona dipendono anche dalle offerte accettate nelle altre zone. Per questa ragione, può accadere che la quantità accettata non corrisponda all'intersezione tra le due curve.

Immagine 4: Federica Davò, “Il Mercato Del Giorno Prima” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), January 2024)



È importante sottolineare che il *system marginal price* si applica esclusivamente alle offerte di vendita¹⁰. Le offerte di acquisto, invece, sono soggette al Prezzo Unico di Acquisto (PUN), ovvero un prezzo orario calcolato facendo una media dei prezzi zonali in questa tipologia di mercato, ponderata per i volumi di acquisto totali delle offerte soggette al PUN.¹¹

Una volta presentate tutte le offerte, segue il processo di accettazione, attuato dal GME, in cui tutte le offerte di vendita valide vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata, mentre le offerte di acquisto valide vengono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle curve determina il prezzo e la quantità di equilibrio (Immagine 5).

Immagine 5: http://dma.ing.uniroma1.it/users/corsini/documenti/DCoppi_4-4.PDF



Come è possibile vedere nell' Immagine 5, le offerte accettate sono quelle con il prezzo di vendita non superiore al prezzo di equilibrio e con prezzo di acquisto non inferiore al prezzo di equilibrio. Qualora dovesse essere violato un limite, si procede al cosiddetto

¹⁰ Federica Davò, “Il Mercato Del Giorno Prima ” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), January 2024).

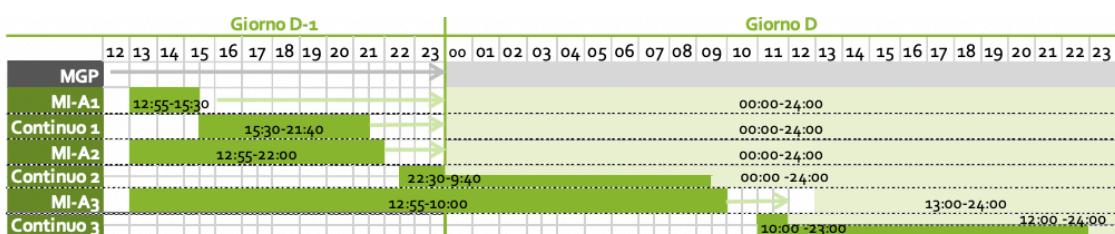
¹¹ “Mercato a Pronti (MPE),” Mercatoelettrico.org, 2019, <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti#MGP>.

*market splitting*¹², tramite cui il mercato viene separato in due zone, una di esportazione a monte e una di importazione a valle, costruendo per ogni zona di mercato una nuova curva di offerta e una di domanda.

1.4.2 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero è il mercato che inizia subito dopo la chiusura del MGP e consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi posti in essere in quest'ultimo, attraverso ulteriori offerti di vendita e acquisto. Da settembre 2021 (Delibera 218-21)¹³, l'Italia è entrata a far parte del *Single Intraday Market Coupling* (SIDC), che permette a tutti gli operatori d'Europa di scambiare energia fino ad un'ora prima della consegna vera e propria. Così, l'Italia ha adottato un sistema ibrido caratterizzato dalla presenza di una contrattazione continua intervallata da tre aste. Con l'inizio del modello di contrattazione continua, il mercato è organizzato nello schema che segue (Immagine 6):

Immagine 6: Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024)



¹² Veronika Grimm et al., “*Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes*”, 2016.

¹³ “Autorità Di Regolazione per Energia Reti E Ambiente (ARERA). Deliberazione 25 Maggio 2021, N. 218/2021/R/EEL. Disposizioni per L'attuazione Del Coupling Unico Del Mercato Elettrico Infragiornaliero. Pubblicato Sul Sito Ufficiale ARERA, Www.arera.it. (n.d.).

È importante sottolineare che le offerte sono orarie, come nel Mercato del Giorno Prima. L'intersezione tra la curva di vendita e la curva di acquisto determina l'equilibrio di mercato, caratterizzato dal prezzo di equilibrio, anche detto *system marginal price* e la quantità accettata per ogni operatore (Immagine 7).

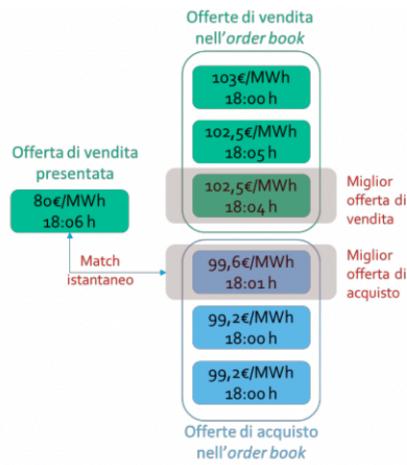
Immagine 7: Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024)



Le offerte di acquisto (linea arancione) con prezzo superiore al *system marginal price* sono accettate. Le offerte di vendita (linea verde) con prezzo inferiore al *system marginal price* vengono accettate¹⁴. Durante la contrattazione continua, le offerte vengono abbinate immediatamente qualora un'offerta di acquisto abbia un prezzo maggiore, minore o uguale a prezzo di un'offerta di vendita e viceversa. Invece, qualora non siano presenti offerte in grado di effettuare un *match*, verranno ordinate in base a un criterio di prezzo-tempo, come nell'esempio illustrato a seguire (Immagine 8).

¹⁴ Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024).

Immagine 8: Mercato Infragiornaliero, Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024).



Nell’Immagine 8, vi è una situazione in cui fino alle 18:05 non si verificano accoppiamenti, perché le offerte di vendita hanno prezzi maggiori rispetto alle offerte di acquisto. L’offerta presentata alle 18:06, invece, viene subito abbinata con l’offerta di acquisto che presenta il prezzo più alto (99,6€/MWh), poiché questa offerta è stata presentata prima dell’offerta di vendita con essa abbinata.

In conclusione, nonostante l’Italia sia entrata a far parte del sistema ibrido, ancora nel 2023 gli operatori hanno continuato a preferire il meccanismo ad asta, come mostrato nel grafico dell’Immagine 9. Infatti, analizzando il grafico, è possibile notare come il meccanismo ad asta (MI-A1, MI-A2, MI-A3) sia più comune in tutte le zone rispetto al sistema continuo, in verde. Tuttavia, nel grafico successivo (Immagine 10), è comunque possibile osservare come ci sia stato un forte incremento dell’uso del sistema continuo tra il 2021 e il 2023, nonostante la continua presenza del meccanismo ad asta, dimostrata nell’Immagine 9.¹⁵

¹⁵ “Mercato a Pronti (MPE),” Mercatoelettrico.org, 2019, <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti#MI>.

Immagine 9: Mercato Infragiornaliero, Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024).

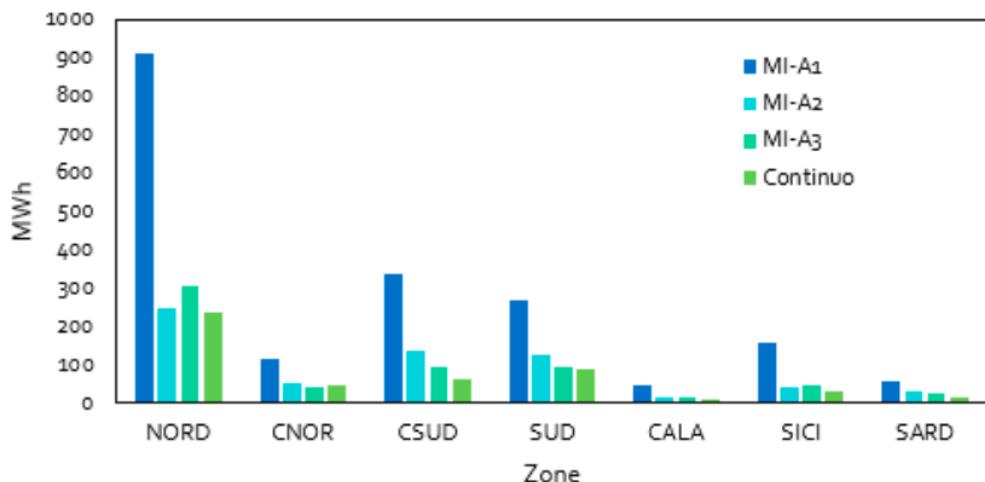
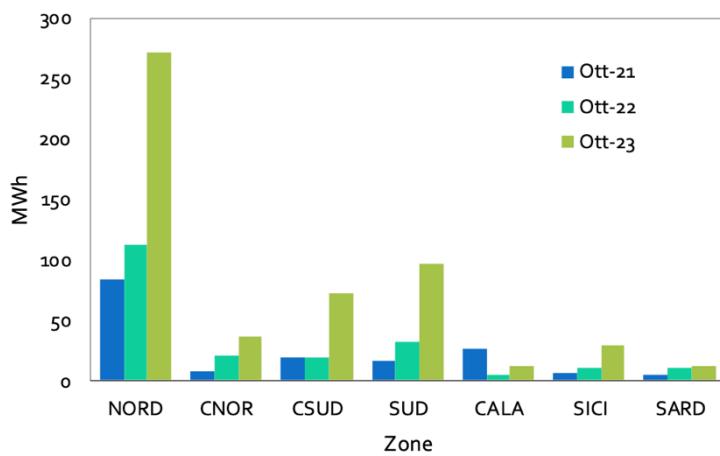


Immagine 10: Mercato Infragiornaliero, Andrea Alberizzi, “Il Mercato Infragiornaliero” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024).



1.4.3 Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Come citato nel “Vademecum della Borsa Elettrica”, il Mercato per il Servizio di Dispacciamento è *lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A., nel ruolo di gestore della rete, si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale)*¹⁶. Dunque, il MSD differisce dal MGP e dal MI, in quanto questi sono utilizzati per la compravendita di energia elettrica, mentre, come citato, il MSD si occupa di garantire la sicurezza del sistema elettrico e la qualità del servizio.

Il MSD si suddivide in due parti essenziali:

- MSD ex ante, in cui dopo aver analizzato gli esiti dei mercati antecedenti, Terna risolve eventuali congestioni interne;
- Mercato del Bilanciamento (MB), che rappresenta l’ultimo mercato prima del tempo reale, in cui si possono ripresentare offerte che Terna attiva in tempo reale per assicurare un equilibrio tra immissioni e prelievi.

È importante sottolineare come il Mercato di bilanciamento sia fondamentale, in quanto è necessario che in qualsiasi momento le immissioni e i prelievi di energia elettrica siano sempre bilanciati. Tuttavia, sono presenti situazioni in cui Terna si occupa di bilanciare eventuali cali e/o incrementi. Infatti, per bilanciare cali di produzione, è necessario disporre di una “riserva a salire”, cioè un margine essenziale ad incrementare le immissioni, o ridurre i prelievi.

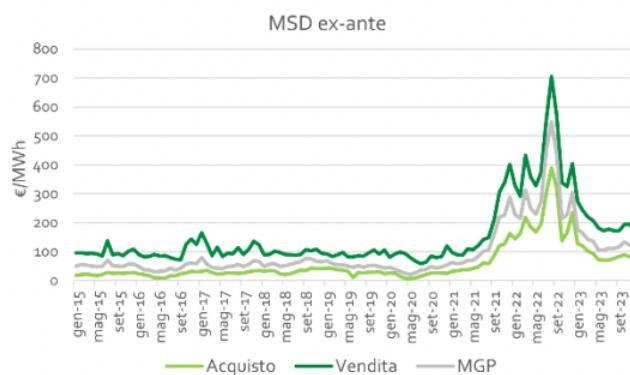
¹⁶ “Vademecum Borsa Elettrica,” *Mercatoelettrico.org*, 2009, pp. 31
<https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>.

Dall’altro lato, per bilanciare possibili incrementi di produzione, è necessaria una “riserva a scendere”, cioè un margine utile a ridurre le immissioni, oppure ad incrementare i prelievi.

A partire da settembre 2021, l’Italia ha aderito al *progetto XBID (Cross-Border Intraday)*, in modo da realizzare un mercato infragiornaliero a negoziazione continua, in cui la sottomissione delle offerte può avvenire fino ad un’ora prima dell’ora di riferimento, affinché gli operatori possano rivedere le proprie decisioni.

A differenza dei mercati MGP e MI che prevedono un prezzo unico per zona, calcolato attraverso il cosiddetto *pay-as-clear*, ovvero mediante l’incrocio tra la curva di domanda e quella di offerta (cfr. Immagine 5), le offerte in MSD sono remunerate secondo il cosiddetto *pay-as-bid*, dove le offerte accettate ricevono esattamente il prezzo offerto. Da ciò deriva il fatto che in questa tipologia di mercato saranno presenti più prezzi. Sempre riguardo al sistema dei prezzi, i prezzi delle offerte MSD seguono l’andamento dei prezzi MGP (Immagine 11). Essendo attuato, in aggiunta il *pay-as-bid*, non vi è un unico prezzo zonale, come citato in precedenza e si fa dunque riferimento ad una media dei prezzi delle offerte accettate.¹⁷

Immagine 11: analisi MSD, Imma Serra, “Il Mercato per Il Servizio Di Dispacciamento” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), March 2024).



¹⁷ Imma Serra, “Il Mercato per Il Servizio Di Dispacciamento” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), March 2024).

1.4.4 Il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

Come già menzionato nel paragrafo 1.4., sul Mercato dei Prodotti Giornalieri, gli operatori acquistano e/o vendono prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. In questa tipologia di mercato, il GME è la controparte degli operatori per le transazioni che vengono realizzate. Sul MPEG, le negoziazioni si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati i seguenti prodotti:

- Prodotto “differenziale unitario di prezzo”, che indica l'espressione del differenziale rispetto al Prezzo Unico Nazionale che i diversi *trader* sono disposti a negoziare;
- Prodotto “prezzo unitario pieno”, ovvero il semplice valore unitario di scambio dell'energia elettrica.

Per ogni prodotto giornaliero, il GME può quotare i seguenti profili di consegna, cioè i modelli di fornitura di energia elettrica che indicano quando e quanto viene distribuita l'energia in base a specifiche fasce orarie:

- *Baseload*, che è quotato per tutti i giorni del calendario, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi negoziati, indipendentemente dalla domanda;
- *Peakload*, che è quotato dal lunedì al venerdì, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare solitamente tra le 8:00 e le 20:00 e si adatta ai momenti in cui il consumo di energia è massimo.¹⁸

¹⁸ Biagio De Filpo and Stefano Besseghini, “Testo Integrato Della Disciplina Del Mercato Elettrico,” [Www.arera.it](http://www.arera.it) (GME , 2022).

1.5 Il Mercato Elettrico a Termine (MTE)

Come viene citato dal “Testo Integrato Della Disciplina del Mercato Elettrico”¹⁹ e dal GME²⁰, *il Mercato Elettrico A Termine è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell’energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro*. Ciò indica che è un mercato in cui le diverse transazioni e il prezzo applicabile sono concordati in un determinato periodo, ma saranno successivamente regolati in futuro.

Come per il Mercato dei Prodotti Giornalieri (cfr. 1.3.4.), anche per il MTE, le tipologie di contratti negoziabili sono *baseload* e *peakload*. Inoltre, sono negoziabili i contratti con periodo di consegna pari al mese di calendario, al trimestre e all’anno ed è compito del GME pubblicare in anticipo l’elenco delle tipologie di contratti negoziabili e i relativi periodi di consegna. Gli operatori partecipano presentando delle proposte, nelle quali indicano la tipologia ed il periodo di consegna del contratto, il numero di contratti ed il prezzo di acquisto o vendita. Il Mercato a Termine, come molte altre piattaforme di brokeraggio, fornisce agli operatori una modalità di copertura del rischio associato alla volatilità dei prezzi nella borsa elettrica e permette di fissare un valore di prezzo di riferimento per i contratti bilaterali. Il GME è la controparte centrale che gestisce e controlla le transazioni. Tuttavia, il MTE non è una piattaforma molto utilizzata, in quanto presenta un livello di liquidità molto basso, in quanto impone una modalità di garanzia troppo costosa²¹. Da questo punto di vista, infatti, gli operatori presentano garanzie finanziarie sotto forma di fideiussione bancaria, nel senso che gli operatori devono

¹⁹ Biagio De Filpo and Stefano Bessegini, “Testo Integrato Della Disciplina Del Mercato Elettrico,” *Www.arera.it* (GME , 2022).

²⁰ “Mercato a Termine (MTE),” *Mercatoelettrico.org*, 2024, <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MTE-Mercato-a-termine>.

²¹ Nino Lo Bianco, *La Guida Del Sole 24 Ore al Management Dell’energia. Mercato E Catena Del Valore, Modelli Di Business, Sistemi Di Gestione E Normative*, ed. Carlo M. Capé and Fabio Sampek , 2011.

depositare ingenti somme di denaro presso istituzioni bancarie, affinché queste garantiscano l'effettivo pagamento di eventuali debiti da parte degli operatori stessi nel mercato a termine. Un'ulteriore garanzia è quella del cosiddetto “deposito infruttifero”, da versare sul c/c bancario tenuto dal GME, che gli operatori devono fornire per poter partecipare a questa tipologia di mercato²².

1.6 Il Prezzo Unico Nazionale (PUN)

L'indice principale del mercato borsistico elettrico italiano è il Prezzo Unico Nazionale (PUN) ed è determinato dagli scambi che avvengono sul mercato elettrico gestito dal GME²³.

Il PUN è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica acquistata sul mercato all'ingrosso in Italia ed è calcolato come media dei prezzi zonali ponderata per i volumi scambiati. Il PUN si forma nel Mercato del Giorno Prima. Il prezzo Unico nazionale è influenzato da diversi elementi che caratterizzano il sistema elettrico:

- Dal lato della domanda:
 1. Stagionalità: che indica i periodi in cui la domanda di energia elettrica è molto elevata (ad esempio durante l'estate e l'inverno);
 2. Andamenti giornalieri: che indicano i momenti della giornata in cui la domanda di energia è più alta;
- Dal lato dell'offerta:
 1. Costo delle fonti primarie: specialmente per le fonti rinnovabili;

²² GME , “Disposizione Tecnica Di Funzionamento N. 04 Rev. 10 ME ,” www.mercatoelettrico.org, n.d.

²³ E. Blasizza, *Ambiente 2024. Manuale Normo-Tecnico*, 2024.

- Disponibilità delle fonti rinnovabili: qualora siano presenti ingenti quantità di questa tipologia di fonti, il PUN si riduce.

1.6.1 Calcolo matematico del Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Di seguito viene illustrata il calcolo e la dimostrazione del Prezzo Unico Nazionale.

- Per ogni zona z si identificano il prezzo stabilito dell'energia elettrica P_z ed il volume dell'energia elettrica scambiato nella zona V_z .
- Successivamente è necessario moltiplicare il prezzo zonale e il volume di energia elettrica scambiato: $P_z * V_z$.
- Affinché si possa calcolare un vero e proprio prezzo unico, bisogna sommare i valori ottenuti al punto 2 in ogni zona: $\sum_{z=1}^N (P_z * V_z)$.
- In conclusione, se si sommano i volumi zonali e dividiamo questi per la sommatoria calcolata nel punto 3 otteniamo: $PUN = \frac{\sum_{z=1}^N (P_z * V_z)}{\sum_{z=1}^N V_z}$

1.6.2 Analisi grafica del Prezzo Unico Nazionale

Di seguito (Immagine 11), è presente un esempio di analisi grafica del calcolo giornaliero del Prezzo Unico Nazionale durante la giornata del 27/12/2024, in cui viene mostrato l'andamento di quest'ultimo durante le ore del giorno, in base alla domanda giornaliera di energia elettrica.

Immagine 12: Gestore dei Mercati Energetici (GME)



Come viene mostrato nell'immagine, è possibile notare che la variazione della domanda di energia elettrica durante le ore della giornata appare alquanto accentuata. Infatti, durante le ore notturne, il PUN è più basso, in quanto la domanda di energia elettrica ovviamente è minore. Invece, durante le prime ore del mattino la domanda di energia elettrica aumenta, incrementando anche il PUN, per poi diminuire durante il pomeriggio, anche grazie alla presenza della luce del sole. A partire dall'ora del tramonto (tra le 16:00 e le 17:00), il PUN ricomincia ad aumentare, in presenza di una domanda di energia elettrica nettamente maggiore, per poi far ripartire la variazione notturna.

Fino ad ora è stato visto come varia il PUN durante la giornata in inverno. Di seguito si analizza una situazione simile di variazione del PUN, ma durante la giornata estiva del 20/08/2024 (Immagine 13).

