

Prezzo del petrolio:
l'impatto delle variabili geopolitiche
sull'andamento del WTI

Prof. Vincenzo Candila

RELATORE

Federico Bonfitto 271991

CANDIDATO

Indice

1	Cos'è il petrolio	5
1.1	Il petrolio	5
1.1.1	La formazione	5
1.1.2	Il suo utilizzo	5
1.2	Storia del petrolio	6
1.2.1	Nell'antichità	6
1.2.2	L'inizio dello sfruttamento intensivo	6
1.2.3	Il periodo delle Due Guerre Mondiali	7
1.2.4	Le "Sette Sorelle"	7
1.2.5	La nascita dell'OPEC	7
1.2.6	Gli shock petroliferi	8
1.2.7	La guerra del Golfo	9
1.2.8	La crisi del 2008	9
1.2.9	Il conflitto russo-ucraino	10
1.2.10	La rivoluzione green	10
1.3	Brent e WTI	12
1.3.1	Spread Brent-WTI	12
2	Le variabili	14
2.1	Le variabili scelte	14
2.2	Il prezzo del WTI	16
2.2.1	ADF Test	17
2.2.2	AR(1) rendimenti WTI	18
2.2.3	AR(2) rendimenti WTI	19
2.2.4	AR(3) rendimenti WTI	20
2.2.5	Criteri d'informazione	21
2.3	Il GeoPolitical Risk Index	23
2.3.1	GPR Index Mondiale	23
2.3.2	GPR Index USA	26
2.4	EPU Index USA	27
2.4.1	Metodologia di costruzione dell'indice	27
2.4.2	Analisi grafica dell'indice	28
2.4.3	ADF test sull'EPU	29
2.5	Autoregressive Distributed Lag	29
2.6	Effetti causali dinamici nei modelli economici	30
2.6.1	Modelli a ritardi distribuiti	30
2.6.2	Due tipi di esogeneità	30
2.6.3	Moltiplicatori dinamici	31
3	I modelli stimati	33
3.1	GPR Index Mondiale	33
3.1.1	DL(1)	33
3.1.2	DL(2)	33
3.1.3	DL(3)	33
3.2	GPR Index USA	35

3.2.1	DL(1)	35
3.2.2	DL(2)	35
3.2.3	DL(3)	35
3.3	EPU Index USA	36
3.3.1	DL(1)	36
3.3.2	DL(2)	36
3.3.3	DL(3)	37
3.4	Impatto del WTI sugli indicatori economici	39
3.4.1	Rendimento prezzo della benzina	39
3.4.2	Rendimento prezzo del gas	40
3.5	Conclusioni	41
4	Codice R Studio	42

Introduzione

La presente tesi di laurea analizza le interazioni tra i prezzi del petrolio e variabili economiche e geopolitiche significative attraverso l'uso di modelli econometrici. L'analisi si concentra in particolare sul West Texas Intermediate (WTI), un benchmark fondamentale del mercato petrolifero. Nell'ambito di questo studio, l'analisi dell'influenza degli eventi geopolitici sui prezzi del petrolio è fondamentale, come dettagliatamente esplorato nel lavoro di Massimo Ferrari Minesso, Marie-Sophie Lappe e Denise Rößler. La loro ricerca [1], pubblicata nel Bollettino Economico della BCE del 2023, approfondisce la relazione tra i cambiamenti geopolitici e le variazioni dei prezzi del Brent, focalizzandosi sul contesto europeo. Gli autori evidenziano la mancanza di una correlazione diretta tra eventi geopolitici e le fluttuazioni dei prezzi del petrolio, mostrando una varietà di reazioni del mercato a eventi come attacchi terroristici o conflitti militari. Nella presente tesi si esplorerà se simili dinamiche influenzino anche il West Texas Intermediate (WTI) e il mercato petrolifero americano.

Nel primo capitolo, si fornisce un'introduzione al petrolio, delineando le sue caratteristiche fondamentali, la storia e l'evoluzione del suo ruolo nell'economia globale. Questo capitolo stabilisce una solida comprensione di base del petrolio come commodity critica e delle sue fluttuazioni di prezzo nel contesto storico e geopolitico.

Il secondo capitolo presenta le basi teoriche per gli strumenti econometrici utilizzati, introducendo i modelli Autoregressive Distributed Lag (ADL) e le variabili chiave. Vengono spiegate le proprietà dei modelli ADL che permettono di analizzare le relazioni temporali e le dipendenze tra serie storiche di dati economici. Le variabili selezionate per l'analisi, inclusi il prezzo del WTI, l'indice di rischio geopolitico (GPR) mondiale e americano e l'indice di incertezza politica economica (EPU), sono presentate con dettaglio per illustrarne il significato e la rilevanza.