Immagine 13: Gestore dei Mercati Energetici (GME)



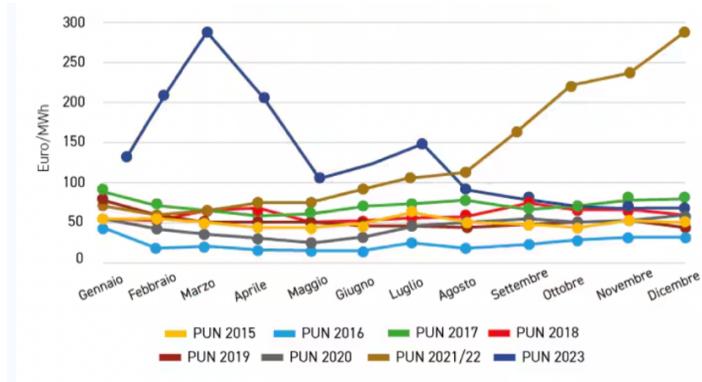
Dall’immagine mostrata, è possibile notare come sia presente una situazione simile a quella invernale durante le ore notturne. Tuttavia, essendo l’ora del tramonto più avanti rispetto a quella invernale, si analizza facilmente come a partire dalle 19:00 il PUN aumenta, a causa dell’aumento della domanda di energia elettrica, raggiungendo il picco massimo alle ore 21:00²⁴.

Da questa analisi giornaliera comparata della variazione del Prezzo Unico Nazionale, si sottolinea come la stagionalità sia uno dei più importanti fattori che comportano la modifica del PUN.

Come già menzionato nel paragrafo 1.5., il fattore della stagionalità non è l’unico che comporta una variazione del Prezzo Unico Nazionale. Infatti, un’ulteriore causa di variazione del PUN è rappresentata dalle questioni geopolitiche, come ad esempio il conflitto Russo-ucraino che ha contraddistinto gli ultimi anni e che ha influenzato il PUN, come viene rappresentato dall’Immagine 14.

²⁴ “PUN,” Mercatoelettrico.org, 2024, <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricità/MGP/Esiti/PUN>.

Immagine 14: Gestore dei Mercati Energetici (GME)



Dall'Immagine 14 è possibile vedere come nel 2022 (inizio del conflitto russo-ucraino), il PUN ha toccato i massimi storici, per poi diminuire nel 2023, grazie all'aumento delle energie rinnovabili, alla riduzione dei consumi elettrici e alla fissazione di un tetto sui ricavi di mercato per i produttori di energia elettrica²⁵. Più nel dettaglio, dal 2015 al 2023, il PUN è stato piuttosto altalenante. Infatti, fino al 2016, il PUN tendeva a diminuire grazie all'incremento di fonti rinnovabili e alla diminuzione generale del consumo elettrico. Tra il 2016 e il 2018, si è verificato un aumento del PUN, dovuto alla crescita economica. Tra il 2018 e il 2020, il PUN è diminuito e questa diminuzione era dovuta specialmente alla pandemia di Covid-19. A partire dal 2021 si è registrata una risalita dovuta alla crescita economica mondiale post-Covid, per poi diminuire all'inizio del 2022. Come menzionato in precedenza, a causa del conflitto Russo-ucraino, il PUN ha toccato i suoi massimi nel 2022, superando il picco del 2021, per poi registrare una forte diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica a partire dal secondo trimestre del 2023.

²⁵ “Il Consiglio Adotta Formalmente Misure Di Emergenza per Ridurre I Prezzi Dell’energia,” Consilium, 2022, <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2022/10/06/council-formally-adopts-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>.

1.7 Dal Mercato tutelato dell'energia elettrica alla liberalizzazione nel 2024

In questo paragrafo verrà analizzata la trasformazione del mercato dell'energia elettrica tutelato in un mercato libero, partendo dal concetto di “servizi di tutela”. Questi sono i servizi di fornitura di energia elettrica con condizioni economiche e contrattuali definite dall'ARERA e destinati a famiglie e microimprese che non hanno ancora scelto un venditore nel mercato libero.

A seguito della legge n.6 del 13 gennaio 2023, a partire da gennaio 2024, il servizio di maggior tutela ha cessato di esistere e i consumatori che non rientrano nelle categorie protette, si sono dovuti affidare completamente al mercato libero. Dunque, la normativa ha sancito un graduale passaggio dal mercato tutelato a quello libero per i clienti domestici non vulnerabili di energia elettrica a partire da luglio 2024. Il cammino verso il mercato libero dell'energia elettrica avverrà per fasi, attraverso un primo passaggio nel “Servizio di Tutela Graduale” (STG), nel quale i fornitori di energia elettrica sono gli stessi del mercato libero. Secondo l'ARERA, *il STG nasce per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica di quel bacino di utenti che non ha scelto di transitarvi direttamente né ha intenzione di farlo, al fine di garantire la continuità nell'erogazione della fornitura²⁶.* Il periodo di permanenza nel STG, che è cominciato a partire dal 1° luglio 2024 per i clienti non vulnerabili, sarà di massimo quattro anni e, dopo questo lasso di tempo, diventerà solo un servizio di ultima istanza²⁷. Dunque, si è chiusa, dopo 17 anni, l'era del mercato tutelato, entrando in vigore una procedura competitiva che ha assegnato, dividendo l'Italia in 26 aree, l'operatore che dovrà garantire il servizio per i prossimi tre anni. Il principale obiettivo di questa

²⁶ “Arera: Fine Tutela Elettricità: Cosa Fare?,” Arera.it, 2024, <https://www.arera.it/consumatori/fine-tutela-ele>.

²⁷ Antonio CUCURACHI, *Nella Giungla Del Mercato Libero: Una Guida Agile per Capire Le Bollette Di Luce E Gas, Confrontare Le Offerte E Risparmiare* (2024).

trasformazione radicale nel mondo dell’energia elettrica è quello di portare i consumatori non vulnerabili nel mercato libero, dando loro allo stesso tempo la possibilità di scegliere l’offerta nel mercato libero che più riflette le proprie esigenze. Da ciò deriva il fatto che questo passaggio è riservato solo ai clienti non vulnerabili, mentre per i consumatori vulnerabili, la legge ha previsto un sistema che si faccia carico di chi possa avere difficoltà ad individuare l’offerta più conveniente in base alla propria situazione economica e personale²⁸.

1.8 Andamento dei prezzi dell’elettricità a Gennaio-Febbraio 2025

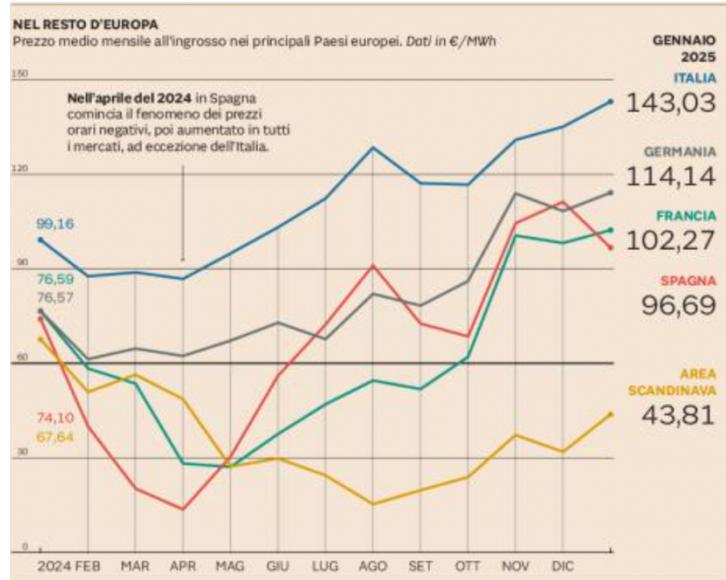
Il mese di Gennaio 2025 si è chiuso con un prezzo medio all’ingrosso dell’elettricità in Italia di circa 143 euro al MWh. Questo dato è in forte crescita rispetto a Gennaio 2024, in quanto la media mensile era di 99 euro al MWh, con un aumento del 44%. *Il Sole 24 ore* evidenzia come l’11 febbraio 2025, il prezzo medio, come risultato del mercato del giorno prima, si è attestato a circa 163 euro confermando, quindi, un trend crescente. In Italia, la media dell’intero 2024 ha toccato i 108 euro per MWh, contro i 127 del 2023, i 304 del 2022 e i 125 del 2021. Queste oscillazioni sono legate al prezzo del gas, che rimane il fattore principale nella formazione del prezzo dell’elettricità, a causa del meccanismo del *system marginal pricing*²⁹. Allo stesso tempo, confrontando i prezzi dell’elettricità nei principali mercati europei, è possibile notare come l’Italia sia il paese dove il prezzo dell’elettricità è più alto. Infatti, confrontando le medie di gennaio 2025, l’Italia registra valori all’ingrosso superiori del 25% rispetto a quelli tedeschi, del 40%

²⁸ Redazione di Rainews, “Energia, Si Chiude l’Era Del Mercato Tutelato: In Vigore Da Oggi Il Servizio a Tutele Graduali,” RaiNews, July 2024, <https://www.rainews.it/articoli/2024/07/energia-elettrica-si-chiude-lera-del-mercato-tutelato-da-oggi-entra-in-vigore-il-servizio-a-tutele-graduali-733cce18-1b0b-4074-8292-29a1b33a9ba4.html>.

²⁹ Cfr. paragrafo 1.4.1.

rispetto a quelli francesi, del 48% rispetto a quelli spagnoli e del 226% rispetto a quelli della Scandinavia, come mostrato nell'Immagine 15.

Immagine 15: Sole24ore 11 febbraio 2025



1.9 Conclusioni

In questo capitolo si è approfondito il funzionamento del mercato dell'energia elettrica e tutte le attività che vengono svolte dai principali attori nel panorama italiano. È stata realizzata un'analisi dettagliata del mercato elettrico, non solo approfondendo le componenti ed il modello di determinazione del Prezzo Unico Nazionale, ma anche svolgendo un'analisi comparata del panorama attuale, sia dal punto di vista del PUN che dal punto di vista del consumatore, a seguito del passaggio dal mercato tutelato dell'energia elettrica al mercato libero e come questa trasformazione abbia mutato il comportamento del consumatore non vulnerabile all'interno del mercato elettrico.

2. I MODELLI DI PRICING E LA GESTIONE DEL RISCHIO NEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 Introduzione

Il mercato dell'energia elettrica presenta molti fattori che lo rendono unico nel suo genere, come la grande volatilità dei prezzi al suo interno oppure l'impossibilità di stoccaggio del bene. L'insieme di questi fattori rende l'attività di *pricing* molto complessa, in quanto i suddetti prezzi sono influenzati da diversi elementi, come la domanda, la stagionalità e le dinamiche geopolitiche. Nel capitolo verranno analizzate le principali proprietà dei prezzi dell'energia elettrica e i modelli di *pricing* che tengono in considerazione caratteristiche peculiari come i salti improvvisi, la volatilità elevata e la *mean reversion*. Inoltre, saranno esaminati i principali strumenti di gestione del rischio nel mercato dell'energia elettrica e le applicazioni a livello matematico, con l'illustrazione di grafici che facilitano la comprensione di strumenti e modelli così complessi.

2.2 Le proprietà dei prezzi dell'energia elettrica

I mercati dell'energia elettrica presentano notevoli analogie con i mercati finanziari. Infatti, l'energia elettrica viene venduta e/o acquistata ad un prezzo determinato da parte degli operatori di mercato certificati. Tuttavia, anche nei mercati dell'energia elettrica vi è un'ingente presenza di rischio, dovuta al fatto che il suddetto prezzo può variare, senza essere sotto il pieno controllo da parte degli operatori certificati. Dunque, vi è un'esposizione al rischio, sia da parte di coloro che operano sul mercato dell'energia elettrica, che da parte di coloro che usufruiscono di quest'ultima. Da ciò deriva il fatto che è essenziale per chiunque produca e consumi energia, sviluppare tecniche e processi di immunizzazione del portafoglio, di fronte ad un mercato così volatile che è quello

dell’energia elettrica. In aggiunta, è essenziale sottolineare come l’energia elettrica non possa essere immagazzinata, dunque le condizioni di mercato sono del tutto diverse rispetto a quelle delle altre *commodities*. Da questo punto di vista, infatti, è possibile notare come l’energia debba essere consumata nell’esatto momento della sua vendita, provocando così una forte inelasticità dell’offerta e una grande volatilità sul lato dei prezzi, provocando a loro volta variazioni ingenti del prezzo (*spikes*)³⁰. Dunque, per comprendere le modalità migliori per gestire il rischio all’interno del mercato dell’energia elettrica, è necessario analizzare le principali proprietà dei prezzi dell’energia elettrica, che comprendono la volatilità, i salti, la stagionalità e la *Mean Reversion*.

2.2.1 La volatilità

La volatilità di una grandezza tempo-variabile è espressa come *la deviazione standard che il suo andamento nel tempo rappresenta rispetto ad un andamento di riferimento, caratterizzato da un intervallo predefinito*³¹. Come detto in precedenza, la volatilità dei prezzi dell’energia elettrica è molto più elevata rispetto a quella delle altre *commodities*. Per il calcolo della volatilità, bisogna prendere in considerazione la serie storica dei prezzi giornalieri dell’energia elettrica P_i , e i rendimenti logaritmici giornalieri, $r_i = \ln\left(\frac{P_i}{P_{i-1}}\right)$, con i che rappresenta il momento temporale specifico nella serie storica. Essendo la volatilità la deviazione standard rappresentata dal suo andamento nel tempo, allora questa può essere misurata come:

³⁰ Roberto Renò, “I Prezzi Dell’energia Elettrica: Proprietà E Modelli” (Università Di Siena , November 28, 2006).

³¹ M.Benini, A. Venturini, and M.Marracci, “Volatilità Del Prezzo Spot Dell’energia Elettrica: Definizione, Fattori Incidenti E Quantificazione Nei Principali Mercati.,” November 30, 2001.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (r_i - \bar{r})^2}$$

dove \bar{r} rappresenta la media dei rendimenti osservati ed N rappresenta il numero totale delle osservazioni³².

Immagine 1: Analisi Mercato energia elettrica in Europa, GME (2021)³³

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	69,91	1%	221%	65,23	76,32	19%	81,58	15%	78,06	20%	71,57	12%
FRANCIA	55,28	-12%	272%	56,77	63,06	14%	66,70	17%	61,55		64,61	13%
GERMANIA	53,35	0%	203%	54,63	64,18	15%	67,21	17%	65,23		64,31	11%
AREA SCANDINAVA	44,28	17%	431%	37,60	36,59	22%	33,73	23%	35,33		32,03	16%
SPAGNA	67,12	3%	216%	63,00	76,10	18%	78,66	21%	74,37		63,09	14%
AUSTRIA	54,83	-9%	213%									
SVIZZERA	57,81	-9%	243%									

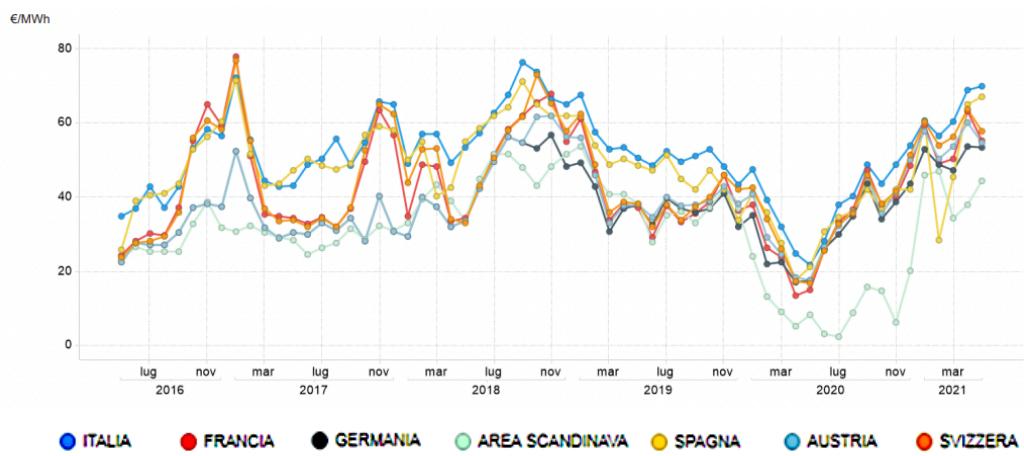
L'Immagine 1 rappresenta la tabella con i principali dati per ogni “area” di mercato, suddivisi in colonne, in cui vengono rappresentati i prezzi medi sul mercato *spot* (Mese), la variazione congiunturale rispetto al mese precedente, la variazione tendenziale in percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con l'ultima quotazione sul mercato dei contratti *futures* a un mese (M-1). Inoltre, vengono analizzate anche le previsioni a uno, due e tre mesi (M+1, M+2, M+3) ed il prezzo previsto ad un anno di distanza (Y+1). Già a partire dalla tabella, si evidenzia come sia presente una forte volatilità, causata da un forte incremento tendenziale dei prezzi rispetto all'anno precedente (Var. Tend. %). Infatti, la variazione tendenziale più alta è rilevata nell'Area Scandinava, indicando così un forte aumento dei prezzi su base annua. Inoltre, il mercato

³² Alexander Eydeland and Krzysztof Wolyniec, *Energy and Power Risk Management* (John Wiley & Sons, 2003).

³³ Agata Gugliotta and Gian Paolo Repetto, “VOLATILITA' DEI PREZZI SUI MERCATI DEL GAS: DAI MINIMI DEL 2020 AGLI ATTUALI RIALZI,” 2021.

elettrico italiano presenta il prezzo medio mensile più alto, dimostrando anche una volatilità significativa nel lungo periodo. Dall'altro lato, invece, mercati come quelli austriaco e tedesco sono più stabili, riuscendo a contenere l'alta volatilità. Ulteriori osservazioni possono essere compiute analizzando il grafico sottostante (Immagine 2).

Immagine 2: Analisi Mercato energia elettrica in Europa, GME



Osservando il grafico, è possibile notare come l'andamento storico delle quotazioni mensili spot sia altamente instabile. I mercati, infatti, mostrano una chiara divergenza nella volatilità. In aggiunta, tra il 2020 e il 2021 si evidenzia un generale incremento della volatilità nei diversi mercati rappresentati, dovuto alla pandemia e all'aumento dei costi delle materie prime. Anche in Italia, la dipendenza da importazioni energetiche e gas rende il mercato molto volatile. Inoltre, l'Italia ha subito un aumento consistente dei prezzi dal 2020 al 2021, passando da valori medi di circa 30€/MWh ad oltre 70€/MWh.

2.2.2 I salti (o spikes)

L'alta volatilità non è l'unico fattore che contraddistingue il mercato dell'energia elettrica. I prezzi dell'energia, infatti, possono essere sottoposti a variazioni improvvise molto grandi, detti salti o *spikes*, i quali si concentrano in un periodo breve, con un ritorno allo

stato precedente molto veloce. Una delle ragioni per cui avvengono è il fatto che l'energia elettrica non può essere immagazzinata; dunque, è presente una forte inelasticità dell'offerta nei confronti della domanda.³⁴ Infatti, come precedentemente evidenziato, l'energia va prodotta nel momento in cui è consumata, creando così impossibilità di gestire un'eventuale domanda in eccesso. La presenza giornaliera di salti varia a seconda dell'orario; infatti, sono più frequenti tra le 9:00 e le 18:00 ed è importante notare come questi siano uno dei fattori scatenanti l'alta volatilità, rappresentando un grande fattore di rischio. Infatti, i *price spikes*, se non gestiti in maniera adeguata, contribuiscono a causare ingenti perdite finanziarie per produttori e consumatori causando, talvolta, il fallimento di grandi aziende energetiche, come ad esempio la *Power Company of America*³⁵. I *price spikes* sono seguiti spesso da un veloce ritorno ai livelli precedenti, evidenziando così una struttura di *mean reversion*.

2.2.3 Il modello di Mean Reversion

Il concetto di *Mean Reversion* sta ad indicare che i prezzi dell'energia elettrica tendono a tornare ad un valore medio dopo aver subito una forte variazione (shock), come ad esempio uno *spike* improvviso. Poiché le variazioni della domanda causano un aumento dei prezzi, incrementando così la possibilità che i generatori più costosi entrino nel lato dell'offerta del sistema, sembra naturale aspettarsi un certo grado di *mean reversion* nell'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica. Un'ulteriore causa di *mean reversion* è la presenza del fattore dominante delle condizioni metereologiche, che influenzano i

³⁴ Alexander Eydeland and Krzysztof Woyneiec, *Energy and Power Risk Management* (John Wiley & Sons, 2003).

³⁵ Rafal Weron, “Heavy Tails and Electricity Prices” (Hugo Steinhaus Center for Stochastic Methods, Institute of Mathematics and Computer Science, Wrocław University of Technology, 50-370 Wrocław, Poland , 2005).

prezzi di equilibrio attraverso le variazioni della domanda³⁶. Infatti, il clima è caratterizzato da un andamento ciclico e *mean reverting*, dunque la tendenza a tornare al prezzo medio influenza anche il livello di domanda e di equilibrio dei prezzi. Sono presenti diversi modelli per monitorare la *mean reversion* e la variazione nei prezzi dell'energia elettrica. Di seguito ne verranno analizzati alcuni dei più importanti che comprendono i modelli a tempo *discreto* e a tempo *continuo*.

2.2.3.1 I modelli a tempo discreto

I modelli a tempo discreto sono i più semplici da analizzare e stimare per valutare le variazioni dei prezzi dell'energia elettrica. I modelli spiegati in seguito, sono realizzati per essere studiati su intervalli discreti nel tempo, ad esempio giornalieri, orari e mensili. Tuttavia, presentano difficoltà per la valutazione dei derivati³⁷.

Modello Autoregressivo di ordine 1 (Pure Diffusion Model)

Questo modello a tempo discreto è il più semplice, in quanto assume che i prezzi siano influenzati da una componente stagionale e da una stocastica autoregressiva. Il modello è definito dalle successive equazioni.

$$P_t = f(t) + X_t$$

$$X_t = \varphi X_{t-1} + \sigma \varepsilon_t$$

Dove:

³⁶ Álvaro Escribano, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana, “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE” (Universidad Carlos III De Madrid, 2002).

³⁷ Roberto Renò, “I Prezzi Dell’energia Elettrica: Proprietà E Modelli” (Università Di Siena , November 28, 2006).

- P_t è il prezzo dell'elettricità al tempo t;
- $f(t)$ sta ad indicare la componente deterministica, che rappresenta la stagionalità dei prezzi, influenzata da fattori prevedibili come giorni della settimana e andamenti economici;
- X_t rappresenta la parte stocastica dell'equazione, ovvero la parte imprevedibile del prezzo, in quanto la volatilità all'interno è determinata da fattori imprevisti;
- φ indica il coefficiente di autoregressione che rappresenta la *mean reversion*. Se il coefficiente è minore di 1, allora si promuove la tesi secondo cui il processo è *mean reverting* e se è uguale a 1, il processo diventa *random walk*, nel senso che gli eventuali shock ai prezzi non permettono il loro ritorno ad un valore medio;
- σ rappresenta la deviazione standard degli shock;
- ε_t sta a rappresentare un margine di errore.

Il Modello autoregressivo di ordine 1 presenta dei limiti per il calcolo della *mean reversion*. Infatti, assume che la volatilità sia costante, andando effettivamente in contrasto con la realtà, dal momento che mercato elettrico risulta presente un'altissima volatilità dei prezzi. Peraltro, non tiene conto degli *spikes* improvvisi³⁸.

³⁸ Álvaro Escribano, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana, “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE” (Universidad Carlos III De Madrid, 2002).

Modello GARCH (*Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*)

Il modello GARCH³⁹ è una sorta di evoluzione del Modello autoregressivo di ordine 1, in quanto viene aggiunta la volatilità condizionale, ovvero la misura della variabilità della volatilità che cambia nel tempo (eteroschedasticità). Di seguito vengono illustrate le diverse equazioni con l'aggiunta della volatilità variabile.

$$P_t = f(t) + X_t$$

$$X_t = \varphi X_{t-1} + h_t^{\frac{1}{2}} \varepsilon_t$$

$$h_t = \omega + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta h_{t-1}$$

Osservando queste equazioni, è possibile notare come ci siano delle componenti in più rispetto al modello autoregressivo di ordine 1. Infatti:

- h_t misura la varianza condizionale al tempo t, ovvero la misura della volatilità in quel determinato momento. È necessario ricordare che nella seconda equazione, la varianza condizionale è sotto radice quadrata per garantire la presenza della deviazione standard;
- ω rappresenta una costante che determina la varianza minima;
- ε_{t-1}^2 indica l'influenza che hanno avuto gli shock passati sulla volatilità attuale;
- βh_{t-1} rappresenta la volatilità che persiste nel tempo.

Il modello GARCH, come detto fino ad ora, ha la peculiarità di analizzare il cambiamento della volatilità dei prezzi dell'energia elettrica con il passare del tempo, al contrario del modello autoregressivo di ordine 1, che manteneva la varianza costante. Infatti, come

³⁹ Álvaro Escribano, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana, “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE” (Universidad Carlos III De Madrid, 2002). Pp. 7-9

possiamo notare dalla terza equazione, se α assume un valore significativo, allora gli shock hanno un impatto immediato ed ingente sulla volatilità, mentre se β è elevato, significa che la volatilità è persistente nel tempo⁴⁰.

Questa tipologia di modello è di grande importanza per lo studio della volatilità dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica; tuttavia, non è uno dei più adatti, specialmente nel momento in cui sono presenti *spikes* improvvisi.

Il modello GARCH con Salti (*Jump-GARCH*)

Il modello GARCH con salti⁴¹ permette di effettuare un'analisi notevolmente più marcata rispetto al modello GARCH analizzato in precedenza. Infatti, permette lo studio della volatilità condizionale, osservando allo stesso tempo gli *spikes* improvvisi dei prezzi dell'energia elettrica, tramite il processo di Poisson. Di seguito vengono analizzate le equazioni di base del modello.

$$X_t = \varphi X_{t-1} + h_t^{\frac{1}{2}} \varepsilon_t + J_t$$

$$h_t = \omega + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta h_{t-1}$$

$$J_t = Y_t N_t$$

Da queste equazioni è possibile osservare come la componente stocastica del prezzo X_t ora comprenda anche la variabile J_t che rappresenta il cosiddetto *processo di salti*,

⁴⁰ Roberto Renò, “I Prezzi Dell’energia Elettrica: Proprietà E Modelli” (Università Di Siena , November 28, 2006).

⁴¹ Álvaro Escribano, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana, “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE” (Universidad Carlos III De Madrid, 2002). Pp 9-10

secondo la distribuzione di Poisson. Da questo punto di vista, il processo di salti viene calcolato tramite il prodotto di:

- Y_t rappresenta la dimensione del salto, che viene calcolata seguendo una distribuzione normale. Se $Y_t > 0$ allora è presente un grande aumento del prezzo.

Se $Y_t < 0$ allora il prezzo diminuisce.

- N_t rappresenta la quantità di salti che si verificano in un dato tempo t. L'intensità di questo processo di Poisson viene indicata con il parametro λ , che varia a seconda delle condizioni di mercato.

Questa tipologia di modello a tempo discreto permette di superare i limiti del modello GARCH, rivelandosi il più adatto per il calcolo del prezzo e del rischio di *spikes* nel mercato dell'energia elettrica⁴².

2.2.3.2 I modelli a tempo continuo

I modelli a tempo continuo sono rappresentati tramite l'analisi di tre parti di fondamentale importanza: una parte deterministica che tenga conto degli effetti della stagionalità e delle caratteristiche della *mean reversion*, una parte di diffusione continua che vada a descrivere le variazioni dei prezzi con il passare del tempo e una parte di diffusione a salti, in modo da studiare anche gli *spikes* e le loro influenze sulla determinazione del prezzo dell'energia elettrica.

⁴² Álvaro Escribano, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana, “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE” (Universidad Carlos III De Madrid, 2002) Appendix B.

Il modello a tempo continuo di Ornstein-Uhlenbeck

Il modello di Ornstein-Uhlenbeck⁴³ è il modello a tempo continuo di base, in quanto rappresenta un approccio più semplificato del processo di *mean reversion*. Questo modello è caratterizzato da un'equazione stocastica:

$$dX_t = -kX_t dt + \sigma dW_t$$

In questa equazione, è rappresentato un processo di mean reversion $-kX_t dt$, evidenziando così la parte deterministica completamente prevedibile citata in precedenza, mentre dW_t esprime il moto browniano, ovvero la componente stocastica, in modo da evidenziare l'incertezza del prezzo. Ciò sta a significare il fatto che il moto browniano va a determinare quanto può influenzare la componente stocastica casuale. Dall'equazione, infatti, è possibile notare facilmente che se σ è elevato, il processo presenta notevoli oscillazioni intorno alla media. Nonostante il modello di Ornstein-Uhlenbeck sia il modello di base per procedimenti più complessi, esso presenta diversi limiti, come l'impossibilità di registrare *spikes* improvvisi, funzione essenziale per studiare l'andamento del prezzo nel mercato dell'energia elettrica.

Il modello di Geman-Roncoroni

Il modello di Geman e Roncoroni, o modello *threshold*, rappresenta una grande evoluzione del modello di Ornstein-Uhlenbeck, cercando di superare i limiti di quest'ultimo nel modo più efficace possibile. La principale differenza tra i due modelli è il fatto che il modello di Geman e Roncoroni riesce a catturare anche gli *spikes* improvvisi, definendo la volatilità

⁴³ Roberto Renò, “I Prezzi Dell’energia Elettrica: Proprietà E Modelli” (Università Di Siena , November 28, 2006).

non come una costante, bensì variabile nel tempo. Il modello viene spiegato tramite la seguente equazione:

$$dE(t) = D\mu(t)dt + \theta_1[\mu(t) - E(t^-)]dt + \sigma dW(t) + h(t^-)dJ(t)^{44}$$

È un'equazione differenziale stocastica, dove vengono analizzate tutte le componenti necessarie per analizzare il prezzo nell'energia elettrica. Infatti:

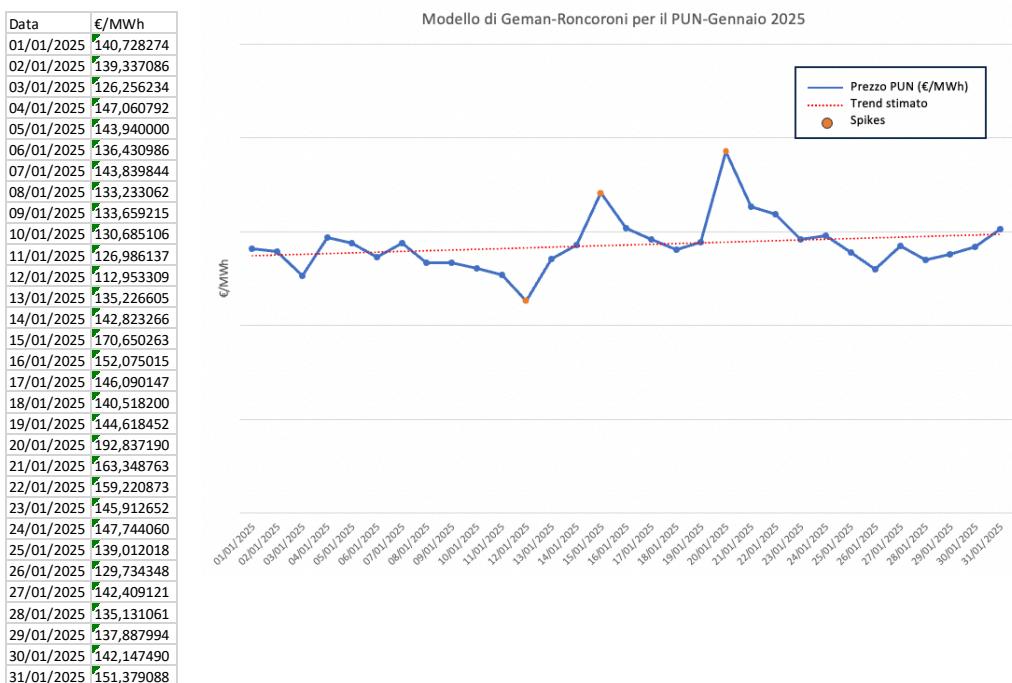
- $dE(t)$ descrive il cambiamento infinitesimale del prezzo $E(t)$ in un determinato intervallo di tempo dt ;
- $D\mu(t)dt$ è la componente deterministica e descrive le variazioni prevedibili del prezzo, con l'analisi anche della stagionalità $\mu(t)$.
- θ_1 rappresenta la variazione media del prezzo per unità di deviazione dal trend $\mu(t)$ per unità di tempo. Ciò significa che esprime in quanto tempo il prezzo torna in prossimità della media. Questo termine viene moltiplicato per $[\mu(t) - E(t^-)]$ rappresentando così la *mean reversion* del prezzo; dunque, se il prezzo è maggiore rispetto alla media, allora tenderà a diminuire e viceversa. Bisogna notare come t^- stia ad indicare il prezzo subito prima di t , in modo da calcolare in maniera corretta la *mean reversion*;
- W è un moto browniano che rappresenta le variazioni imprevedibili di prezzo;
- σ definisce la volatilità relativa agli shock del moto browniano;

⁴⁴ Hélyette Geman and Andrea Roncoroni, “Understanding the Fine Structure of Electricity Prices” (The University of Chicago Press, 2006).

- $h(t^-)dJ(t)$ rappresenta l'uso del processo di Poisson, analizzato nei modelli a tempo discreto, consentendo così di osservare spikes improvvisi, moltiplicato per $h(t^-)$ che descrive la grandezza del salto.

In definitiva, il modello di Geman e Roncoroni è uno dei più utilizzati per l'analisi del prezzo nel mercato dell'energia elettrica, studiando nella maniera più realistica possibile i salti improvvisi e la loro influenza sul prezzo⁴⁵. Per rendere più facile l'interpretazione del modello di Geman e Roncoroni è stata svolta un'analisi approssimativa su Excel, nonostante sia molto complesso da rappresentare.

Immagine 3: Fonte dati: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricità/MGP/Esiti/PUN>



⁴⁵ Hélyette Geman and Andrea Roncoroni, “Understanding the Fine Structure of Electricity Prices” (The University of Chicago Press, 2006).

Nell’Immagine 3, sono stati studiati i valori del PUN durante il mese di gennaio 2025⁴⁶, evidenziati negli esiti del Mercato del Giorno Prima. Nel grafico è possibile notare l’andamento della serie storica del PUN, che segue un trend stimato, il quale rappresenta la misura in cui il prezzo segue il processo di *mean reversion*. Come detto in precedenza, il modello di Geman e Roncoroni si occupa anche dello studio degli *spikes* improvvisi da parte del PUN, per poi ritornare verso la direzione della tendenza stimata.

Per concludere, essendo il mercato dell’energia elettrica così imprevedibile e, nonostante il modello di Geman e Roncoroni sia uno dei modelli più efficaci per l’analisi della variazione del prezzo in presenza di salti improvvisi, quest’ultimo è molto complesso da applicare⁴⁷.

2.3 Il Rischio nel Mercato dell’energia elettrica

Fino ad ora sono state studiate le caratteristiche principali del mercato dell’energia elettrica e della variazione del prezzo in un determinato arco di tempo. Nei paragrafi successivi, innanzitutto, verranno spiegate le tipologie di rischio che si incontrano quotidianamente, per poi passare in rassegna situazioni in cui non si ritiene necessario l’utilizzo dei derivati finanziari e, successivamente, quando sono essenziali per mitigare il rischio in questa tipologia di mercato.

⁴⁶ <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricità/MGP/Esiti/PUN>

⁴⁷ Fred Espen Benth, Rüdiger Kiesel, and Anna Nazarova, “A Critical Empirical Study of Three Electricity Spot Price Models,” 2012.

2.3.1 Il Rischio e le sue diverse tipologie

Nei paragrafi successivi, come menzionato in precedenza, verranno analizzate diverse tipologie di rischio, in particolare: il rischio di *commodity*, il rischio di cambio, il rischio operativo e i rischi di tasso di interesse e liquidità.

2.3.1.1 Il rischio di *commodity*

Il rischio *commodity*, o rischio di prezzo, è generato dalla variazione dei prezzi delle materie prime. Innanzitutto, bisogna sottolineare che il termine *commodity* si applica ad un bene quando ricorrono due caratteristiche importanti: un valore economico intrinseco ai fini dell'attività di negoziazione dello stesso e l'esistenza di una borsa o di un mercato organizzato per la sua negoziazione. La tipologia di rischio in questione è tipica delle imprese energetiche, tra cui quelle elettriche, le quali sono soggette a una forte volatilità dei prezzi delle materie prime. In aggiunta, i mercati elettrici sono esposti al rischio di *commodity* per effetto di operazioni di *trading*, rivolte sia alla minimizzazione dei costi di produzione che alla massimizzazione dei risultati per finalità di arbitraggio⁴⁸. Tutto ciò ha contribuito anche all'istituzione del mercato globale dei derivati OTC (*Over The Counter*). Dunque, chi opera in queste tipologie di mercato, è esposto al rischio di subire perdite economiche e finanziarie sia a causa di una maggiore volatilità dei prezzi delle *commodities*, sia per la mancanza di domanda e per il rischio di volume, ovvero per l'indisponibilità di materie prime. Nella realtà di oggi, è interessante da analizzare come nel 2023, nonostante ci fossero tensioni a livello macroeconomico riguardanti i livelli di inflazione, i conflitti Russo-ucraino e Israeleo-palestinese, i livelli dei prezzi di *commodity* nel mercato elettrico e delle materie prime siano diminuiti rimanendo comunque superiori

⁴⁸ Chiara Oldani, *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali* (FrancoAngeli, 2012).

rispetto ai valori pre-pandemici. Tutto ciò per dire che è fondamentale munirsi di strategie locali e globali, come ad esempio elasticità nelle clausole contrattuali e strumenti derivati, affinché si possa garantire un'ottimizzazione dei risultati anche in un contesto di mercato notevolmente dinamico⁴⁹. Inoltre, l'*International Energy Agency (IEA)*, si dedica all'*Energy Security*, in particolare alla tematica della gestione del rischio di prezzo, evidenziando come il suo obiettivo primario sia quello di garantire la disponibilità continua di fonti energetiche ad un prezzo sufficientemente accessibile⁵⁰.

2.3.1.2 Il rischio di cambio

Il rischio di cambio è la tipologia di rischio generata dall'operatività d'impresa in diverse valute. Le principali fonti del rischio di cambio possono essere ricollegate a diverse tipologie di attività:

- Attività di *trading*, finalizzate al conseguimento di utili che aiutino anche a garantire una copertura dei costi di acquisto;
- Attività di distribuzione, riferite alla vendita in paesi diversi da quelli della valuta di riferimento;
- Attività finanziaria, in relazione alle fonti di indebitamento e finanziamento in valuta.

Per garantire la piena comprensione del concetto di rischio di cambio, questo può essere suddiviso in due tipologie di significativa importanza: il rischio di cambio *transattivo* e il rischio di cambio *traslativo*.

⁴⁹ “Risk Management,” Enel.com, 2023, <https://beyondreporting.enel.com/rfa/strategia-del-gruppo-e-gestione-del-rischio/risk-management>.

⁵⁰ International Energy Agency, “Energy Security,” IEA, 2023, <https://www.iea.org/topics/energy-security>.

Il rischio di cambio transattivo è legato a operazioni di natura commerciale in valuta, poiché è causato dalla differente denominazione della struttura di costi e ricavi. In aggiunta, questa situazione espone l'impresa a forti fluttuazioni del tasso di cambio tra le valute di denominazione dei *cash in* e della struttura dei costi, che possono generare impatti negativi sull'impresa stessa. Il rischio di cambio transattivo può essere suddiviso a sua volta in tre sottocategorie:

- Il rischio *certo*, la cui esposizione certa al rischio è dovuta all'assunzione di impegni contrattuali che prevedono regolazioni estere o indicizzate all'andamento dei cambi;
- Il rischio *potenziale*, connesso al fatto che la società ha assunto impegni la cui manifestazione dipende dal successivo perfezionamento dell'accordo da parte dei terzi;
- Il rischio *di cambio economico*, che si riferisce a previsioni di flussi finanziari in valuta e in questo caso non esistono né obbligazioni da contratto né impegni assunti in precedenza.

La seconda macrocategoria del rischio di cambio è il rischio di cambio traslativo, derivante dall'acquisizione di partecipazioni in valuta differente. Questa tipologia di rischio nasce dal fatto che nello stato patrimoniale le partecipazioni sono iscritte al costo, mentre il patrimonio netto varia a seconda delle differenze di cambio del periodo⁵¹.

⁵¹ Chiara Oldani, *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali* (FrancoAngeli, 2012). Pp 134-136.

2.3.1.3 Il rischio operativo

Come viene descritto dalla Circolare della Banca d’Italia n. 263 del 27 gennaio 2006⁵², il *rischio operativo è quello di subire perdite derivanti dall'inadeguatezza o dalla disfunzione di procedure, risorse umane e sistemi interni, oppure da eventi esogeni.* L’esposizione al rischio operativo è correlata anche alle dimensioni aziendali, alla complessità delle strutture organizzative e all’innovazione finanziaria: caratteri che delineano in maniera marcata le imprese elettriche. Nella medesima Circolare, vengono enunciate diverse classi di rischio operativo, tra cui il *Rapporto di impiego e sicurezza sul lavoro.* Questa tipologia sta ad indicare la complessità degli impianti di produzione, tipici delle imprese energetiche, dove le norme di sicurezza sono di grandissima importanza, ma molto costose.