Il capitolo 3 avanza nell'analisi pratica, dove mediante l'uso di RStudio, vengono stimati i modelli ADL per esaminare come le fluttuazioni nel prezzo del WTI vengano influenzate dalle variabili geopolitiche. Inoltre, viene anche esaminato come il prezzo del petrolio influenzi variabili economiche come i tassi di interesse della Federal Reserve, il prezzo della benzina e il prezzo del gas naturale.

L'approccio adottato in questa tesi, che combina teoria economica, analisi statistica econometrica e considerazioni geopolitiche, offre una prospettiva ricca e variegata su come i movimenti di prezzo del WTI possano essere sia un indicatore che un motore di cambiamenti economici globali. Attraverso l'analisi che verrà condotta, questa tesi si propone di arricchire la comprensione delle complesse interazioni tra mercati energetici e stabilità economica.

1 Cos'è il petrolio

1.1 Il petrolio

Il termine petrolio ha origini tardo latine, *petroleum*, che assume il significato di "olio di roccia"

1.1.1 La formazione

Il petrolio si forma dopo milioni di anni attraverso un lungo processo il quale inizia con i resti di piccoli organismi marini come alghe, protozoi e piccoli animali che si depositano sul fondo dell'oceano. Invece di decomporsi velocemente, anche a causa della scarsa presenza di ossigeno, sempre più sedimenti li seppelliscono lentamente nel corso del tempo.

Negli anni, i resti sepolti vengono spinti più in profondità nella crosta terrestre man mano che altri sedimenti si accumulano al di sopra di essi. Lì, l'aumento di calore e pressione agisce su di loro e in queste condizioni, trasforma i resti in una sostanza chiamata Kerogene da cui si sviluppa il petrolio.

Infine, gli idrocarburi si accumulano all'interno dei pori e delle fratture di alcune rocce, comunemente chiamate rocce serbatoio, dove vengono raccolti in quantità commercialmente sfruttabili [2].

1.1.2 Il suo utilizzo

Negli anni sono state sviluppate diverse tecniche per l'estrazione del petrolio dal sottosuolo: il primo passo comune a tutte le tecniche è l'analisi del terreno per individuare un'area che possa essere d'interesse. Attraverso la sismica a riflessione, si cerca la possibilità che le rocce in profondità possano contenere idrocarburi [3].

Se l'analisi con la sismica a riflessione ha esito positivo, può avere inizio la fase della perforazione. Viene utilizzato uno scalpello rotante che viene sostenuto da aste metalliche, questo scalpello ha la possibilità di arrivare alla profondità di otto mila metri, vengono successivamente creati ulteriori pozzi di delimitazione che vanno a comporre il giacimento. Nel caso in cui la perforazione non avvenga sulla terraferma ma in mare, la selezione degli impianti varia in base alle caratteristiche dei fondali marini, alle profondità delle acque e al clima circostante [3].

Attraverso queste tecniche, si riesce a far risalire il 30% del petrolio presente nel giacimento grazie alla sola pressione naturale del gas e dell'acqua. Tra il 20 e il 30% può venir estratto tramite l'iniezione nei giacimenti di: acqua, gas, emulsioni o vapori. Tuttavia, quasi il 40% residuo del petrolio rimane intrappolato nelle rocce e non può venir estratto [3].

Quando viene estratto, il petrolio contiene varie impurità e viene definito *grezzo*, per eliminarle, subisce trattamenti per separare l'acqua, le particelle solide e i gas al suo interno. Tramite navi cisterna, autoveicoli, ferrovie e oleodotti viene trasportato alle raffinerie di tutto il mondo. Lì subisce vari procedimenti per la raffinazione, con cui si ottengono prodotti finiti come benzina, kerosene, oli per motori diesel, oli per riscaldamento e lubrificanti. I prodotti intermedi fluiscono verso l'industria fondamentale della plastica [2].

1.2 Storia del petrolio

Considerato l'”oro nero”, il petrolio ha rivestito un ruolo cruciale nei progressi scientifici e tecnologici degli ultimi due secoli, trasformando radicalmente il mondo moderno. I suoi derivati svolgono un ruolo essenziale nel funzionamento delle nostre società, rendendolo una risorsa indispensabile.

Tuttavia, nonostante il suo grande contributo per il progresso del genere umano, il petrolio è anche stato la causa scatenante di numerosi conflitti che hanno coinvolto diversi Paesi, spesso legati alla sua strategica importanza economica e geopolitica e mettendo in luce le complessità e le sfide connesse alla gestione e alla dipendenza da questa preziosa risorsa.

1.2.1 Nell'antichità

Fin dalla preistoria l'uomo ha utilizzato il petrolio, sebbene le origini del suo uso rimangano sconosciute. Le antiche civiltà, come i Romani e i Greci lo impiegavano sia nella cosmesi che come arma in guerra, mentre gli Indiani lo utilizzavano per fabbricare le frecce incendiarie che imbevute di petrolio, usavano per assediare le città nemiche. Anche popolazioni precolombiane del continente americano sapevano come estrarlo e lo utilizzavano come medicinale.

L'uso del petrolio in Medio Oriente fu anche documentato da Marco Polo nel suo racconto "Il Milione"

In Cina, a partire dal 347 d.C., furono documentati i primi tentativi di estrarre il petrolio da una profondità di circa 250 metri e sfruttando il calore della combustione, si faceva evaporare l'acqua per la produzione del sale.

Questi avvenimenti rappresentarono l'alba dello sfruttamento e dell'estrazione di questa preziosa risorsa, aprendo un lungo percorso di progresso e impiego del petrolio nei secoli successivi [4].

1.2.2 L'inizio dello sfruttamento intensivo

Nei primi anni del 1800, la penisola di Abşeron, attualmente in Azerbaigian ma allora parte dell'Impero russo, divenne il fulcro delle prime arrività di ricerca ed estrazione petrolifera. L'impero Zarista dominò la produzione mondiale di petrolio fino alla fine del secolo, con oltre 200 raffinerie che alimentavano l'espansione dell'industria petrolifera nell'area.

La risposta statunitense arrivò dopo qualche anno, l'inizio dell'industria petrolifera americana si ebbe nel 1859, con l'installazione della prima torre per la trivellazione a Titusville, Pennsylvania per opera del Colonnello Edwin Drake [5].

Questo evento storico segnò l'inizio di una nuova era nell'estrazione e nella produzione di petrolio negli USA. Da allora, la produzione di greggio negli Stati Uniti ha avuto una crescita esponenziale, portando la propria industria a superare quella russa entro il 1925 [4].

La rapida crescita dell'industria del greggio statunitense, ha rafforzato la sua posizione come uno dei maggiori attori nel mercato globale del petrolio, portando a significative implicazioni geopolitiche a livello mondiale.

1.2.3 Il periodo delle Due Guerre Mondiali

Con lo sviluppo dei motori a combustione interna, l'importanza degli idrocarburi crebbe rapidamente. Ciò divenne evidente durante la Prima Guerra Mondiale, quando petrolio e prodotti petroliferi furono utilizzati su vasta scala per alimentare carri armati, aerei e navi.

Durante questo tragico periodo, la necessità di trovare una superiorità militare da parte dei paesi coinvolti nel conflitto, portò ad intensificare gli sforzi per migliorare l'utilizzo del petrolio e per nuove applicazioni.

Questa dipendenza dal petrolio portò a considerare l'accesso alle riserve di greggio come un vantaggio strategico. Durante la Seconda Guerra Mondiale, i complessi industriali petroliferi divennero obiettivi militari cruciali, come evidenziato dall'Operazione Barbarossa, lanciata dalle potenze dell'Asse per conquistare i giacimenti petroliferi sovietici nel Caucaso.

1.2.4 Le "Sette Sorelle"

Nel 1870, John D. Rockefeller fondò la Standard Oil Company, che all'epoca era la principale raffineria di petrolio degli Stati Uniti [6].

Oggi, la sua erede, ExxonMobil, continua ad essere fondamentale nell'economia globale, essendo tra le prime dieci aziende al mondo per ricavi [7].

L'imprenditore e manager italiano Enrico Mattei, ha usato il termine "Sette Sorelle" per descrivere le sette più grandi compagnie petrolifere che dominavano il mercato fino agli anni '70. Questo oligopolio comprendeva: Royal Dutch Shell, Gulf Oil, Texaco, Standard Oil of California, Standard Oil of New Jersey, Standard Oil of New York e Anglo-Persian Oil Company.

Il loro potere e il loro controllo hanno influenzato significativamente l'industria petrolifera per decenni, plasmando la politica economica e le questioni geopolitiche in tutto il mondo.

1.2.5 La nascita dell'OPEC

A partire dalla seconda metà dello scorso secolo, il potere nel settore petrolifero si è spostato dai Paesi consumatori (come gli Stati Uniti e i paesi europei) ai paesi produttori. Nel 1960, Kuwait, Iran, Iraq, Arabia Saudita e Venezuela formarono l'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC) per contrastare le grandi compagnie petrolifere multinazionali note come "Sette sorelle".

Negli anni, l'OPEC è cresciuta fino a includere 15 membri: i paesi fondatori più Algeria, Emirati Arabi Uniti, Libia, Nigeria, Guinea Equatoriale, Repubblica del Congo e Gabon [8]. Come riportato dal bollettino annuale delle statistiche, questi Paesi detengono il 79,5% delle riserve mondiali di greggio [9], a conferma del loro ruolo cruciale nel panorama energetico globale.