2.3.1.4 I rischi di tasso d’interesse e liquidità

Per comprendere al meglio i rischi di tasso d’interesse e liquidità, è necessario analizzare prima di tutto il concetto di “leva finanziaria”, intesa come il rapporto d’indebitamento dell’impresa, individuato dalla seguente equazione:

$$\text{Leva} = \text{Debito}/\text{Equity}$$

Lo studio della leva finanziaria è stato affrontato da Modigliani e Miller, il cui teorema implica che la leva finanziaria agisce positivamente sul ROE in condizioni in cui il tasso di remunerazione delle fonti di finanziamento è inferiore al ROI.

Una leva finanziaria positiva costituisce un incentivo ad aumentare l’indebitamento e la persistenza del debito ed è una delle maggiori fonti generatrici del rischio di tasso d’interesse, correlato alla volatilità dei tassi stessi. Il rischio di tasso di interesse è causato

⁵² “Banca d’Italia. Nuove Disposizioni Di Vigilanza Prudenziale per Le Banche. Circolare N. 263 Del 27 Dicembre 2006. Roma: Banca d’Italia, 2006. [Https://Www.bancaditalia.it/](https://Www.bancaditalia.it/),” n.d.

dalla mancanza di allineamenti tra le scadenze e le tempistiche di ridefinizione dei parametri fondamentali per attività e passività *rate sensitive*. A causa di questa situazione complessa, si possono generare variazioni di valore di mercato delle attività e passività iscritte in bilancio. È necessario evidenziare come per le imprese elettriche, le forme tecniche del passivo siano *rate sensitive*.

Il rischio di liquidità, invece, è individuato dal fatto che l'impresa non sia capace di adempiere alle sue obbligazioni ed è generato dall'impossibilità di liquidare le attività. Il rischio di liquidità può essere di due tipologie:

1. *Funding liquidity risk*: corrisponde al rischio per cui l'impresa non è in grado di far fronte alle proprie uscite di cassa;
2. *Market liquidity risk*: identifica la situazione in cui l'impresa non è in grado di liquidare un'attività senza incorrere in perdite, a causa dell'insufficiente liquidità del mercato di riferimento.

Nel mercato dell'energia elettrica il rischio più comune è il *Funding liquidity risk*, per il quale vengono specificate diverse fonti, come l'attività finanziaria strumentale al *core business*, in quanto le attività di finanziamento e di impiego della liquidità possono determinare rischi potenziali se non correttamente monitorate e l'operatività di business, in quanto la previsione dei *cash flow* stimati e le relative tempistiche di attuazione possono variare rispetto alle ipotesi determinate in fase di pianificazione⁵³.

2.4 La gestione del rischio senza derivati: l'integrazione verticale e la diversificazione

Nel mercato dell'energia elettrica, la gestione del rischio senza derivati si basa sull'adozione di strategie di carattere aziendale per cui si cerca nella maniera più marcata

⁵³ Chiara Oldani, *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali* (FrancoAngeli, 2012).

possibile di ridurre la volatilità e, dunque, il rischio stesso. Le due tecniche più comuni sono l'integrazione verticale e la diversificazione di prodotto.

Nel famoso articolo di R.H. Coase intitolato *The Nature of the Firm*, l'integrazione verticale permette lo *scavalcamento dei normali meccanismi di formazione dei prezzi, e può dare luogo all'ottenimento di una più efficiente allocazione delle risorse*⁵⁴. Dunque, l'internalizzazione del meccanismo di formazione dei prezzi, con l'eliminazione dei costi di transazione, comporta un incremento della posizione dell'impresa, la quale andrà a svolgere determinati compiti internamente, che prima venivano svolti dal mercato stesso. Con questo approccio si procederà alla riduzione del rischio di prezzo, in quanto l'azienda è esposta in maniera minore alle fluttuazioni di mercato, senza la completa dipendenza da fornitori esterni.

Nel caso della diversificazione, vengono prese in considerazione la diversificazione delle fonti e la diversificazione dal punto di vista contrattuale. Nel primo caso, le imprese energetiche puntano a un'eterogeneità delle diverse fonti, come ad esempio quelle rinnovabili unite a fonti tradizionali come gas e carbone. Infatti, con l'uso di fonti rinnovabili, si può ridurre il rischio di volatilità dei prezzi, tipico dei mercati tradizionali.

Nel secondo caso, garantire clausole contrattuali a lungo termine con fornitori e terzi.

Tuttavia, la gestione del rischio senza derivati presenta diverse problematiche, tra cui non solo costi elevati, ma anche una scarsa flessibilità di fronte a cambiamenti repentini del mercato di riferimento⁵⁵.

⁵⁴ R. H. Coase, "The Nature of the Firm," *Economica* 4, no. 16 (November 1937): 386, <https://doi.org/10.2307/2626876>.

⁵⁵ Andrea Roncoroni, "Strutturazione Di Derivati per La Gestione Del Rischio Nei Mercati Energetici," 2007.

2.5 La gestione del rischio: i derivati

I derivati possono essere rappresentati come una delle più grandi innovazioni finanziarie.

Si chiamano in questo modo, in quanto *il loro valore deriva dall'andamento del valore di una attività, ovvero dal verificarsi nel futuro di un evento osservabile oggettivamente*⁵⁶.

Sono dei contratti per lo scambio a termine tra due parti, in cui si fissa al momento della stipula in $t=0$ il prezzo P che verrà pagato alla scadenza in $t=T$. Un elemento distintivo dei derivati è l'orizzonte temporale, che li distingue dalle operazioni a pronti (*spot*), caratterizzate dalla manifestazione degli effetti economici e giuridici al momento della stipula. È essenziale distinguere i mercati in cui i derivati sono scambiati: i mercati regolamentati, come la borsa, e i mercati *Over The Counter* (OTC). La principale differenza tra le due tipologie si riferisce alla regolamentazione e al controllo. Da un lato la borsa è regolamentata a livello nazionale e controllata da autorità *ad hoc*, come la CONSOB. I titoli derivati più scambiati in borsa sono i *futures* e le *options*. Dall'altro lato le transazioni OTC sono prive di regolamentazioni rigide, permettendo così anche scambi di più grandi dimensioni rispetto a quelli che avvengono in borsa. Tuttavia, è importante sottolineare come l'accesso agli scambi OTC dipenda anche dalla credibilità dell'operatore, a volte carente a causa della mancanza di controllo esterno. I derivati OTC sono contratti non standardizzati, sia dal punto di vista della scadenza che della dimensione e quelli più scambiati sono *swaps* e *forwards*⁵⁷. In generale, i derivati sono utilizzati per tre finalità:

- Finalità di copertura o *hedging* in modo da ridurre il rischio finanziario di un portafoglio;
- Finalità speculativa, esponendosi al rischio in modo da conseguire profitto;

⁵⁶ “I Derivati,” www.consob.it, n.d., <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>.

⁵⁷ Chiara Oldani, *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali* (FrancoAngeli, 2012).

- Finalità di arbitraggio, conseguendo così un profitto privo di rischio attraverso transazioni combinate sul derivato e sul sottostante.

I derivati finanziari possono essere scritti su attività economiche immateriali come l'energia elettrica. Il mercato derivato dell'energia elettrica è riferito al flusso di potenza necessaria nel futuro. Da ciò deriva il fatto che il prezzo dell'energia non dovrebbe né collassare né superare il tetto massimo fornito dalla capacità massima della rete. Tuttavia, a causa dei salti improvvisi del prezzo dell'energia elettrica, si sono registrati prezzi anche negativi, incidendo così sul *pricing* di un *energy derivative*. Tutto ciò implica anche un grande sforzo a livello di *risk management* da parte degli operatori di mercato. Di seguito verranno analizzati gli strumenti derivati più importanti, ovvero i contratti a termine (*futures, forwards*), *swaps* e *options*.

2.5.1 I contratti a termine: *forwards e futures*

Come evidenziato dalla CONSOB, *un contratto a termine è un accordo tra due soggetti per la consegna di una determinata quantità di un certo sottostante ad un prezzo e ad una data (maturity date) prefissati*⁵⁸. Nel caso di contratti a termine *futures* e *forwards* bisogna dunque parlare semplicemente di sottoscrizione o stipula, dal momento che il contratto non presenta costi, ma vincola l'acquirente e il venditore alla conclusione dello stesso.

I contratti *forwards*, sono obbligazioni a ritirare o a consegnare, una certa quantità di un'attività sottostante, ad un prezzo prefissato e ad una data futura specifica. I contratti *forwards*, a differenza dei *futures*, sono contratti privati tra due controparti e la trattazione non è pubblica e continua. Inoltre, i *forwards* possono in generale essere caratterizzati da un ammontare diverso, da contratto a contratto.

⁵⁸ I Derivati,” www.consocb.it, n.d., <https://www.consocb.it/web/investor-education/i-derivati>

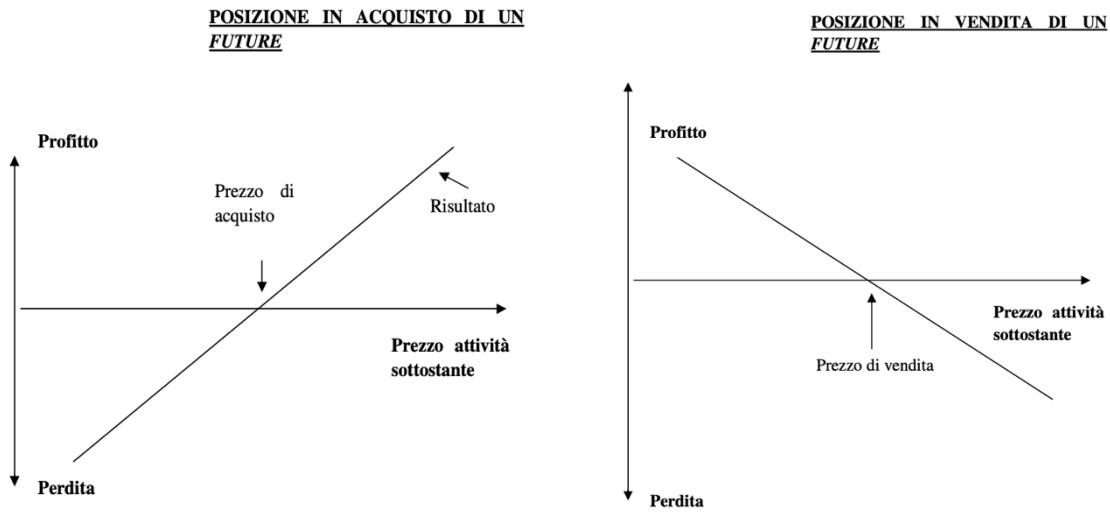
Una grande differenza tra i *futures* e i *forwards* è che il *forward* viene scambiato sui mercati OTC, ovvero non regolamentati, in maniera diretta tra le due controparti. Dunque, in genere, questa tipologia di contratti non è standardizzata e presenta un grado elevato di rischio di insolvenza di una delle due parti. A partire da questa conoscenza della presenza di alto rischio, sono stati creati nel tempo i *futures*, in modo da garantire regolamentazione e controllo.

Un contratto *future* è un accordo per l'acquisto o la vendita di attività, ad una certa data futura, per un determinato prezzo. È, dunque, un accordo standardizzato di acquisto o di vendita di un'attività sottostante ad una specifica data futura. Il concetto di “standardizzazione” viene utilizzato perché la tipologia di attività oggetto dello scambio, la data futura e il prezzo di transazione, sono già determinati su mercati regolamentati. L'operatore che acquista il *future*, in quanto si impegna ad acquistare il sottostante a scadenza, assume una posizione *long*, mentre l'operatore che lo vende assume una posizione *short*⁵⁹.

Nei grafici seguenti rappresentati nell'Immagine 4, vengono rappresentati i diversi *pay-offs* per le posizioni prese dalle due parti. Infatti, il grafico a sinistra rappresenta il *pay-off* di un *future* in acquisto, andando ad evidenziare dunque la posizione lunga, mentre il grafico a destra rappresenta il *pay-off* di un *future* in vendita, dunque una posizione corta.

⁵⁹ “Future - Glossario Finanziario - Borsa Italiana,” www.borsaitaliana.it, n.d., <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/future.html>.

Immagine 4: Posizione long (sinistra) e posizione short (destra): “Considerazioni Sui Contratti



Finanziari Derivati per Il Mercato Dell’energia Elettrica in Italia.” (Rapporto CESI, 2001).

Per poter accedere al mercato *future*, è necessario pagare una bassa percentuale del valore nominale del contratto alla cosiddetta *Clearing House*, o “Cassa di Compensazione”, che garantisce il buon funzionamento del mercato. Il margine che viene pagato alla stipula prende il nome di “margini iniziali”, mentre successivamente vengono pagati i “margini di mantenimento”, essenziali per assicurare il buon fine del contratto a seguito di oscillazioni del prezzo del sottostante. Per garantire questo continuo aggiornamento dei prezzi, la *Clearing House* attua il *marking-to market* dei derivati, ovvero calcola il prezzo di chiusura a fine seduta e, successivamente, chiede aggiornamenti nelle garanzie⁶⁰. La natura dei contratti a termine che accomuna *futures* e *forwards* permette di utilizzare le stesse logiche di *pricing*. Infatti, la valutazione di un *future* dovrebbe considerare che i guadagni o le perdite dell’operazione non sono collocati nel medesimo istante, a differenza dei *forwards*. È importante considerare come il grado di standardizzazione dei *futures* spiegato in precedenza richieda diverse attenzioni, in modo da evitare la non coincidenza

⁶⁰ “Che Cosa Sono I Contratti Forward - Borsa Italiana,” www.borsaitaliana.it, n.d., <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/forward-179.htm>.

tra la dimensione della copertura e la dimensione del *future* e la non coincidenza tra la scadenza della copertura e la scadenza del *future*. Il fatto che la standardizzazione venga decisa dalla borsa spinge gli operatori a decidere se coprirsi solo in parte o essere totalmente coperti, in maniera talvolta eccessiva. In entrambi i casi, gli operatori rimarranno esposti al rischio di prezzo per la differenza tra l'importo della copertura e il valore coperto effettivamente tramite i *futures*. Questa tipologia di copertura prende il nome di *copertura imperfetta*. Inoltre, la copertura imperfetta espone gli operatori a un rischio di carattere temporale, per cui si suggerisce di comprare *futures* con scadenze superiori alla scadenza desiderata per la copertura⁶¹.

In conclusione, il fatto che i *futures* siano quotati in borsa e facilmente negoziabili, permettono una gestione dinamica delle operazioni di copertura, valutando nel continuo l'apertura o la chiusura delle posizioni in funzione degli andamenti di mercato.

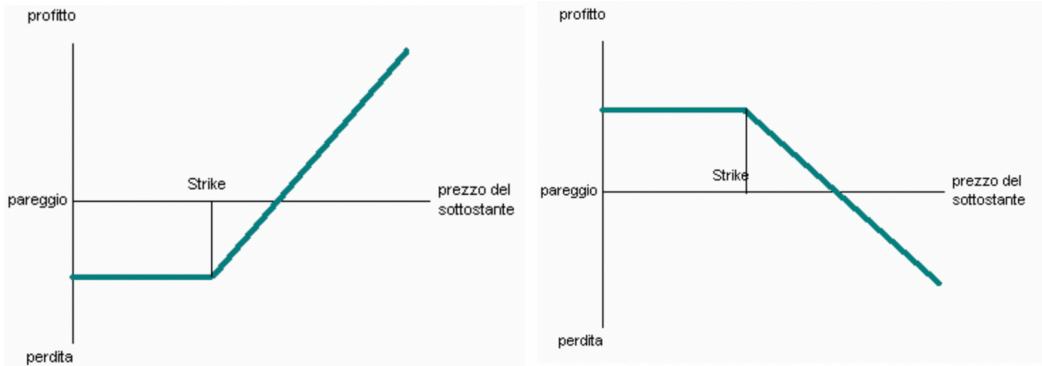
2.5.2 Le opzioni

I contratti di opzione vengono trattati nelle Borse da più tempo rispetto ai contratti a termine. L'*option* è un contratto che attribuisce il diritto, ma non l'obbligo di comprare (*call*) o vendere (*put*) una determinata quantità di sottostante ad un prezzo prefissato in $t=0$ (*strike price, K*), al raggiungimento di una certa data T ⁶². La percentuale che l'acquirente paga al venditore per aprire una posizione nel mercato delle opzioni prende il nome di “premio”, il quale serve a premiare il venditore qualora il contratto alla scadenza fosse *out of the money*, che sta a indicare la mancanza di convenienza nell'esercizio dell'opzione.

⁶¹ Gianni Nicolini, “Gli Strumenti Finanziari Derivati” (Università Di Roma Tor Vergata, 2012).

⁶² I Derivati,” www.consob.it, n.d., <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

Immagine 5: Opzione *call*. www.borsaitaliana.it

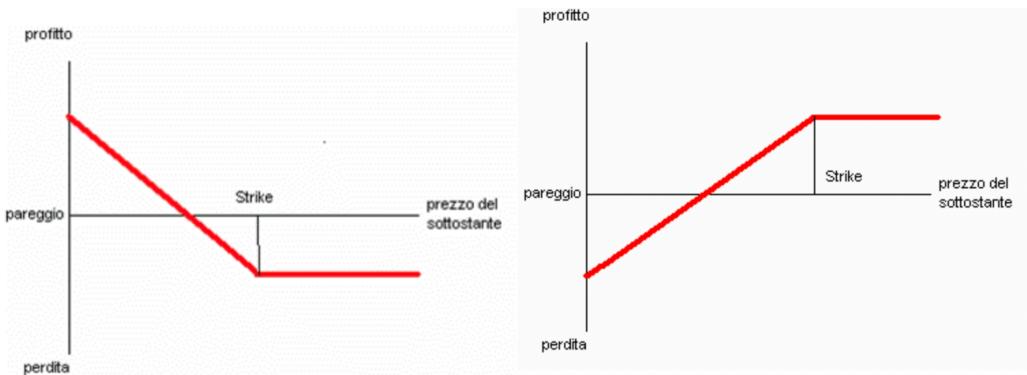


Nei grafici dell'Immagine 5, vengono rappresentati gli andamenti dell'opzione *call* per il compratore (*long position*, a sinistra) di opzioni e per il venditore (*short position*, a destra) e sintetizza il profilo di rischio relativo al suo acquisto e alla vendita. Partendo dal grafico di sinistra, l'asse orizzontale rappresenta il prezzo del sottostante, mentre l'asse verticale indica i profitti o le perdite dell'acquirente. È fondamentale sottolineare come la stipula di un contratto di opzione sia profittevole solo se il prezzo di mercato del sottostante è maggiore del prezzo di esercizio. Come detto in precedenza, l'acquisto di un'opzione *call* comporta il pagamento del premio e dunque il grafico del payoff ha una partenza negativa. Nel caso in cui si verifica un ribasso dei prezzi, il valore della *call* tenderà a zero e la perdita subita dall'investitore corrisponderà solamente al premio pagato al momento della stipula.

Il grafico a destra, invece, rappresenta il punto di vista del venditore. Questo, al contrario dell'acquirente, ha sempre l'obbligo di onorare l'impegno previsto dall'opzione in questione. Nel grafico, il profitto fisso iniziale, che corrisponde al premio incassato, si riduce all'aumentare del prezzo del sottostante, una volta superato lo *strike* dell'opzione.

Dunque, il venditore si augura che il mercato resti fermo, oppure cali.

Immagine 6: Opzione *put*. www.borsaitaliana.it



Nell'Immagine 6, invece, vengono rappresentati gli andamenti di un'opzione *put*, sia dal punto di vista dell'acquirente (a sinistra), che dal punto di vista del venditore (a destra). L'acquirente di opzioni di questa tipologia scommette sul ribasso del mercato, senza esporsi a possibili perdite, salvo l'importo del premio pagato, qualora l'andamento del mercato sia opposto⁶³. Dall'altro lato, invece, la diminuzione del premio iniziale si verifica qualora il prezzo del sottostante dovesse diminuire rispetto allo *strike*.

Il mercato delle opzioni è quello di più significativa importanza, specialmente per il settore dell'energia elettrica. Infatti, gli ingenti volumi di scambio permettono di contenere la volatilità.

Le opzioni utilizzate nel mercato dell'energia elettrica sono le cosiddette *power options*, che possono essere di due tipologie:

- Opzioni a prezzo di esercizio *fisso*: è una tipologia caratterizzata dal fatto che il detentore decide dell'esercizio ciascun giorno durante il periodo di consegna e lo *strike* è fissato all'emissione;

⁶³ “Le Opzioni: Definizione E Funzionamento - Borsa Italiana,” www.borsaitaliana.it, n.d., <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/opzioni.htm>.

- Opzioni a prezzo di esercizio *variabile*: sono simili alle precedenti, ma lo *strike* è fissato all'inizio del periodo di consegna in funzione di variabili di mercato e vale per ogni giorno di consegna.

Queste due tipologie di *power options* sono utilizzate per garantire una copertura contro gli shock estremi, tipici del mercato dell'energia elettrica e per allocare il rischio di mercato, nella misura in cui la scarsa liquidità del sottostante e il rischio non coperto ne impediscono la ricopertura⁶⁴.