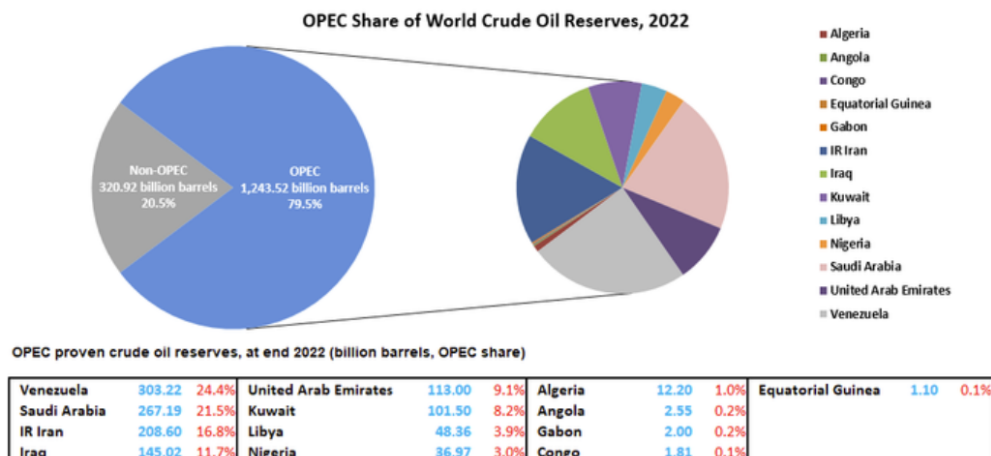


Figura 1: Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2023

1.2.6 Gli shock petroliferi

La crisi energetica del 1973, segnò un momento fondamentale nella storia contemporanea. Il 6 ottobre del 1973, le forze congiunte di Egitto e Siria lanciarono una campagna militare contro lo Stato d'Israele, dando inizio alla guerra dello Yom Kippur. In seguito, il 17 Ottobre, si incontrarono i ministri del petrolio dei Paesi arabi e presero la decisione di usare le loro riserve petrolifere come arma politica. Questo portò a una riduzione della produzione petrolifera del cinque per cento al mese e provocando un'escalation dei prezzi al barile da \$2 a \$17, dando inizio alla prima crisi energetica.

Verso la fine degli anni '70, un altro evento scosse il settore petrolifero mondiale: la Rivoluzione islamica del 1979 in Iran. La caduta dello Scià di Persia e l'ascesa dell'Ayatollah Khomeini sconvolsero il panorama petrolifero. L'instabilità politica e l'incertezza causate dal nuovo regime iraniano spinto anche da forti sentimenti anti-occidentali, in uno dei principali produttori di petrolio, fecero salire rapidamente i prezzi del greggio. In pochi mesi, il prezzo raggiunse la cifra record di 50 dollari al barile, aumentando le tensioni geopolitiche e dimostrando la vulnerabilità del mercato petrolifero mondiale a eventi politici imprevedibili [10].

Gli shock petroliferi del 1973 e del 1979, che hanno portato a un aumento dei prezzi, hanno stimolato la ricerca di fonti energetiche alternative nei primi anni '80. Questa tendenza ha influenzato il consumo di petrolio nei paesi dell'OCSE, portando a una riduzione del 12% tra il 1981 e il 1973 [11].

La diminuzione della domanda ha contribuito a un successivo calo dei prezzi negli anni seguenti, portando a un declino dell'industria petrolifera, ponendo una forte pressione sul settore petrolifero e rendendo necessaria un profondo cambiamento del panorama economico di quei Paesi il cui sistema economico era quasi totalmente legato alle esportazioni di petrolio.

Grazie alla scoperta di nuove fonti energetiche e alla necessità di ridurre la dipendenza dalle risorse, molti Paesi produttori sono stati spinti a dover cambiare il funzionamento delle loro economie, come nel caso dell'Arabia Saudita, che con il progetto "Vision 2030" punta a trasformarsi in una potenza finanziaria.

1.2.7 La guerra del Golfo

L'invasione del Kuwait da parte delle forze irachene fedeli al dittatore Saddam Hussein avvenne all'alba del 2 agosto 1990, a seguito del fallito raggiungimento di un accordo tra i due Paesi che all'epoca esportavano circa il 60-65% della loro produzione verso i Paesi dell'OCSE. L'Iraq accusava il Paese confinante di non rispettare le quote di produzione stabilite dall'OPEC, minacciando così l'economia irachena. Il secondo pretesto era dovuto ad un ipotetico furto di petrolio iracheno da parte del Kuwait, avvenuto nei giacimenti petroliferi di Rumaila lungo il confine [12]. Questa guerra causò un aumento dei prezzi del 40% e fu parzialmente la causa della recessione dell'economia statunitense tra il 1990 e il 1991 [13].