Le opzioni finanziarie possono essere americane o europee, a seconda della loro modalità di esercizio: le prime possono essere esercitate in qualsiasi momento prima della scadenza, mentre le opzioni europee possono essere esercitare solamente alla scadenza. Le opzioni europee sono quelle più utilizzate nel mercato dell'energia elettrica. Le tipologie base di opzioni finanziarie tipiche del mercato elettrico illustrate fino ad ora sono anche dette *plain vanilla options*. Di seguito verranno illustrati i modelli di *Black-Scholes-Merton*, *Binomial Tree* e il Metodo *Monte Carlo* utilizzati per il *pricing* delle opzioni⁶⁵.

2.5.2.1 Il modello Black-Scholes-Merton (BSM)

La prima tipologia di modello di pricing di opzioni è il modello di *Black-Scholes-Merton* (BSM), sviluppato all'inizio degli anni 70 dagli economisti Fischer Black e Myron Scholes, prendendo come base il lavoro svolto precedentemente da Robert Merton. Due concetti fondamentali sottostanti tale modello sono l'operazione di copertura e il delta dell'opzione. Questo modello dimostra come, sotto determinate ipotesi, si possa costruire una copertura completa del proprio portafoglio di opzioni. Dunque, essendo la posizione perfettamente

⁶⁴ Andrea Roncoroni, "Strutturazione Di Derivati per La Gestione Del Rischio Nei Mercati Energetici," 2007.

⁶⁵ John C Hull, *Options, Futures, and Other Derivatives*, 11th ed. (Harlow Etc.: Pearson Educational Limited. Copyright, 2021).

coperta, ovvero senza alcun tipo di rischio, ci si aspetta che la copertura generi un tasso di rendimento privo di rischio. Di conseguenza, il *fair value* dell'opzione che garantisce l'equilibrio, è quello al quale la copertura genera il tasso di interesse *risk free*. Per analizzare il modello in maniera analitica, occorre innanzitutto capire quale processo segue il prezzo del sottostante nel tempo. Una volta definita la dinamica del sottostante, è possibile procedere alla valutazione dell'opzione.

Il prezzo del sottostante può essere descritto dall'equazione seguente:

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz$$

con μ e σ che sono parametri costanti che rappresentano rispettivamente la media e la volatilità e dz rappresenta il processo di Wiener. Questa equazione rappresenta, con una buona approssimazione, la dinamica del prezzo del sottostante.

Questa condizione è di fondamentale importanza nel modello BSM, in quanto porta alla redazione di diverse assunzioni alla base del modello stesso:

- Non è consentita alcuna possibilità di arbitraggio;
- Non sono presenti costi di transazione o tassazione;
- È escluso il pagamento di dividendi;
- La compravendita del sottostante e delle opzioni avviene nel mercato in maniera continua, in quanto il corso del titolo sottostante segue un moto geometrico browniano standard a varianza costante σ^2 ;
- Il tasso di interesse sui titoli *risk free* è deterministico e costante;
- È consentita la vendita allo scoperto, cioè la vendita di commodity o opzioni non direttamente di proprietà del venditore⁶⁶.

⁶⁶ Marco Micocci and Giovanni Batista Masala, *Manuale Di Matematica Finanziaria: Metodi E Strumenti Quantitativi per Il Risk Management*, 2022.

Considerando la formula illustrata precedentemente, è possibile definire la funzione f che rappresenta il premio dell'opzione che dipenderà sia dal prezzo del sottostante S che dal tempo t . Dall'equazione è possibile arrivare a questo risultato:

$$\Delta S = \mu S \Delta t + \sigma S \Delta z$$

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial S} \mu S + \frac{\partial f}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} \sigma^2 S^2 \right) \Delta t + \frac{\partial f}{\partial S} \sigma S \Delta z$$

Dove ΔS e Δf rappresentano le variazioni di prezzo del sottostante e del premio dell'opzione. Si può dimostrare come il termine Δz , il processo di Wiener, essendo presente sia nell'equazione della commodity che in quella del premio sulla stessa commodity, possa essere semplificato.

Dalla seconda equazione rappresentata deriva l'equazione differenziale di Black-Scholes-Merton:

$$\frac{\partial f}{\partial t} + rS \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 f}{\partial S^2} = r f$$

dove f rappresenta il premio dell'opzione call o put, S è il prezzo del sottostante, r è il tasso di interesse *risk free*, t il tempo e σ la volatilità del prezzo della commodity.

La soluzione di questa equazione differenziale porta alla formazione delle formule che costituiscono il modello BSM, per le opzioni *call*:

$$C(S, t) = S_0 N(d_1) - K e^{-rT} N(d_2)$$

e per le opzioni *put*:

$$P(S, t) = K e^{-rT} N(-d_2) - S_0 N(-d_1)$$

Le costanti d_1 e d_2 vengono formulate come:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{K}\right) + \left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}} = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

dove S_0 è il prezzo della commodity all'istante iniziale, K è lo strike price dell'opzione, r è il tasso *risk free*, σ è la volatilità del prezzo della commodity e T rappresenta la scadenza dell'opzione⁶⁷.

La funzione $N(x)$ è la funzione cumulata di una distribuzione normale standardizzata, rappresentando la probabilità che una variabile descritta da una distribuzione normale con media nulla e varianza uguale a 1 sia inferiore alla x stessa.

È fondamentale considerare come il modello BSM sia in grado di evidenziare la convenienza dell'uso di un'opzione in relazione al prezzo del sottostante. Infatti, se il prezzo del sottostante aumenta, cresce la convenienza dell'uso dell'opzione call, in quanto questa consentirebbe l'acquisto del sottostante a un prezzo inferiore rispetto a quello di mercato. Dunque, il premio di un'opzione call può essere rappresentato così:

$$C(S, t) = S_0 - Ke^{-rT}$$

mentre il premio relativo a un'opzione put sarà:

$$P(S, t) = Ke^{-rT} - S_0$$

⁶⁷ Marco Micocci and Giovanni Batista Masala, *Manuale Di Matematica Finanziaria: Metodi E Strumenti Quantitativi per Il Risk Management*, 2022.

in cui al crescere del prezzo del sottostante all’istante iniziale, il premio diminuirà sempre di più dimostrando la non convenienza dell’opzione put⁶⁸.

2.5.2.2 Il modello Binomial Tree

Un ulteriore modello utilizzato per stimare la valutazione di opzioni tipiche nel mercato elettrico è il Modello Binomiale di Cox-Ross-Rubinstein (modello CRR), comportando la costruzione di un cosiddetto “albero binomiale” (*binomial tree*). Si tratta di un albero che rappresenta le “strade” che potrebbero essere seguite dal prezzo di un sottostante, durante la vita dell’opzione stessa. L’ipotesi alla base è che il prezzo del sottostante segua una *random walk*; dunque, in ogni intervallo c’è una determinata probabilità che il prezzo del titolo aumenti o diminuisca, ad uno specifico tasso.

Il modello si basa sul cosiddetto *Lattice-Based-Model*, ovvero una tecnica usata per la valutazione di strumenti derivati, che considera un intervallo di tempo discreto, idoneo a misurare il valore di un’opzione ad ogni intervallo temporale, mostrando tutte le possibili variazioni di prezzo del sottostante durante la vita dell’opzione stessa. Dato che in tale modello sono assunti intervalli di tempo discreti, come menzionato in precedenza, la particolarità risiede nel fatto che la volatilità viene incorporata nel processo di *pricing* delle opzioni, a differenza del modello di *Black-Scholes-Merton*, dove viene considerata una costante. In aggiunta, il modello ipotizza che il processo di sviluppo del prezzo non sia continuo, bensì venga descritto nel discreto tramite una distribuzione binomiale. Dal punto di vista temporale, sono presenti due modelli: il modello *uniperiodale* e il modello *multiperiodale*.⁶⁹

⁶⁸ John C Hull, *Options, Futures, and Other Derivatives*, 11th ed. (Harlow Etc.: Pearson Educational Limited. Copyright, 2021).

⁶⁹ Claudio Pacati, “Elementi Di Teoria Delle Opzioni E Dei Contratti Derivati” (Università degli Studi di Siena, n.d.).

Analizzando il modello uniperiodale, si supponga di avere un determinato sottostante S , ad uno specifico istante di valutazione t . Il valore del sottostante alla scadenza viene indicato con T e il modello studia un fenomeno dicotomico, ovvero la presenza di due scenari. Indicando due fattori di montante con u e d , sono possibili due scenari (uno *up*, ovvero vantaggioso e uno *down*, ovvero svantaggioso):

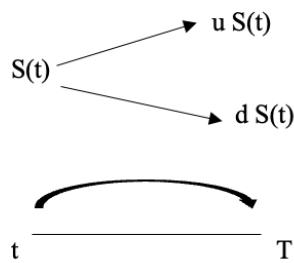
1. $S(T)=u*S(t)$, se verrà realizzato un rendimento dato da u ;
2. $S(T)=d*S(t)$, se verrà realizzato un rendimento dato da d .

Si supponga, inoltre, che $S(t)>0$ e che $0<=d<u$, sottolineando come il primo scenario sia più conveniente per il portatore del sottostante.

Queste supposizioni possono essere rappresentate graficamente in questo modo (Immagine 7):

Immagine 7: evoluzione binomiale moltiplicativa su un periodo del valore del sottostante.

Fonte: Claudio Pacati, “Elementi Di Teoria Delle Opzioni E Dei Contratti Derivati” (Università degli Studi di Siena).



A livello matematico, il caso uniperiodale può essere spiegato con il *teorema di valutazione del derivato su un periodo*, secondo cui il derivato può essere replicato da un portafoglio con una certa quantità Δ di quote del sottostante e da una quantità B di quote del sottostante a cedola nulla unitaria, che scade in T :

$$\Delta = \frac{Du - Dd}{(u - d)S(t)}$$

$$B = \frac{uDd - dDu}{(u - d)}$$

Il valore all'istante t del derivato è uguale al valore in t del portafoglio replicante:

$$D(T) = \Delta S(T) + Bv(t, T)$$

Dove:

- $D(T)$ rappresenta il valore del portafoglio replicante all'istante T ;
- $\Delta S(T)$ rappresenta la posizione nel sottostante;
- $Bv(t, T)$ è il valore attualizzato di un investimento privo di rischio.

Da ciò si possono fare un'importante considerazione, ovvero il fatto che il prezzo del derivato non dipende dalla probabilità del presentarsi di nessuno dei due scenari, in quanto il prezzo del derivato dipenderà solo dalle due determinazioni di $S(T)$, che dipendono dai montanti di u e d .

Analizzando il caso multi periodale, invece, è necessario che nell'arco temporale da t a T non sia possibile solo un'evoluzione della struttura del sottostante, bensì più evoluzioni; dunque, è necessario dividere l'arco temporale in diversi intervalli⁷⁰. Come mostrato nell'immagine 8, l'intervallo verrà suddiviso in diversi archi di tempo della stessa ampiezza.

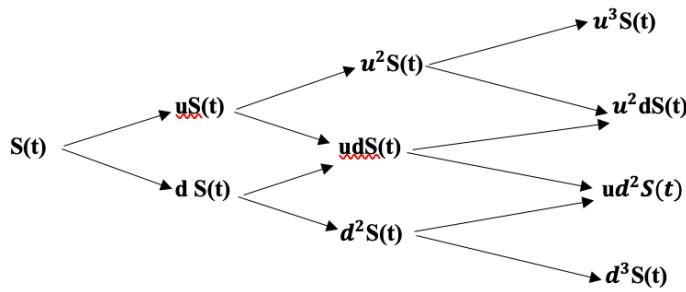
Immagine 8: analisi multiperiodale. Fonte: Claudio Pacati, "Elementi Di Teoria Delle Opzioni E Dei Contratti Derivati" (Università degli Studi di Siena).



⁷⁰ Marco Micocci and Giovanni Batista Masala, *Manuale Di Matematica Finanziaria: Metodi E Strumenti Quantitativi per Il Risk Management*, 2022.

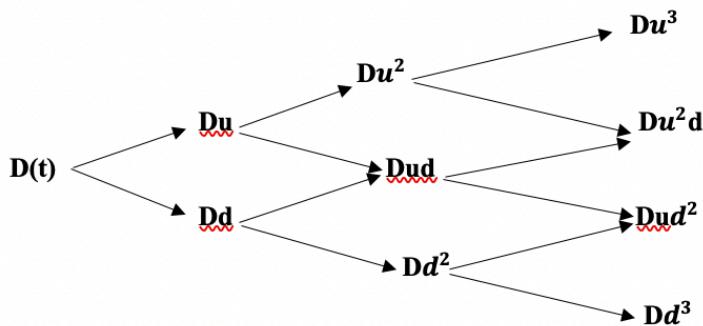
Si ipotizzi per semplicità che il montante $m(t, T)$ sia costante lungo l'arco temporale. Da ciò deriva il fatto che in ogni sotto-intervallo si realizza un caso uniperiodale visto in precedenza, portando alla creazione di un diagramma ad albero, come rappresentato dall'immagine 9⁷¹:

Immagine 9: analisi multi periodale



Inoltre, si rappresenti l'evoluzione dell'albero binomiale del titolo derivato (Immagine 10):

Immagine 10: evoluzione albero binomiale del titolo derivato



L'idea importante del caso multi periodale è che si procede tramite il processo *backward induction*, secondo cui si parte dal valore dell'opzione a T per poi risalire utilizzando le probabilità *risk free* q e $1-q$, procedendo all'attualizzazione dell'opzione durante ogni

⁷¹ Claudio Pacati, "Elementi Di Teoria Delle Opzioni E Dei Contratti Derivati" (Università degli Studi di Siena, n.d.).

periodo. Prendendo in considerazione l'aspettativa neutrale al rischio E_t , il valore del derivato in un sotto-intervallo è dato da:

$$D_t = E_t * [D(t + \tau)v(t + \tau, T)]$$

I valori del derivato negli scenari *up* e *down* spiegati in precedenza, prendendo in considerazione due periodi, sono:

$$D_u = qDu^2 + (1 - q)Dud$$

$$D_d = qDud + (1 - q)Dd^2$$

Risolvendo per il valore attuale:

$$D(t) = [q^2Du^2 + 2q(1 - q)Dud + (1 - q)^2Dd^2]v(t, T)$$

Dunque, il caso multi periodale porta a considerare n sottoperiodi. Da questo punto di vista, la distribuzione di probabilità binomiale porterà a:

$$D(t) = \sum_{k=0}^n \binom{n}{k} q^k (1 - q)^{(n-k)} Du^k d^{(n-k)} v(t - T)$$

Dove:

- $q^k (1 - q)^{(n-k)}$ rappresenta la probabilità di trovarsi in un determinato sotto-intervallo k ;
- $Du^k d^{(n-k)}$ rappresenta il *payoff* dello scenario in questione.

2.5.2.3 Il Metodo Monte Carlo

Il metodo Monte Carlo comprende una serie di modelli di simulazione numerici, per ottenere una soluzione approssimata accettabile nel *pricing* di opzioni. L'utilizzo della simulazione Monte Carlo per la valutazione del prezzo di un'opzione consiste nell'individuare possibili strade per il prezzo del sottostante e sfruttare l'assunzione di operare in un ambiente neutrale al rischio, in modo da ricavare il valore dell'opzione come media attualizzata dei *payoff*.

Facendo riferimento ad un'opzione europea, tipica dei mercati elettrici, i metodi Monte Carlo prevedono diversi *steps*:

- Generazione dei sentieri per i prezzi del sottostante S a scadenza T:

$$S_{i,T} = S_t e^{\left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right)(T-t) + \sigma\sqrt{(T-t)}\varepsilon_i}$$

Dove ε è un numero casuale proveniente da una distribuzione normale standardizzata e r è il tasso privo di rischio;

- Calcolo dei *payoff* ottenuti:

$$C_{i,T} = \max[S_{i,T} - X, 0]$$

dove X è il prezzo d'esercizio;

- Attualizzazione della media dei *payoff* ottenuti:

$$C_{t,MC} = e^{-r(T-t)} E(C_T),$$

dove:

$$E(C_T) = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \max [0, S_{i,T} - X]$$

Dunque, i metodi Monte Carlo stimano il valore dell'opzione andando a calcolare una media campionaria degli M *payoff* attualizzati. Inoltre, ricordando il *teorema del limite centrale*, al divergere del numero delle traiettorie M , $E(C_T)$ attualizzato tende a una distribuzione normale con media $C(t)$ e varianza $\frac{\eta^2}{\sqrt{M}}$, dove η indica la varianza della variabile casuale *payoff*⁷². È necessario sottolineare che il teorema del limite centrale è valido solo nel caso di variabili casuali indipendenti e identicamente distribuite. Si possono ricavare degli intervalli di confidenza e verificare come l'errore della stima sia proporzionale a $\frac{\eta}{\sqrt{M}}$ e non dipenda dalla dimensionalità del problema. Dunque, in modo da ottenere una stima più precisa, è necessario aumentare il numero delle simulazioni in modo quadratico.

È interessante considerare come alla base di questa tipologia di metodi ci sia ε , che viene scelto in maniera puramente casuale. Con riferimento alla valutazione di opzioni, la simulazione Monte Carlo è adatta alle opzioni di tipo europeo, tipiche del mercato elettrico.

2.5.3 Gli Swap

Gli *Swap* sono contratti multi periodali per lo scambio di flussi di pagamento futuri; a seconda delle attese del cliente, si scambiano i tassi di cambio, di interesse oppure i prezzi di una *commodity*, chiedendo di avere ad esempio un valore fisso, dando indietro in contemporanea quello variabile alla controparte. Per lo *swap*, che è tipicamente un contratto OTC, è presente il rischio di *default* della controparte⁷³. È molto interessante

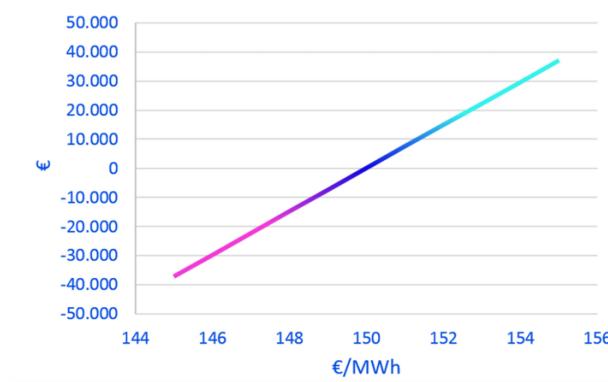
⁷² Roberto Casarin and Michele Gobbo, “Metodi Monte Carlo per La Valutazione Di Opzioni Finanziarie,” 2002.

⁷³ Chiara Oldani, *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali* (FrancoAngeli, 2012).

come nel mercato dell'energia elettrica sia possibile utilizzare gli *swap* per fissare il prezzo dell'energia. Infatti, una delle controparti promette all'altra di pagare un determinato prezzo fisso a fronte della ricezione del prezzo variabile.

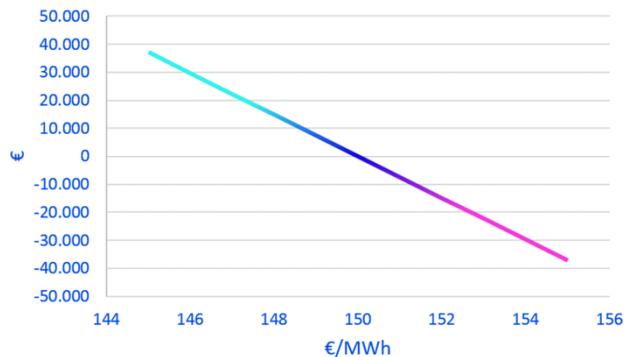
Di seguito verranno descritti gli scenari di acquisto e, successivamente, di vendita di contratti *Swap*.

Immagine 11: acquisto di uno *Swap*. Fonte: “Swap Power,” Enel.com, 2025,
<https://globaltrading.enel.com/it/prodotti-strumenti-finanziari/swap-power>.



L'immagine 11 rappresenta la situazione in cui avviene l'acquisto di uno *Swap*. In questo caso, il contratto ha un valore maggiore all'aumentare del prezzo del sottostante sul mercato. In caso di riduzione dei prezzi, si verificherà una perdita proporzionale alla differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo di acquisto.

Immagine 12: vendita di uno *Swap*. Fonte: “Swap Power,” Enel.com, 2025, <https://globaltrading.enel.com/it/prodotti-strumenti-finanziari/swap-power>.



Nel caso evidenziato dall’immagine 12, invece, si verifica l’azione opposta, ovvero la vendita di uno *Swap*. In questo caso, il contratto ha un valore maggiore al diminuire del prezzo del sottostante a mercato. In caso di aumento di prezzi, si avrà una perdita proporzionale alla differenza tra prezzo di mercato e prezzo di vendita⁷⁴.