1.2.8 La crisi del 2008

Il default di una percentuale significativa di mutui subprime, in seguito a due anni di implementazione di politiche monetarie volte all'aumento dei tassi, innescò un effetto a catena sull'economia globale, compreso il coinvolgimento dei titoli derivati a cui essi erano collegati.

Questo condusse a consistenti iniezioni di liquidità sia da parte della Federal Reserve che da altre banche centrali. Tuttavia, queste misure si rivelarono insufficienti e nel Marzo del 2008 si assistette al salvataggio della banca d'investimento, Bear Stearns, da parte di JP Morgan con il sostegno di fondi federali. Il peggiorarsi della crisi raggiunse il culmine nel Settembre di quell'anno con il fallimento di una delle più grandi banche d'investimento, Lehman Brothers [14].

La crisi finanziaria ebbe importanti ripercussioni anche sull'andamento del prezzo del petrolio. Nonostante il raggiungimento del prezzo record di \$145,31 per barile il 3 Luglio 2008, nei successivi cinque mesi si verificò un crollo del 72%, portando il prezzo a \$41 per barile il 5 dicembre dello stesso anno [15].

1.2.9 Il conflitto russo-ucraino

Dopo anni di tensioni a partire dall'invasione russa della Crimea del 2014, all'alba del 24 febbraio 2022, il presidente russo Vladimir Putin ha dato il via all'offensiva per la conquista dell'Ucraina. I Paesi Occidentali, in risposta a questa aggressione contraria alle norme del diritto internazionale, hanno imposto numerose sanzioni alla Russia.

Nonostante le dure sanzioni internazionali a seguito dell'invasione dell'Ucraina, la Russia continua ad essere uno dei principali attori del mercato petrolifero. Nel 2023, era ancora il terzo più grande produttore di greggio dietro gli USA e l'Arabia Saudita, il secondo maggior esportatore di petrolio dopo gli Stati Uniti e il più grande esportatore netto a livello globale.

Mentre le esportazioni verso l'Unione Europea, USA, UK e altri paesi dell'OCSE sono diminuite a 4,3 milioni di barili al giorno rispetto ai livelli pre-guerra, le esportazioni sono di molto aumentate verso: India, Cina, Turchia e altri Paesi del Medio Oriente [16].

1.2.10 La rivoluzione green

All'inizio del XXI secolo, l'urgenza di affrontare il cambiamento climatico è diventata sempre più evidente. Questa consapevolezza ha alimentato un intenso dibattito sul futuro della produzione energetica, accelerando l'ascesa delle energie rinnovabili. Il cambiamento di prospettiva è stato spinto dalla consapevolezza degli effetti dannosi delle fonti energetiche convenzionali sull'ambiente, portando ad un impegno collettivo per adottare alternative sostenibili. Con questi sforzi si mira a proteggere la salute del nostro pianeta e a costruire un futuro sostenibile per le generazioni future.

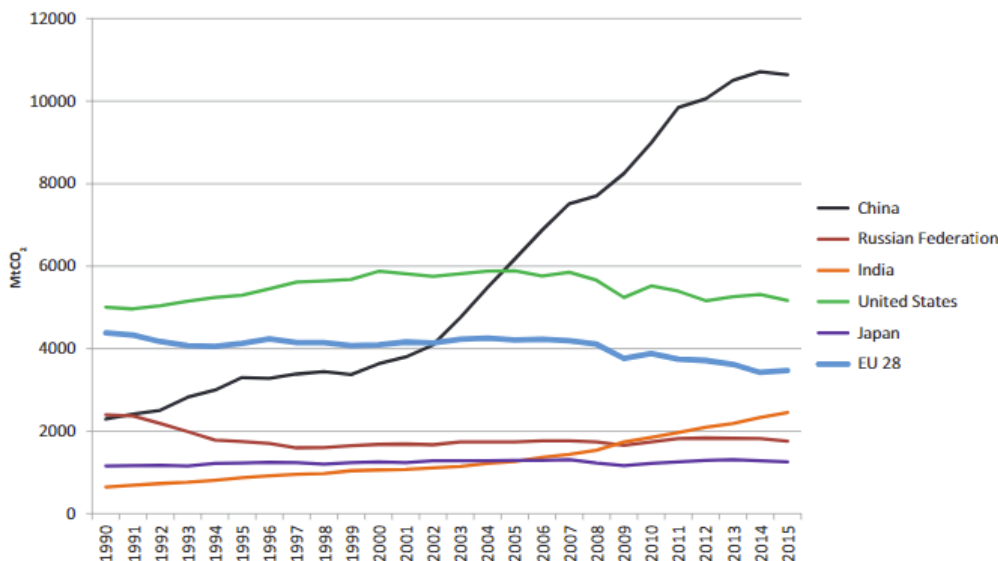


Figura 2: Emissioni globali di CO₂ da combustibili fossili e produzione di cemento, 1990-2015.