2.6 Conclusione

L’analisi dei modelli di pricing e della gestione del rischio nel mercato dell’energia elettrica rileva quanto sia complesso studiare questo settore. La natura dell’energia elettrica come prodotto che non può essere immagazzinato e che richiede un consumo immediato al momento della produzione, rende questo settore altamente volatile e imprevedibile. Tuttavia, ciò non esclude il fatto che l’andamento del mercato in questione sia influenzato anche da condizioni legate alla stagionalità e alle fluttuazioni di domanda.

⁷⁴ “Swap Power,” Enel.com, 2025, <https://globaltrading.enel.com/it/prodotti-strumenti-finanziari/swap-power>.

In questo capitolo sono stati studiati diversi modelli matematici avanzati per cercare di prevedere nella maniera più accurata possibile le variazioni dei prezzi e i salti di questi.

Basti ricordare modelli come *GARCH* con salti oppure il modello di *Geman e Roncoroni* che, nonostante la loro complessità, riescono a studiare e prevedere in maniera sufficientemente efficace l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica.

Successivamente l'attenzione si è spostata sui principali strumenti per la gestione del rischio in un mercato così imprevedibile, sia dal punto di vista delle strategie aziendali, come l'integrazione verticale e la diversificazione, sia dal punto di vista degli strumenti derivati, come *forwards, futures, options e swaps*. In maniera più approfondita, sono stati studiati i principali modelli di *pricing* delle opzioni, come il modello di *Black-Scholes-Merton*, il modello *Binomial Tree* e il metodo *Monte Carlo*.

Per concludere, la gestione del rischio nel mercato dell'energia elettrica richiede costanti innovazioni a livello finanziario e un conseguente monitoraggio continuo delle dinamiche di mercato per porre in essere le strategie di copertura più efficaci.

3. L'IMPATTO DEL CONFLITTO RUSSO-UCRAINO SUL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

3.1. Introduzione

Questo capitolo ha l'obiettivo principale di analizzare il panorama energetico italiano durante il conflitto russo-ucraino. Innanzitutto, viene definita la dipendenza da parte del settore energetico italiano nei confronti della Russia, per poi notare come le fonti di gas russe fossero essenziali per la formazione dell'energia elettrica e del prezzo a livello europeo e, dunque, italiano. È necessario studiare anche la situazione a livello delle fonti rinnovabili e come non fossero del tutto sfruttate, sia a livello italiano che a livello europeo, concentrandosi anche sul calcolo matematico del LCOE, ovvero del costo livellato dell'elettricità, per vedere come il prezzo dell'energia elettrica in Italia fosse aumentato in maniera esponenziale rispetto ad altri paesi europei, proprio a causa del mancato uso delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Per concludere, vengono evidenziate anche alcune tra le riforme attuate per arginare la dipendenza energetica nei confronti della Federazione Russa e altre proposte di riforma non ancora messe in atto.

3.2. La dipendenza del settore energetico italiano dalla Russia

In modo da spiegare in maniera esauriente le condizioni del mercato energetico italiano all'emergere del conflitto Russo-ucraino, è essenziale riassumere la situazione di forte dipendenza da parte dell'Italia nei confronti della Federazione Russa.

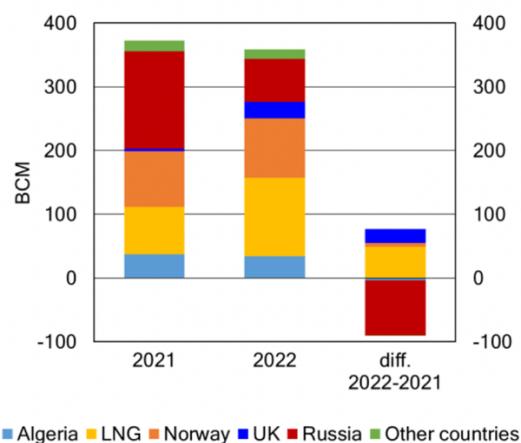
Il 24 febbraio del 2022, l'esercito della Russia ha invaso l'Ucraina, attaccando Kiev e le altre zone di confine con la Russia stessa. Successivamente, i governi occidentali, tra cui

l’Unione Europea, hanno stabilito sanzioni a livello economico contro la Russia, supportando l’Ucraina.

Con l’insorgere del conflitto, ovviamente, si sono verificate conseguenze notevolmente dannose a livello energetico, a causa della forte dipendenza nei confronti della Russia e delle sue risorse energetiche antecedentemente all’invasione. Tra i paesi danneggiati si ritrova l’Italia⁷⁵.

Secondo il Report redatto dalla Banca d’Italia al termine del 2023, intitolato *The European energy crisis and the consequences for the global natural gas market*⁷⁶, nel 2021 la Federazione Russa era il fornitore principale per l’Italia, arrivando a coprire il 38% delle importazioni totali a livello europeo. Questo rendeva l’Italia un paese notevolmente vulnerabile a livello energetico. Nell’immagine successiva viene analizzata la situazione durante il conflitto Russo-ucraino dal punto di vista delle importazioni del gas.

Immagine 1: importazioni di gas in Europa per paese d’origine, espresse in miliardi di metri cubi (BCM). Fonte: Eurostat.



⁷⁵ Fabio Fossati, “L’evoluzione Del Conflitto in Ucraina E Le Proposte Di Risoluzione” (Università Di Trieste, 2022).

⁷⁶ Simone Emiliozzi, Fabrizio Ferriani, and Andrea Gazzani, “The European Energy Crisis and the Consequences for the Global Natural Gas Market” (Banca d’Italia, December 2023).

L'immagine 1 rappresenta uno studio svolto tramite l'Eurostat⁷⁷ che mostra la variazione netta tra i due anni 2022-2021. Infatti, il colore rosso sta a identificare le importazioni totali nei paesi europei da parte della Russia. In questo caso, viene rappresentata la variazione netta delle importazioni rispetto all'anno precedente, con una forte riduzione di queste da parte della Federazione russa.

È interessante osservare come si sia verificato anche un aumento del gas naturale liquefatto (LNG), in modo da compensare la perdita di importazioni da parte della Russia. Ovviamente, come si vedrà successivamente, gli altri colori rappresentano importazioni a livello europeo da parte di altri paesi e sono in positivo, in quanto si è cercato di dipendere sempre meno dal gas russo, specialmente durante il conflitto.

L'invasione russa ha causato un forte calo nel consumo di energia per unità di prodotto e la conseguente sostituzione del gas con altre fonti di energia, con lo spostamento delle fonti di approvvigionamento di gas verso altri paesi. Nello specifico, le importazioni dalla Russia sono diminuite da 30 miliardi di metri cubi nel 2019 a 2,9 miliardi nel 2023. Tra questi paesi è presente l'Italia, per cui l'allora Presidente del Consiglio Mario Draghi si pose come obiettivo l'azzeramento delle importazioni entro il secondo semestre del 2024. Tuttavia, questo obiettivo è stato raggiunto solo parzialmente⁷⁸.

3.2.1. Il gas russo come fonte principale di produzione di elettricità

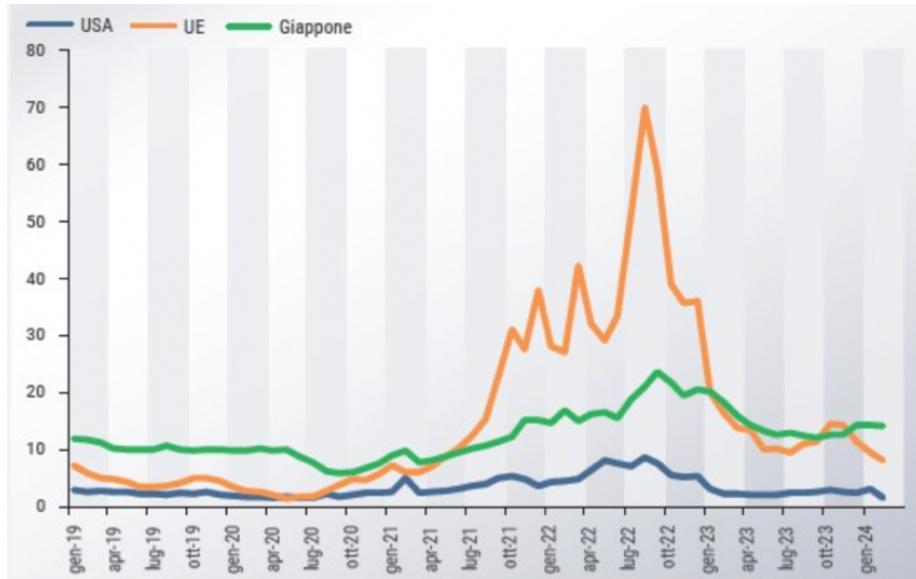
Come detto in precedenza, il gas è uno dei principali fattori per la formazione del prezzo dell'elettricità, specialmente in Italia. Con la crisi energetica causata dal conflitto Russo-

⁷⁷ Eurostat, "Eurostat," Europa.eu, 2022, <https://ec.europa.eu/eurostat>.

⁷⁸ Carlo Cottarelli and Leoluca Virgadamo, "Quasi Azzerato L'import Di Gas Russo" (Osservatorio Sui Conti Pubblici Italiani (OCPI), March 7, 2024).

ucraino, il prezzo del gas è aumentato drasticamente nell'Unione Europea, come viene mostrato nel grafico sottostante (Immagine 2).

Immagine 2: andamento del prezzo del gas USA, UE e Giappone (www.confindustria.it)



L'immagine 2 rappresenta l'aumento esorbitante del prezzo del gas nell'Unione Europea, notevolmente maggiore rispetto al prezzo negli Stati Uniti e in Giappone. Dal grafico si può notare come il prezzo medio del gas dell'UE nel 2022 sia arrivato a \$40,3, mostrando un enorme aumento del 740% rispetto al 2019, mentre per gli Stati Uniti si è verificato comunque un aumento ma meno ingente rispetto a quello europeo e lo stesso vale per il Giappone.

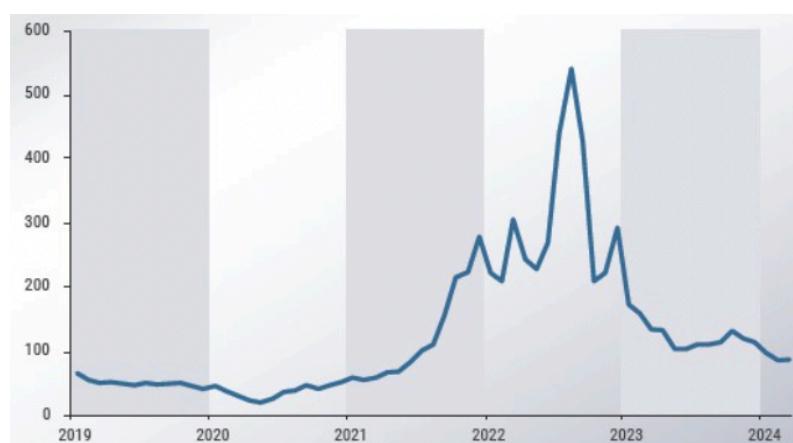
Questo incremento ha generato per l'Italia, nel 2022, un aumento del prezzo dell'energia elettrica in quanto, come detto precedentemente, il gas naturale era la maggiore fonte di produzione dell'elettricità per l'Italia. Nonostante si sia verificato un aumento dell'uso

delle fonti energetiche rinnovabili, come verrà analizzato in seguito, ancora nel 2023 si è evidenziata una sostanziale staticità nell'uso di queste⁷⁹.

3.3. L'andamento del prezzo dell'energia elettrica durante il conflitto

Per spiegare la situazione italiana del mercato energetico, nello specifico di quello elettrico, bisogna sottolineare il fatto che la formazione del prezzo dell'energia elettrica dipende fortemente dal prezzo del gas e della CO₂. Infatti, i prezzi dell'elettricità all'ingrosso sono determinati nelle Borse Elettriche nazionali, come il PUN per l'Italia. Di seguito (Immagine 3) viene rappresentato l'andamento del PUN tra il 2019 e il 2024, secondo i dati del GME.

Immagine 3: PUN 2019-2024. Fonte: www.confindustria.it

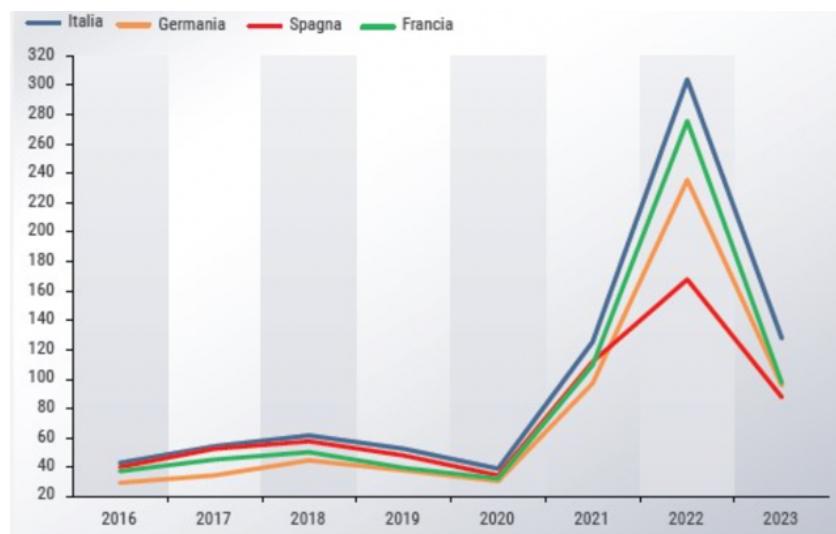


Dall'Immagine 3 è possibile identificare come il PUN abbia raggiunto un picco storico nel 2022, raggiungendo un valore pari a 543 €/MWh, dovuto alla volatilità del prezzo del gas a seguito dello scoppio del conflitto.

⁷⁹ Alessandro Fontana and Ciro Rapacciulo, “Tassi, PNRR, Superbonus, Energia: Che Succederà Alla Crescita Italiana? Primavera 2024” (Confindustria, 2024).

Successivamente, il valore è diminuito nel 2024, rimanendo comunque al di sopra della media registrata nel 2019. Questo fattore è comunque visibile anche a livello europeo (Immagine 4).

Immagine 4: Prezzi delle borse elettriche nazionali in Europa. Fonte: www.confindustria.it



Osservando l'immagine 4 e, comparando le medie annue del prezzo dell'elettricità dell'Italia, della Germania, della Spagna e della Francia, il prezzo medio italiano primeggia, essendo il più alto. Le dinamiche generali sono risultate più o meno simili in tutti i paesi analizzati, eppure l'Italia registra un valore medio pari a 304 €/MWh nel 2022, notevolmente più alto rispetto alle altre borse elettriche⁸⁰.

⁸⁰ Alessandro Fontana and Ciro Rapacciulo, “Tassi, PNRR, Superbonus, Energia: Che Succederà Alla Crescita Italiana? Primavera 2024” (Confindustria, 2024).

3.3.1. Limiti del meccanismo di formazione del prezzo dell'elettricità e l'importanza delle rinnovabili. Il LCOE

Come analizzato nel primo capitolo, il PUN si forma nella Borsa Elettrica e questo meccanismo di formazione vale anche per gli altri paesi europei. Dal punto di vista del mercato elettrico, infatti, il PUN risulta notevolmente maggiore rispetto ai prezzi presso altre Borse Elettriche. Il meccanismo di formazione del PUN è quello del *system marginal pricing*, come menzionato nel primo capitolo. In aggiunta, il prezzo dell'energia elettrica è fortemente influenzato dal prezzo del gas, che agisce come fonte residuale. Da ciò deriva il fatto che il PUN è basato sul calcolo del costo marginale del gas. È possibile identificare questa tipologia di dipendenza da parte del costo marginale dell'elettricità come il “costo marginale di produrre energia tramite gas”. Inoltre, le fonti rinnovabili presentano un ruolo di significativa importanza, in quanto sono utilizzate molto per produrre energia. Tuttavia, in Italia il ricorso alle fonti rinnovabili non è per nulla ampio, andando così a produrre la maggior parte dell'elettricità tramite l'uso del gas. Con lo scoppio del conflitto Russo-ucraino e con la forte diminuzione di esportazioni di gas da parte della Federazione Russa, il prezzo dell'elettricità ha subito un ingente aumento rispetto ad altri paesi europei che fanno un maggiore uso di rinnovabili. Per cercare di spiegare ciò, dunque, è necessario andare ad effettuare delle analisi delle varie fonti di elettricità, tramite una misura utile, ovvero il *Levelized cost of electricity* (LCOE).

Il LCOE viene calcolato eguagliando i costi medi attualizzati e la remunerazione fissa dell'energia elettrica e del calore prodotti, calcolati sulla vita utile dell'impianto specifico.

Il calcolo viene effettuato in questo modo:

$$\sum_{t=0}^n \frac{P_{MWh} * MWh}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{(Invest_t + O\&M_t + Costi\ combustibile_t + Costi\ CO2_t + Costi\ decommissioning_t)}{(1+r)^t}$$

In cui:

- P_{MWh} indica la remunerazione per 1 MWh di elettricità;
- MWh è l'energia prodotta ogni anno;
- r è il tasso di attualizzazione;
- $Invest_t$ rappresenta i costi di investimento all'anno t ;
- $O\&M_t$ indica i costi di funzionamento e manutenzione all'anno t .

Siccome P_{MWh} è un dato medio costante, è possibile metterlo in evidenza dalla sommatoria alla sinistra del segno “=” e si arriva all'equazione di calcolo:

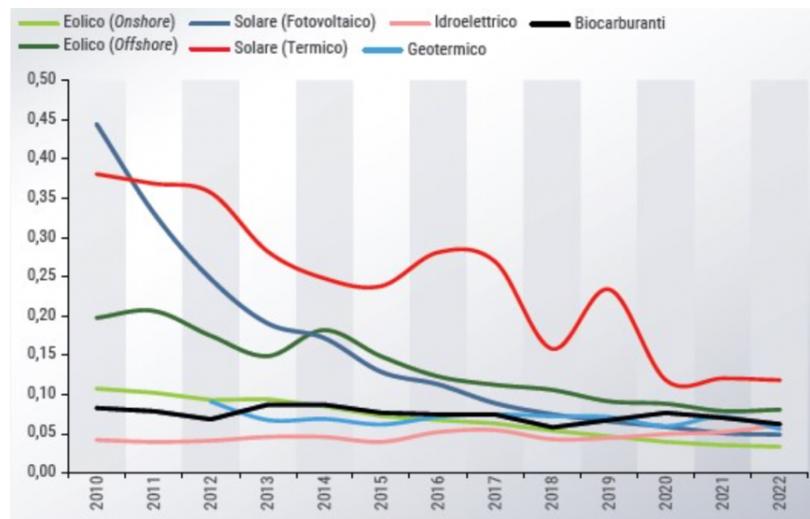
$$P_{MWh} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(Invest_t + O\&M_t + Costi combustibile_t + Costi CO2_t + Costi decommissioning_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{MWh}{(1+r)^t}}$$

In questa equazione finale, P_{MWh} indica il *Levelized cost of electricity*⁸¹. Dunque, il LCOE si basa sul calcolo del ricavo medio per unità di elettricità generata, necessario per coprire i costi dell'impianto durante la sua vita utile.

Confindustria ha analizzato l'andamento del LCOE delle tecnologie rinnovabili a livello globale, come può essere notato nel grafico successivo (Immagine 5).

⁸¹ Carmen Valli, “Costi Della Generazione Elettrica: Sintesi Delle Attività Internazionali E Nuove Metriche Di Valutazione Delle Tecnologie ” (RSE (Ricerca Sistema Energetico), December 2020).

Immagine 5: LCOE per tipo di tecnologia. www.confindustria.it

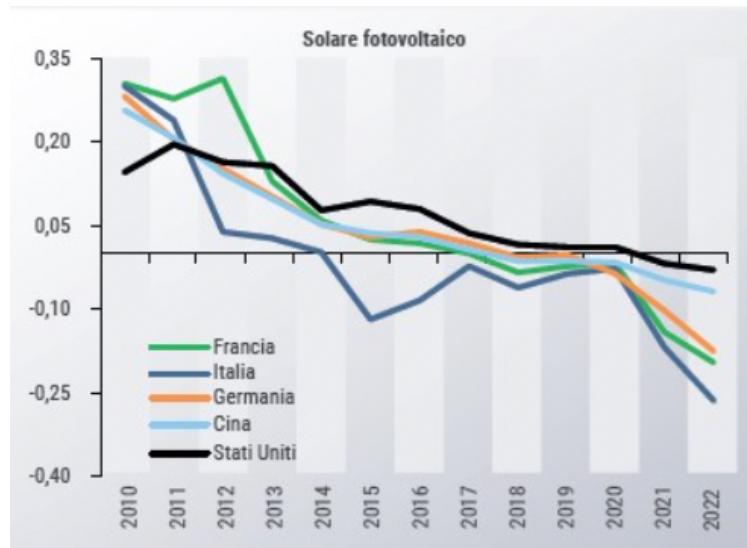


Il grafico nell'immagine 5 rappresenta il LCOE per tipo di tecnologia a livello globale, mostrando come questo dato delle tecnologie rinnovabili sia in forte calo a livello globale, specialmente per l'energia solare fotovoltaica⁸².

Nello specifico, nel confronto tra i paesi riguardo il LCOE delle fonti, si nota come l'Italia abbia un vantaggio competitivo, sia nei confronti dei principali competitor europei, sia nei confronti di Cina e USA. Questo perché al diminuire del differenziale, aumenta la competitività degli impianti delle fonti rinnovabili. Questo differenziale è aumentato nel 2022, a causa del forte aumento del prezzo del gas, rendendo le fonti rinnovabili sempre più competitive, come dimostrato dal grafico dell'immagine 6, il quale prende come esempio il solare fotovoltaico.

⁸² Alessandro Fontana and Ciro Rapacciulo, “Tassi, PNRR, Superbonus, Energia: Che Succederà Alla Crescita Italiana? Primavera 2024” (Confindustria, 2024).

Immagine 6: competitività delle fonti rinnovabili in confronto alle fonti fossili (\$/KWh). Fonte: www.confindustria.it



3.4. Riforme poste in atto a livello energetico per fronteggiare il conflitto Russo-Ucraino

Subito dopo l'inizio del conflitto, a livello nazionale ed europeo sono state adottate numerose misure con molteplici obiettivi. Innanzitutto, come studiato fino ad ora, uno degli obiettivi principali è stato quello della diversificazione della provenienza del gas importato, cercando di assicurare un elevato riempimento degli stoccati. Inoltre, si è cercato di potenziare la produzione di energia a livello nazionale, aumentando la capacità di rigassificazione tramite la costruzione di ulteriori strutture, riducendo anche i consumi di gas ed energia elettrica attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione stessa di energia. In aggiunta, si è cercato di studiare meccanismi volti a contenere il prezzo del gas, anche attraverso l'introduzione di un *price cap*.

Già nel 2022 l'Italia è riuscita a ridurre al 19% circa la dipendenza dal gas russo e al calo della domanda del gas per uso domestico si è aggiunta la riduzione dell'uso da parte di industrie energivore. A livello dell'Unione Europea, invece, la percentuale di

importazioni da parte della Federazione Russa è fortemente diminuita, passando dal 40% nel 2021 all'8% nel 2023⁸³.

Già a partire da marzo 2022, la Commissione UE ha attuato un nuovo Quadro normativo per fronteggiare gli effetti economici negativi, in modo da diffondere in maniera efficace ed efficiente gli aiuti di stato. Il Quadro è stato aggiornato diverse volte, anche a maggio 2024. In aggiunta, per affrontare conseguenze negative, è stato prorogato fino al 2026 il regolamento n.651 del 2014⁸⁴, facente parte della categoria *General Block Exemption Regulation*, i cui aggiornamenti consistono nell'incremento del sostegno nei confronti del settore ambientale ed energetico, cercando di incentivare l'utilizzo di fonti rinnovabili. Inoltre, si è trovato l'accordo per cui non si necessitano autorizzazioni per attuare politiche e misure volte alla stabilizzazione del prezzo dell'energia. Di seguito, verrà analizzata la principale riforma posta in atto da parte dei leader dell'UE per fronteggiare la dipendenza energetica nei confronti della Federazione russa⁸⁵ e, successivamente, verrà spiegato il “Piano Mattei” proposto dall’Italia, atto alla diversificazione delle fonti di energia.

3.4.1. Il REPowerEU

Nel marzo 2022, i principali leader dell’Unione Europea si sono posti l’obiettivo di ridurre il più possibile la dipendenza dalle importazioni di gas, petrolio e carbone russi. I presupposti principali erano quelli di ridurre esponenzialmente la dipendenza dai combustibili fossili, diversificando allo stesso tempo gli approvvigionamenti, e accelerare

⁸³ European Council, “Energy Prices and Security of Supply,” www.consilium.europa.eu, March 31, 2023, <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>.

⁸⁴ “Commissione Europea, Regolamento (UE) N. 651/2014, Gazzetta Ufficiale Dell’Unione Europea, L 187/1, 26 Giugno 2014.,” n.d.

⁸⁵ “Politiche per La Sicurezza Energetica” (Camera Dei Deputati Servizio Studi, November 25, 2024).

lo sviluppo ed il conseguente utilizzo delle energie rinnovabili. Inoltre, si è puntato sul miglioramento della connessione tra le reti europee dell'elettricità e del gas, promuovendo la circolarità.

Per cercare di raggiungere gli obiettivi posti, la Commissione ha proposto il piano *REPowerEU* a maggio del 2022. Il piano enfatizza l'obiettivo principale di riduzione della dipendenza energetica mediante l'incremento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili in modo da aumentare l'efficienza energetica. Gli Stati Membri, infatti, sono stati invitati a introdurre misure di diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas, utilizzando gas naturale, coerentemente con lo scenario di decarbonizzazione al 2050. Si è deciso, inoltre, di introdurre iniziative legate al *REPowerEU* nei PNRR degli Stati Membri. Ad agosto 2023 il Governo Italiano ha presentato alla Commissione diverse modifiche nel PNRR, che rientrassero nell'argomento del *REPowerEU* fornendo un budget di €2.76 miliardi come fondo di allocazione per ricorrere alle misure di riduzione della dipendenza energetica nei confronti della Russia⁸⁶. Il capitolo riservato a questo contesto prevede 5 riforme e 17 investimenti.

Di seguito vengono riportate le cinque riforme poste in atto⁸⁷.

- *Semplificazione delle procedure autorizzative per le energie rinnovabili a livello centrale e locale:* si prevede l'adozione di un Testo unico in cui vengono raccolte tutte le norme che trattano la realizzazione di impianti caratterizzati dalla produzione energetica da solo fonti rinnovabili;

⁸⁶ “NextGenerationEU: Italy Submits Request to Revise Its Recovery and Resilience Plan and Add a REPowerEU Chapter,” August 7, 2023.

⁸⁷ “REPowerEU” (Camera Dei Deputati Servizio Studi, March 15, 2024).

- *Ridurre le sovvenzioni dannose per l'ambiente*: con questa riforma si ha l'obiettivo di ridurre le sovvenzioni dannose per l'ambiente presenti nel “Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi”;
- *Riduzione dei costi di connessione degli impianti per la produzione di biometano*: riforma che ha l'obiettivo di facilitare l'introduzione degli impianti di produzione di biometano nella rete energetica nazionale;
- *Mitigazione del rischio finanziario associato ai contratti PPA⁸⁸ da fonti rinnovabili*: viene istituito un insieme di garanzie per mitigare il rischio finanziario legato ai contratti PPA, per cui si rinvia al paragrafo 3.5.1.;
- *Piano Nuove Competenze Transizioni*: riforma proposta per rendere operativi gli strumenti di contrasto allo squilibrio tra domanda e offerta di competenze.

Come detto precedentemente sono stati effettuati anche una serie di investimenti che hanno lo scopo di migliorare le infrastrutture e gli impianti energetici, in modo da garantire una maggiore prontezza per la sicurezza dell'approvvigionamento.

Nello specifico, tre investimenti porteranno a un maggiore efficientamento dell'infrastruttura della rete elettrica, mentre un investimento concerne il potenziamento e la digitalizzazione della rete di trasmissione nazionale. In aggiunta, sono presenti ulteriori investimenti riservati alla realizzazione di uno strumento a sostegno delle imprese private che investono nella produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili, a un sostegno della transizione del sistema produttivo verso un modello di produzione efficiente a livello energetico, al sostegno di progetti di ricerca per facilitare il recupero e il riciclaggio delle materie prime critiche e a un intervento formativo pilota

⁸⁸ Power Purchase Agreements

per lo sviluppo delle competenze per la *Green Transition*. Oltre a questi investimenti ve ne sono altri, rafforzativi di investimenti precedenti.

3.4.2. Il Piano Mattei

Il cosiddetto “Piano Mattei”, trova le sue origini nella visione di Enrico Mattei, fondatore di ENI, secondo cui ci si pone l’obiettivo di diversificare il più possibile le fonti di approvvigionamento energetico, attraverso una stretta cooperazione tra i Paesi dell’Africa e l’Italia.

Il suddetto piano è stato avviato il 16 novembre 2023 tramite l’entrata in vigore del D.L. n.161/2023⁸⁹, per poi essere convertito in legge ed entrato definitivamente in vigore nel 2024. Consiste in un vero e proprio piano strategico, per realizzare un’interrelazione tra Italia e Stati africani e si concentra su una serie di argomenti, tra cui il settore energetico. Nel Piano sono delineati degli interventi atti allo sviluppo dell’utilizzo di tecnologie applicate all’energia, attraverso la realizzazione di centri di innovazione per garantire una continua interconnessione con i Paesi africani. I principali Paesi target per il Piano Mattei sono: Algeria, Camerun, Costa d’Avorio, Egitto, Etiopia, Kenya, Libia, Marocco, Mozambico, Repubblica del Congo, Ruanda, Sud Africa, Tunisia⁹⁰ (Immagine 7).

⁸⁹ “Italia, Decreto-Legge 16 Novembre 2023, N. 161, Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, N. 267, 15 Novembre 2023.” (2023).

⁹⁰ “Piano Mattei Ricerca E Alta Formazione | Ministero Dell’Università E Della Ricerca,” www.mur.gov.it, n.d., <https://www.mur.gov.it/it/piano-mattei-ricerca-e-alta-formazione>.

Immagine 7: Paesi Target “Piano Mattei”. Fonte: MUR

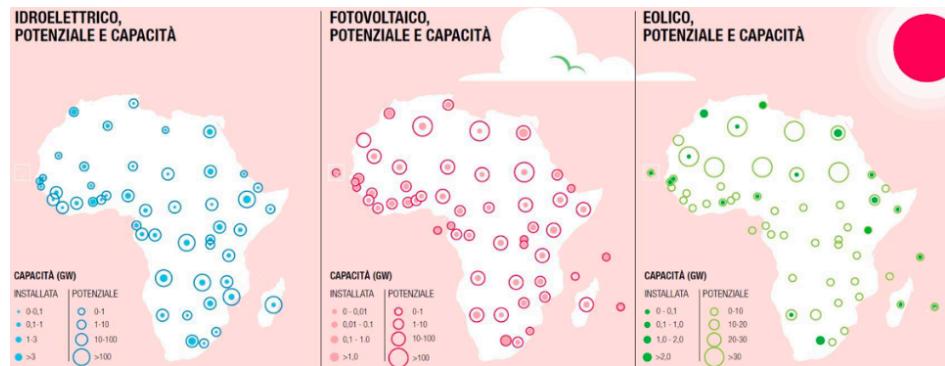


Il Piano Mattei è stato istituito per attuare azioni concrete in sei settori principali, ovvero sanità, istruzione e formazione, agricoltura, acqua, energia, ed infrastrutture. In questa sede ci si concentrerà esclusivamente su tutto ciò che riguarda il settore dell’energia e il suo piano di diversificazione delle fonti.

L’accesso all’energia in Africa è uno degli obiettivi principali del Piano, il quale cerca di collaborare con le Nazioni del Continente africano per valorizzare le risorse presenti, in modo da garantire un maggiore sviluppo economico. Infatti, si cerca di promuovere sia il raggiungimento dell’energia a basso costo, sia di rispettare l’ambiente cercando di mantenere forte il pilastro della sostenibilità. Il Continente africano presenta un’ingente quantità di potenziale energetico, essenziale per la trasformazione del settore stesso. Un esempio è il potenziale dell’energia solare che rappresenta il 60% circa del totale globale, oppure l’eolico che ha un potenziale *onshore* di oltre 250 volte l’attuale fabbisogno complessivo di energia elettrica nel continente. In aggiunta a questo, si sta verificando una riduzione dei costi dell’energia idroelettrica e geotermica, rendendole un punto di forza nell’ambito dell’accessibilità e della realizzazione di fonti rinnovabili.

Nell'Immagine 8 viene analizzata in maniera molto dettagliata la situazione energetica in Africa e il grande potenziale di energia rinnovabile che può essere utilizzato per produrre energia di questo tipo, mantenendo anche la sostenibilità ambientale.

Immagine 8: Potenziale di energia rinnovabile in Africa e capacità installata. Fonte: "Piano strategico Italia-Africa (MUR)"



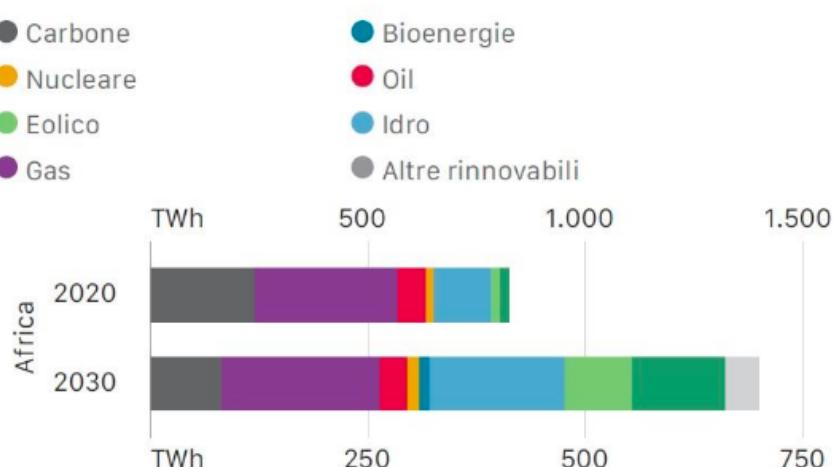
L'immagine 8 rappresenta il potenziale di energia rinnovabile in Africa e la capacità installata. Vengono prese in considerazione tre tipologie di fonti di energia: idroelettrica, fotovoltaica ed eolica. Dall'immagine si può facilmente notare come il continente abbia un notevole potenziale di energia rinnovabile, ma la capacità installata è assai inferiore, aumentando così la necessità di investimenti per sfruttare le fonti rinnovabili al meglio. Bisogna sottolineare, tuttavia, come l'Africa sia un continente caratterizzato da alti tassi di popolazione senza pieno accesso all'elettricità e presenti anche un mix elettrico tra carbone e prodotti petroliferi elevato. Dunque, è essenziale procedere in maniera pragmatica alla transizione energetica.

Da questo punto di vista, secondo il Piano Mattei, il gas naturale sarà di grande importanza, in quanto è la fonte fossile con minori emissioni nella produzione di energia

elettrica e, dunque, può sostituire l'utilizzo del carbone, usufruendo contemporaneamente di fonti rinnovabili.

Di seguito (Immagine 9), verranno rappresentati i risultati attesi riguardanti la generazione di energia elettrica per fonte, attuando il Piano Mattei per il 2030⁹¹.

Immagine 9: “Generazione di Energia Elettrica per fonte”. Piano Mattei (www.governo.it)



L'immagine 9 rappresenta un confronto tra le tipologie di fonti di energia utilizzate nel 2020 e quelle che ci si auspica vengano usate entro il 2030, grazie all'attuazione del Piano Mattei. Nello specifico, l'utilizzo del carbone verrà ridotto per favorire l'impiego di energia eolica, idroelettrica ed altre rinnovabili.

Per comprendere meglio il ruolo che avrà l'Italia, di seguito verranno passati in rassegna i principali progetti già programmati e avviati. Uno degli interventi strategici fondamentali è la realizzazione dell'interconnessione elettrica “ELMED” Italia-Tunisia, che consiste in un elettrodotto tra Europa e Nord Africa di circa 220 Km. Un ulteriore

⁹¹ “Piano Mattei,” 2023, https://www.governo.it/sites/governo.it/files/Piano_strategico_Italia-Africa_Piano_Mattei.pdf.

intervento è la realizzazione del “Corridoio H2 Sud” per il trasporto di idrogeno dal Nord Africa verso l’Europa.

Riguardo lo sviluppo sostenibile, invece, vi è il ricorso al Fondo Italiano per il Clima, uno strumento pubblico nazionale per raggiungere gli obiettivi nell’ambito degli accordi internazionali sul clima e sull’ambiente.

In questa situazione, per concludere, sarà fondamentale sostenere il Continente africano nel collocare l’uso di risorse energetiche nazionali al centro degli obiettivi di accesso all’energia e dello sviluppo dei propri piani nazionali, in modo da aumentare gli investimenti nella realizzazione di ingenti quantità di energia pulita⁹².

3.5. Proposte di riforma per l’indipendenza del prezzo dell’elettricità dal gas

Di seguito verrà studiata un’importante proposta di riforma per l’aumento dell’indipendenza del prezzo dell’energia dal gas russo e per fronteggiare la crisi causata dal conflitto: il MAVER, una piattaforma ideata per lavorare in concomitanza con il *Power Purchase Agreement*.

3.5.1. Il PPA e il MAVER

In questi ultimi anni è aumentato il divario tra la necessità di una transizione rinnovabile e la capacità del modello attuale di assicurare un’adeguata integrazione di ingenti volumi di energia *green*. Per questa motivazione e per il clima turbolento causato dal conflitto Russo-ucraino, si è cercato e si sta cercando tutt’ora di spingere il mercato elettrico

⁹² “Piano Mattei,” 2023, https://www.governo.it/sites/governo.it/files/Piano_strategico_Italia-Africa_Piano_Mattei.pdf.

italiano verso una situazione che garantisca i vantaggi della transizione energetica e che protegga i consumatori da improvvisi aumenti dei costi energetici, come quello del gas.

Già a partire dal 2019, con l'entrata in vigore del primo decreto FER (Decreto FER 1), ci si è posti l'obiettivo di sostenere la produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili, mirando a garantire la costruzione di impianti per una potenza complessiva di 8000 MW⁹³.

A seguito del suddetto decreto, si è proceduto negli anni alla creazione di proposte come il *Power Purchase Agreement*⁹⁴ che consiste in un contratto di Lungo Termine di energia elettrica da fonti rinnovabili, con prezzo e durata già definiti (dai 3 ai 20 anni), tramite il quale un produttore, ovvero *seller*, vende energia elettrica rinnovabile ad un *buyer*. Questa tipologia di contratti permette di stabilizzare i prezzi di acquisto dell'energia elettrica, cercando di contenere nella maniera migliore la volatilità nel mercato, consentendo allo stesso tempo una pianificazione dei costi relativi all'energia più efficiente e contribuendo al raggiungimento degli obiettivi nazionali riguardanti il consumo finale di fonti rinnovabili.

Sono presenti tre tipologie di modelli PPA:

- *PPA fisico-on site*: secondo cui l'impianto viene realizzato in una zona vicina alla struttura e l'energia elettrica viene consumata direttamente al prezzo concordato nel contratto;
- *PPA Fisico-Sleeved*: secondo cui l'impianto viene costruito in una zona non necessariamente vicina alla struttura da rifornire e l'energia viene immessa nella rete e consegnata al prezzo concordato;

⁹³ Pierpaolo Mastromarini et al., “Alert Decreto FER 1 ,” 2019.

⁹⁴ PPA

- *PPA Financial*: l'impianto è delocalizzato e l'energia viene immessa a prezzi di mercato, andando successivamente a decidere sulle eventuali compensazioni oltre al prezzo fisso stabilito nel PPA⁹⁵.

In modo da passare dai meccanismi delle aste FER, ovvero modalità di asta partecipate dalla sola generazione, con remunerazione *pay-as-produced*⁹⁶, alla piattaforma PPA, è fondamentale introdurre una nuova tipologia di mercato transitorio che prende il nome di “Mercato di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile”⁹⁷. Esso consiste in una tipologia di strumento in grado di raggiungere determinati obiettivi. Innanzitutto, è un mercato in grado di introdurre i principi di funzionamento determinati dalla piattaforma PPA analizzata in precedenza e si basa sulla presenza di:

- Contratti di lungo termine di nuove rinnovabili coerenti con i profili di consumo;
- Partecipazione della domanda nella fase di acquisto di energia;
- Prezzi correlati al costo reale delle fonti energetiche rinnovabili, ovvero il LCOE.

Il MAVER si articola su base zonale con contingenti fissati dall'ARERA e da Terna, fornendo così segnali di prezzo locazionali grazie alla sua base zonale. È importante sottolineare come per facilitare lo sviluppo di questa piattaforma, i grandi operatori potrebbero svolgere dal lato dell'acquisto un ruolo di *market maker*, offrendo agli altri operatori condizioni di bancabilità simili alle aste delle fonti di energia rinnovabile, grazie

⁹⁵ Annalisa Ciatti, “Power Purchase Agreement” (GSE, 2023).

⁹⁶ Con questo termine si intende il fatto che i produttori di energia vengono remunerati sulla base dell'energia effettivamente messa in rete, senza prendere in considerazione tariffe fisse.