Source: EDGAR database, JRC, European Commission

In particolar modo, l'Unione Europea si è distinta come il principale policy-maker di riforme volte a combattere il cambiamento climatico ed a questo proposito, si è impegnata a contenere il riscaldamento globale entro 1,5°, come da obiettivo previsto negli Accordi di Parigi che vennero siglati da 194 Paesi nel 2015 [17].

Nel contesto della legislazione europea sull'ambiente, la legge UE sul clima del 2021 sottolinea un ambizioso obiettivo di ridurre le emissioni del 55% entro il 2030, al fine di poter diminuire gli effetti del cambiamento climatico nel Vecchio continente, ed inoltre, nel 2019 il Parlamento Europeo ha approvato il Green Deal, una risoluzione che mira a raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050. Queste politiche rappresentano un importante passo verso la sostenibilità ambientale, che inevitabilmente influenzerà le dinamiche globali dell'industria energetica [18].

L'applicazione delle attuali norme ambientali avrà un impatto significativo sul settore energetico, portando ad un graduale abbandono dell'utilizzo del petrolio in favore di alternative fonti energetiche rinnovabili. Questo riflette gli sforzi per ridurre le emissioni di gas serra e combattere il cambiamento climatico, oltre a creare opportunità per lo sviluppo di un'economia sostenibile e resiliente alle sfide ambientali future.

1.3 Brent e WTI

Il mercato dei futures del petrolio greggio è dominato da due benchmark concorrenti, il West Texas Intermediate (WTI) e il Brent. Come benchmark, il WTI e il Brent forniscono un prezzo di riferimento rispetto al quale il petrolio di tutto il mondo viene negoziato a un prezzo premium o di sconto. Il WTI è principalmente negoziato sul NYMEX (CME Group), mentre il Brent è principalmente negoziato sull'Intercontinental Exchange (ICE). Il CME Group e l'ICE entrambi quotano sia il WTI che il Brent. Tuttavia, il CME rappresenta oltre l' 80% del volume di scambi del WTI e l'ICE rappresenta circa il 90% del volume di scambi del Brent [19].

Il punto di riferimento per determinare il prezzo del petrolio WTI (West Texas Intermediate) è basato sulla consegna del petrolio in un oleodotto o in un impianto di stoccaggio situato a Cushing, Oklahoma. D'altra parte, per quanto riguarda il Brent, il prezzo è determinato in base alla consegna del petrolio su una nave presso il terminal petrolifero di Sullom Voe nelle isole Shetland, situate nel Mare del Nord. Il WTI dipende maggiormente dalle specifiche di domanda-offerta del mercato americano e dai problemi delle infrastrutture, mentre il Brent ha la caratteristica di poter venir velocemente trasportato ovunque nel Mondo [19].

Le proprietà chimiche del Brent e del WTI sono molto simili, con il petrolio del Brent che è solo di poco meno solforoso dell'altro [19].

1.3.1 Spread Brent-WTI

Il greggio venduto negli Stati Uniti è quotato sui contratti WTI, mentre il petrolio venduto a livello internazionale è tipicamente quotato sul Brent. Di conseguenza, lo spread tra i due è una metrica molto importante per il settore petrolifero globale. Esso riflette la competitività degli Stati Uniti nel mercato mondiale e inoltre lo spread di prezzo tra WTI e Brent è un indicatore della redditività delle raffinerie negli Stati Uniti rispetto al mercato mondiale [19].

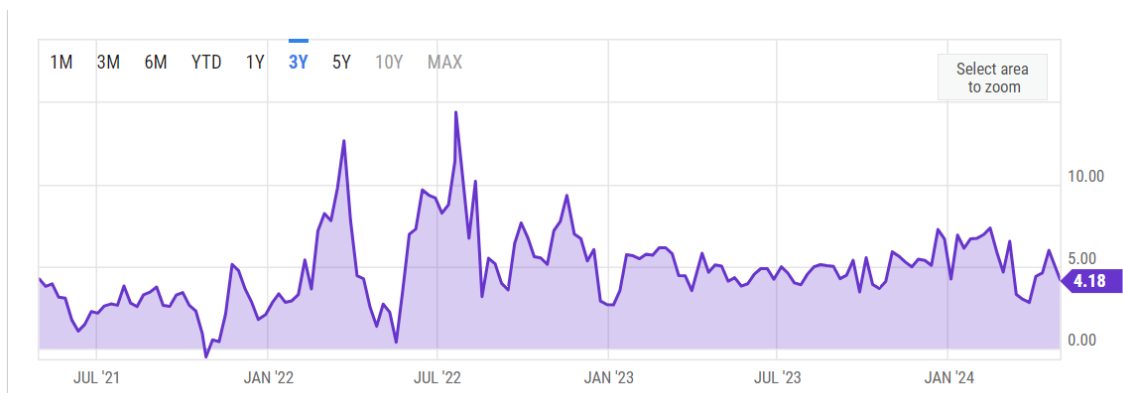


Figura 3: Brent WTI Spread, 2021-2024. Source: Brent WTI Spread, YCharts

In presenza di aumenti dello spread, per i trader nasce l'opportunità di guadagnare tramite tecniche di arbitraggio, trasportando il greggio dagli Stati Uniti all'Europa. Affinché ci sia guadagno è anche sì necessario che lo spread sia abbastanza elevato da poter coprire i costi relativi al trasporto dei barili e la loro immagazzinazione. All'inizio del 2022, lo spread aumentò a più di 10\$ per barile, provocando così un aumento delle esportazioni di petrolio dagli Stati Uniti all'Europa.

In presenza di un aumento dello spread, il prezzo del carburante negli USA subisce anch'esso un aumento per adeguarsi al costo maggiore. Un maggior prezzo del Brent comporta una maggior domanda del WTI, e pertanto anche i raffinatori statunitensi dovranno offrire per assicurarsi la materia prima, tutto ciò causa un aumento dei prezzi lungo la catena di approvvigionamento.

2 Le variabili

In questo capitolo, si analizzerà come alcune variabili geopolitiche, accuratamente scelte possano influire sull'andamento dei prezzi del WTI (West Texas Intermediate).

Attraverso l'utilizzo delle serie storiche, la ricerca mira a dare una comprensione approfondita dei meccanismi attraverso i quali gli eventi geopolitici influiscano sull'andamento del mercato energetico.

2.1 Le variabili scelte

Le variabili scelte sono il WTI, il Geopolitical Risk Index Mondiale, il Geopolitical Risk Index USA e l'Economic Policy Uncertainty Index USA.

I dati raccolti riguardano il periodo tra gennaio 2004 e dicembre 2023. Nello specifico, al fine di eliminare i trend, che sono causa di non stazionarietà, verranno utilizzati i rendimenti.

Al fine di poter condurre un'analisi più precisa e ridurre le distorsioni dei trend temporali, i quali vengono definiti come il persistente movimento di lungo periodo di una variabili nel corso del tempo e che possono causare la non stazionarietà dei dati andando ad inficiare uno dei requisiti delle regressioni temporali con predittori multipli, il quale enuncia:

1. (a) le variabili aleatorie $(Y_t, X_{1t}, \dots, X_{kt})$ hanno una distribuzione stazionaria e (b) sono indipendenti al crescere di t .

Nelle serie temporali si possono osservare 2 tipi di trend:

1. trend deterministico, una funzione non aleatoria del tempo.
2. trend stocastico, aleatorio e che varia nel corso del tempo.

Si utilizzeranno i rendimenti di queste serie temporali.

Tramite questo approccio vengono minimizzati gli effetti di qualsiasi tendenza o ciclo economico sui dati originali, permettendo così un'analisi più accurata delle fluttuazioni.

Per verificare la presenza di trend del regressore, si procede utilizzando l'Augmented Dickey-Fuller(ADF) Test. Il punto di partenza è la ricerca di una radice unitaria all'interno della regressione [20].

$$H_0 : \beta = 1 \quad \text{contro} \quad H_1 : \beta < 1 \quad \text{nella} \quad Y_t = \beta_0 + \beta Y_{t-1} + u_t. \quad (1)$$

Un test semplificato si ha a partire dalla (1) a cui si sottrae Y_{t-1} da entrambi i lati. In modo che: $\delta = \beta_1 - 1$

$$\begin{aligned} H_0 : \delta = 0 \quad \text{contro} \quad H_1 : \delta < 0 \\ \text{in} \quad \Delta Y_t = \beta_0 + \delta Y_{t-1} + u_t. \end{aligned} \quad (2)$$

I valori critici dell'ADF test sono dati dalla Tabella 1 e sono i seguenti:

Tabella 1:

Regressore deterministico	10%	5%	1%
Interetta	-2,57	-2,86	-3,43
Interetta e trend temporale	-3,12	-3,41	-3,96

In tale contesto, il rifiuto dell'ipotesi nulla, che postula la non stazionarietà della serie, avviene quando l'indicatore statistico del test si posiziona alla sinistra di tali valori critici, confermando così l'assenza di una radice unitaria e, per estensione, la stazionarietà della serie analizzata.