⁹⁷ MAVER

anche all’azione del GSE come controparte⁹⁸. Come evidenziato in precedenza, la piattaforma MAVER prevede a regime una piattaforma centrale che si basa sul PPA, consentendo di assicurare indicazioni di prezzo di medio-lungo termine basati sul LCOE⁹⁹ delle fonti rinnovabili. Sia il MAVER che la Piattaforma PPA sono affiancati dal mercato *time shift*, il quale permette di fornire i profili di energia negoziati tramite strumenti di flessibilità, come le batterie¹⁰⁰. I prodotti che verranno scambiati sul mercato *time shift* dovranno presentare un approccio di medio-lungo termine in modo da assicurare coerenza dei prodotti scambiati sul MAVER, fornendo il necessario per favorire l’attuazione dei progetti rinnovabili. In aggiunta, queste tre piattaforme hanno il principale obiettivo di offrire prodotti che vadano a stimolare l’interesse sia dei produttori che dei consumatori, ottimizzando lo scambio di energia rinnovabile.

È essenziale ricordare, tuttavia, che nella fase iniziale dello sviluppo della piattaforma MAVER si prevede di mantenere il sistema ad aste GSE¹⁰¹, in modo da mantenersi in linea con i *target* nazionali, ottenendo i vantaggi di economicità, stabilità e sostenibilità delle rinnovabili e cercando di raggiungere sufficiente liquidità in modo da introdurre la piattaforma PPA, la quale permetterà di scambiare l’energia secondo l’idea di libero mercato, per qualsiasi capacità.

⁹⁸ “Proposta Di Riforma Del Mercato Elettrico Italiano” (Confindustria, July 2022).

⁹⁹ *Levelized Cost of Energy*

¹⁰⁰ “La Proposta Di Confindustria Sulla Riforma Del Mercato Elettrico. - Confindustria Firenze,” Confindustria Firenze, December 19, 2022, <https://www.confindustriafirenze.it/la-proposta-di-confindustria-sulla-riforma-del-mercato-elettrico/>.

¹⁰¹ *Pay-as-produced*.

3.5.1.1. Fissazione e determinazione del prezzo nel MAVER

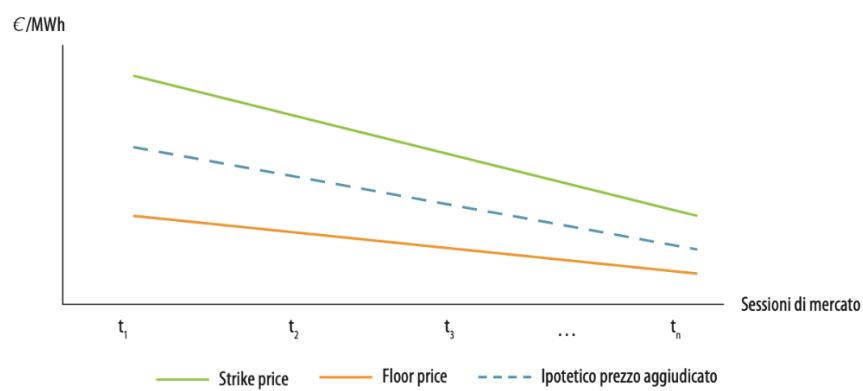
Il MAVER segue disposizioni di carattere concorrenziale, cercando di ridurre la volatilità dei prezzi nel mercato, assicurando anche un ritorno sull'investimento adeguato, tramite la fissazione di determinati limiti di prezzo.

Per determinare il prezzo in questa tipologia di mercato, si prevede di decidere i suddetti limiti prima di ogni sessione MAVER, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica¹⁰². Questi prevedono l'introduzione di un prezzo massimo e di uno minimo validi sia per il lato dell'offerta che per quello della domanda.

Il prezzo massimo, o *strike price*, considera le evoluzioni dei costi di investimento e il LCOE, analizzando anche il costo opportunità del produttore.

Il prezzo minimo, o *floor price*, tiene in considerazione il LCOE, il costo della flessibilità e il ritorno minimo sull'investimento per il produttore. Tutte queste informazioni possono essere riassunte nel grafico sottostante (Immagine 10), dove la linea tratteggiata indica un possibile prezzo aggiudicato, compreso tra lo *strike price* (linea verde) e il *floor price* (linea arancione).

Immagine 10: evoluzione indicativa dello *strike price* e del *floor price* (“Proposta Di Riforma Del Mercato Elettrico Italiano”, Confindustria).



¹⁰² MASE

La partecipazione al MAVER è consentita esclusivamente a soggetti qualificati, sia dal lato della domanda che dal lato dell'offerta. Il GSE raccoglie le offerte di vendita e acquisto e ne definisce l'ordine per importanza. Le offerte presenti sul MAVER devono tenere conto del costo necessario per permettere la generazione di un impianto FER compatibile con il profilo standard contrattualizzato, ovvero gli strumenti capaci di stimolare lo sviluppo di risorse che permettono di integrare le fonti energetiche rinnovabili sostenendo un costo ed un impatto minori sul sistema¹⁰³.

3.6. Conclusione

Il presente capitolo ha passato in rassegna innanzitutto il panorama geopolitico causato dall'insorgere del conflitto Russo-ucraino, per poi andare a concentrare l'attenzione sulla situazione del mercato energetico italiano. Successivamente sono state evidenziate le ripercussioni sul mercato dell'energia elettrica a seguito dell'aumento repentino del prezzo del gas, fattore che ha danneggiato fortemente l'Italia, la quale è sempre stata sotto il "controllo elettrico" da parte della Federazione Russa, evidenziando anche l'andamento del prezzo sia del gas che dell'elettricità in Italia e facendo un confronto con altri paesi europei.

In aggiunta, si è ritenuto necessario effettuare un'analisi quantitativa delle fonti di energia elettrica, prendendo in considerazione il LCOE.

In secondo luogo, sono state presentate le riforme attuate per fronteggiare le forti ripercussioni causate dal conflitto e per aumentare l'autonomia energetica dell'Italia, ovvero il *REPowerEU* e il Piano Mattei e, successivamente, le proposte di riforma, basate

¹⁰³ "Proposta Di Riforma Del Mercato Elettrico Italiano" (Confindustria, July 2022).

sull'istituzione del mercato transitorio MAVER, tramite l'utilizzo dei contratti PPA, in modo da aumentare e da rendere più efficiente l'uso delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili).

CONCLUSIONE

Il presente elaborato ha avuto modo di studiare analiticamente il funzionamento del mercato dell'energia elettrica in Italia, i modelli di *pricing*, i conseguenti meccanismi per la formazione del prezzo dell'elettricità in un mercato soggetto a una forte volatilità e quali sono i principali strumenti per la gestione del rischio. Gli effetti della volatilità vengono accentuati anche dal contesto geopolitico in forte cambiamento a causa della presenza di conflitti, come quello Russo-ucraino.

Più specificatamente, in primo luogo è stata evidenziata la forte complessità del mercato elettrico, dimostrata dalla rete articolata di attori e dalle tipologie di segmenti di commercio dell'energia elettrica che agiscono al suo interno. A seguito dell'inizio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico sancito dal D.lgs. 79/99, infatti, l'obiettivo principale degli attori presenti all'interno era quello di garantire la piena competitività e trasparenza, ponendo in primo piano l'efficienza e la sicurezza del mercato.

L'indice di riferimento che guida i meccanismi di compravendita all'interno del mercato dell'energia elettrica italiano è il Prezzo Unico Nazionale (PUN), che si basa sull'equilibrio tra domanda e offerta tramite un'analisi dal punto di vista della fascia oraria e della zona di riferimento. Tramite lo studio di questo indicatore è stato possibile evidenziare come fattori stagionali, climatici e geopolitici potessero condizionare la formazione del prezzo, talvolta in maniera molto rapida ed improvvisa.

Il secondo capitolo ha avuto l'obiettivo di rendere chiari i modelli di *pricing* attraverso cui si sono potute dimostrare le ingenti differenze tra il mercato elettrico e altri mercati di *commodities*: l'impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica e il necessario bisogno di trovare l'equilibrio tra produzione e consumo, in quanto l'energia elettrica appena

prodotta viene immediatamente consumata. Queste peculiarità provocano un forte aumento della volatilità, generando a loro volta *spikes*.

In aggiunta a questo, l'elaborato ha avuto modo di analizzare diversi modelli matematici, partendo dai più elementari a tempo discreto come il modello Autoregressivo di ordine 1¹⁰⁴, ai modelli più complessi e sofisticati come il modello *GARCH*, *Jump-GARCH* e i modelli a tempo continuo come il modello *Ornstein-Uhlenbeck* e il modello di *Geman* e *Roncoroni*. Di quest'ultimo, seppur molto complesso da rappresentare senza strumenti e *database* sofisticati, è stata svolta un'analisi con Excel, evidenziando il PUN giornaliero di gennaio 2025 (€/MWh), il trend stimato e gli *spikes* improvvisi.

Come ribadito in precedenza, il mercato dell'energia elettrica è esposto ad una forte volatilità. Per questa motivazione è stata analizzata una componente fondamentale per operare nel mercato: la gestione del rischio. Il presente elaborato, infatti, ha evidenziato come i rischi di *commodity*, di cambio, operativo, di tasso di interesse e di liquidità, abbiano una posizione dominante nel mercato elettrico, promuovendo così l'uso di strumenti derivati, come *futures*, *forwards*, *swaps* e *options*, in modo da assicurare una gestione efficace delle diverse tipologie di rischio. Più nello specifico, si sono voluti analizzare i modelli quantitativi più utilizzati per il *pricing* delle opzioni: il modello di *Black-Scholes-Merton*, il modello *Binomial Tree* e il Metodo *Monte Carlo*.

Il terzo capitolo di questo elaborato ha dimostrato come la componente geopolitica, rappresentata dal conflitto Russo-Ucraino, sia stata un fattore caratterizzante gli improvvisi cambiamenti nel mercato dell'energia elettrica, a causa della forte dipendenza da parte dell'Italia nei confronti del mercato energetico russo. Ora il fine maggiore è quello di diventare sempre più indipendenti nel settore energetico, cercando di investire

¹⁰⁴ *Pure Diffusion Model*

in maniera continua nella sicurezza energetica e nella diversificazione delle fonti, usufruendo anche delle fonti rinnovabili.

Per concludere, al giorno d'oggi è fondamentale conoscere tutte le sfaccettature economiche di un ecosistema così dinamico ed altamente volatile, non solo da parte degli attori al suo interno, bensì anche da parte dei consumatori finali e dei legislatori, i quali stanno acquisendo posizioni sempre più importanti.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- Alberizzi , Andrea . “Il Mercato Infragiornaliero.” RSE (Ricerca Sistema Energetico), February 2024.
- Arera.it. “Arera: Fine Tutela Elettricità: Cosa Fare?,” 2024.
<https://www.arera.it/consumatori/fine-tutela-ele>.
- Autorità Di Regolazione per Energia Reti E Ambiente (ARERA). Deliberazione 25 Maggio 2021, n. 218/2021/R/EEL. Disposizioni per L’attuazione Del Coupling Unico Del Mercato Elettrico infragiornaliero. Pubblicato Sul Sito Ufficiale ARERA, www.arera.it. (n.d.).
- “Banca d’Italia. Nuove Disposizioni Di Vigilanza Prudenziale per Le Banche. Circolare N. 263 Del 27 Dicembre 2006. Roma: Banca d’Italia, 2006.
<Https://Www.bancaditalia.it>,” n.d.
- Benth, Fred Espen , Rüdiger Kiesel, and Anna Nazarova. “A Critical Empirical Study of Three Electricity Spot Price Models,” 2012.
- Casarin, Roberto, and Michele Gobbo. “Metodi Monte Carlo per La Valutazione Di Opzioni Finanziarie ,” 2002.
- Ciatti, Annalisa. “Power Purchase Agreement.” GSE, 2023.
- Coase, R. H. “The Nature of the Firm.” *Economica* 4, no. 16 (November 1937): 386. <https://doi.org/10.2307/2626876>.
- “Commissione Europea, Regolamento (UE) N. 651/2014, Gazzetta Ufficiale Dell’Unione Europea, L 187/1, 26 Giugno 2014.,” n.d.
- Confindustria Firenze. “La Proposta Di Confindustria Sulla Riforma Del Mercato Elettrico. Confindustria Firenze,” December 19, 2022.

<https://www.confindustriafirenze.it/la-proposta-di-confindustria-sulla-riforma-del-mercato-elettrico/>.

- “Considerazioni Sui Contratti Finanziari Derivati per Il Mercato Dell’energia Elettrica in Italia.” Rapporto CESI, 2001.
- Consilium. “Il Consiglio Adotta Formalmente Misure Di Emergenza per Ridurre I Prezzi Dell’energia,” 2022. <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2022/10/06/council-formally-adopts-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>.
- Cottarelli, Carlo , and Leoluca Virgadamo. “Quasi Azzerato L’import Di Gas Russo.” Osservatorio Sui Conti Pubblici Italiani (OCPI), March 7, 2024.
- CUCURACHI, Antonio. *Nella Giungla Del Mercato Libero: Una Guida Agile per Capire Le Bollette Di Luce E Gas, Confrontare Le Offerte E Risparmiare*. Youcanprint, 2024.
- Davò, Federica. “Il Mercato Del Giorno Prima .” RSE (Ricerca Sistema Energetico), January 2024.
- De Filpo, Biagio, and Stefano Besseghini. “Testo Integrato Della Disciplina Del Mercato Elettrico.” *Www.arera.it*. GME , 2022.
- E. Blasizza. *Ambiente 2024. Manuale Normo-Tecnico*, 2024.
- Emiliozzi, Simone , Fabrizio Ferriani, and Andrea Gazzani. “The European Energy Crisis and the Consequences for the Global Natural Gas Market.” Banca d’Italia, December 2023.
- Enel.com. “Risk Management,” 2023.
<https://beyondreporting.enel.com/rfa/strategia-del-gruppo-e-gestione-del-rieschio/risk-management>.

- Enel.com. “Swap Power,” 2025. <https://globaltrading.enel.com/it/prodotti-strumenti-finanziari/swap-power>.
- Escribano, Álvaro, Juan Ignacio Peña, and Pablo Villaplana. “MODELING ELECTRICITY PRICES: INTERNATIONAL EVIDENCE.” Universidad Carlos III De Madrid, 2002.
- European Council. “Energy Prices and Security of Supply.” www.consilium.europa.eu, March 31, 2023. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>.
- Eurostat. “Eurostat.” Europa.eu, 2022. <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- Eydeland, Alexander, and Krzysztof Wolyniec. *Energy and Power Risk Management*. John Wiley & Sons, 2003.
- Fontana, Alessandro, and Ciro Rapacciulo. “Tassi, PNRR, Superbonus, Energia: Che Succederà Alla Crescita Italiana? Primavera 2024.” Confindustria, 2024.
- Fossati, Fabio. “L’evoluzione Del Conflitto in Ucraina E Le Proposte Di Risoluzione.” Università Di Trieste, 2022.
- Geman, Hélyette, and Andrea Roncoroni. “Understanding the Fine Structure of Electricity Prices.” The University of Chicago Press, 2006.
- GME . “Disposizione Tecnica Di Funzionamento N. 04 Rev. 10 ME .” www.mercatoelettrico.org, n.d.
- “Governo Della Repubblica Italiana. Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, N. 79. Attuazione Della Direttiva 96/92/CE Recante Norme Comuni per Il Mercato Interno Dell’energia Elettrica. Pubblicato Nella Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, Serie Generale, N. 75, 31 Marzo 1999.,” n.d.

- Grimm, Veronika , Alexander Martin, Martin Schmidt, Martin Weibelzahl, and Gregor Zottl. “Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes,” 2016.
- Gugliotta, Agata , and Gian Paolo Repetto. “VOLATILITA’ DEI PREZZI SUI MERCATI DEL GAS: DAI MINIMI DEL 2020 AGLI ATTUALI RIALZI,” 2021.
- Hull, John C. *Options, Futures, and Other Derivatives*. 11th ed. Harlow Etc.: Pearson Educational Limited. Copyright, 2021.
- International Energy Agency. “Energy Security.” IEA, 2023.
<https://www.iea.org/topics/energy-security>.
- Italia, Decreto-Legge 16 Novembre 2023, n. 161, Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, n. 267, 15 Novembre 2023. (2023).
- Lo Bianco, Nino. *La Guida Del Sole 24 Ore al Management Dell’energia. Mercato E Catena Del Valore, Modelli Di Business, Sistemi Di Gestione E Normative*. Edited by Carlo M. Capé and Fabio Sampek , 2011.
- M.Benini, A. Venturini, and M.Marracci. “Volatilità Del Prezzo Spot Dell’energia Elettrica: Definizione, Fattori Incidenti E Quantificazione Nei Principali Mercati.,” November 30, 2001.
- Mastromarini, Pierpaolo , Simone Cadeddu, Michele Arruzzolo, Enrico Maria Curti, Daniele Pompei, and Jacopo Nardelli. “Alert Decreto FER 1 ,” 2019.
- Mercatoelettrico.org. “Mercato a Pronti (MPE),” 2019.
<https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti#MGP>.

- Mercatoelettrico.org. “Mercato a Pronti (MPE),” 2019.
<https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MPE-Mercato-a-pronti#MI>.
- Mercatoelettrico.org. “Mercato a Termine (MTE),” 2024.
<https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/Mercato-Elettrico/MTE-Mercato-a-termine>.
- Mercatoelettrico.org. “Organizzazione,” 2019.
<https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/SocietaTrasparente/Organizzazione>.
- Mercatoelettrico.org. “PUN,” 2024. <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricita/MGP/Esiti/PUN>.
- Micocci, Marco, and Giovanni Batista Masala. *Manuale Di Matematica Finanziaria: Metodi E Strumenti Quantitativi per Il Risk Management*, 2022.
- “NextGenerationEU: Italy Submits Request to Revise Its Recovery and Resilience Plan and Add a REPowerEU Chapter,” August 7, 2023.
- Nicolini, Gianni. “Gli Strumenti Finanziari Derivati.” Università Di Roma Tor Vergata, 2012.
- Oldani, Chiara. *Derivati Ed Energia: La Gestione Dei Nuovi Rischi Globali*. FrancoAngeli, 2012.
- Pacati, Claudio . “Elementi Di Teoria Delle Opzioni E Dei Contratti Derivati.” Università degli Studi di Siena, n.d.
- “Piano Mattei,” 2023.
https://www.governo.it/sites/governo.it/files/Piano_strategico_Italia-Africa_Piano_Mattei.pdf.

- “Politiche per La Sicurezza Energetica.” Camera Dei Deputati Servizio Studi, November 25, 2024.
- “Proposta Di Riforma Del Mercato Elettrico Italiano.” Confindustria, July 2022.
- Redazione di Rainews. “Energia, Si Chiude l’Era Del Mercato Tutelato: In Vigore Da Oggi Il Servizio a Tutele Graduali.” RaiNews, July 2024.
<https://www.rainews.it/articoli/2024/07/energia-elettrica-si-chiude-lera-del-mercato-tutelato-da-oggi-entra-in-vigore-il-servizio-a-tutele-graduali-733cce18-1b0b-4074-8292-29a1b33a9ba4.html>.
- Renò, Roberto. “I Prezzi Dell’energia Elettrica: Proprietà E Modelli.” Università Di Siena , November 28, 2006.
- “REPowerEU.” Camera Dei Deputati Servizio Studi, March 15, 2024.
- Roncoroni, Andrea . “Strutturazione Di Derivati per La Gestione Del Rischio Nei Mercati Energetici,” 2007.
- Serra, Imma. “Il Mercato per Il Servizio Di Dispacciamento.” RSE (Ricerca Sistema Energetico), March 2024.
- “Vademecum Borsa Elettrica.” *Mercatoelettrico.org*, 2009.
<https://www.mercatoelettrico.org/Portals/0/Documents/it-it/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>.
- Valli, Carmen. “Costi Della Generazione Elettrica: Sintesi Delle Attività Internazionali E Nuove Metriche Di Valutazione Delle Tecnologie .” RSE (Ricerca Sistema Energetico), December 2020.
- Weron , Rafal . “Heavy Tails and Electricity Prices.” Hugo Steinhaus Center for Stochastic Methods, Institute of Mathematics and Computer Science, Wrocław University of Technology, 50-370 Wrocław, Poland , 2005.

- www.borsaitaliana.it. “Che Cosa Sono I Contratti Forward - Borsa Italiana,” n.d.
<https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/forward-179.htm>.
- www.borsaitaliana.it. “Future - Glossario Finanziario - Borsa Italiana,” n.d.
<https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/future.html>.
- www.borsaitaliana.it. “Le Opzioni: Definizione E Funzionamento - Borsa Italiana,” n.d. <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/opzioni.htm>.
- www.consob.it. “I Derivati,” n.d. <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>.
- www.mur.gov.it. “Piano Mattei Ricerca E Alta Formazione | Ministero Dell’Università E Della Ricerca,” n.d. <https://www.mur.gov.it/it/piano-mattei-ricerca-e-alta-formazione>.