2.2 Il prezzo del WTI

Come discusso nel capitolo precedente, il West Texas Intermediate rappresenta il benchmark per il mercato del petrolio statunitense.

La Figura 4, illustra le numerose fluttuazioni del prezzo del WTI, in corrispondenza di eventi geopolitici e macroeconomici di rilievo. In particolare, si osserva come il WTI abbia raggiunto picchi significativi durante la crisi finanziaria del 2008 e lo scoppio della guerra in Ucraina. Contrariamente, il prezzo del WTI ha toccato il suo punto minimo durante le prime fasi della pandemia di Covid-19 nel 2020, riflettendo l'impatto delle restrizioni globali sulla domanda di petrolio.

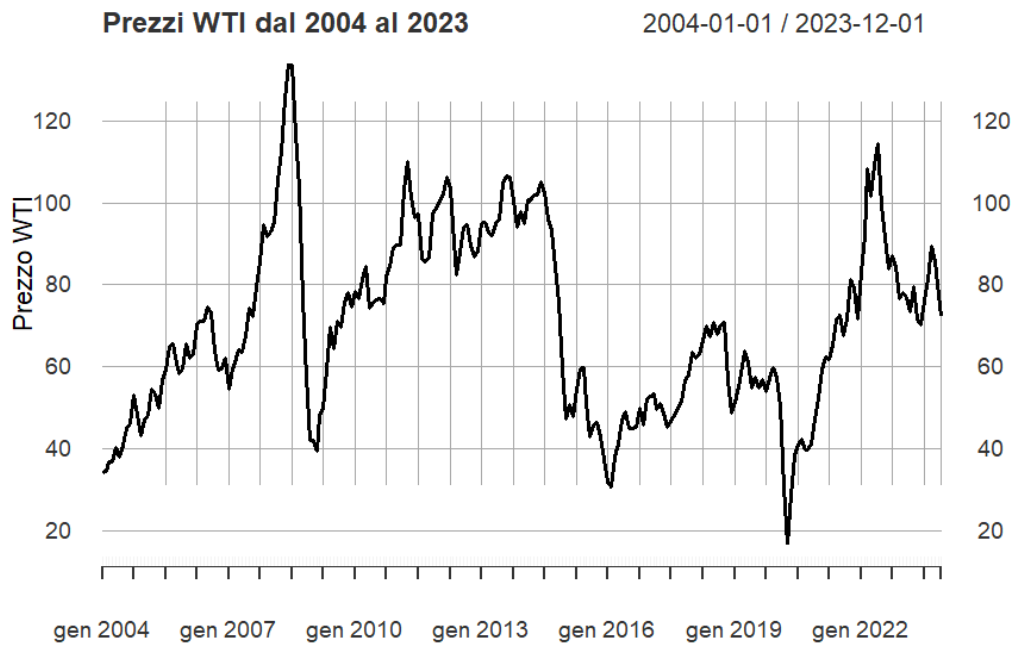


Figura 4: Prezzi WTI dal 2004 al 2023

2.2.1 ADF Test

Il test ADF condotto sul prezzo del WTI dimostra la presenza di un trend temporale, confermano che la serie non è stazionaria.

Questo è evidenziato dal valore statistico del test di -2,8573, che supera i valori critici riportati nella Tabella 1, e da un p-value di 0,2153, che non permette di rifiutare l'ipotesi nulla di non stazionarietà.

Augmented Dickey-Fuller Test

```
data: WTI_1
Dickey-Fuller = -2.8573, Lag order = 6, p-value = 0.2153
alternative hypothesis: stationary
```

Utilizzando il software R, sono stati calcolati i rendimenti del prezzo del WTI. Successivamente, è stato applicato il test di Dickey-Fuller aumentato (ADF) ai rendimenti ottenuti ed i risultati indicano chiaramente che la serie dei rendimenti è stazionaria. Infatti, il valore statistico ottenuto, -6,2069, è molto inferiore ai valori critici, incluso per il valore dell'1%.

Augmented Dickey-Fuller Test

```
data: rend_WTI
Dickey-Fuller = -6.2069, Lag order = 6, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary
```

2.2.2 AR(1) rendimenti WTI

Per investigare la relazione temporale tra i rendimenti del prezzo del WTI, è stata utilizzata una regressione lineare, con l'obiettivo di analizzare l'effetto dei valori passati (lag) sul rendimento attuale. Il modello di regressione è il seguente:

$$WTI = \beta_0 + \beta_1 \cdot WTI_{lag1} + \varepsilon$$

Dove $rendimento_{WTI}$ è il rendimento attuale del WTI e WTI_{lag1} rappresenta il rendimento del WTI ritardato di un periodo.

Tabella 2: AR(1)

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	0.001925	0.006753	0.285	0.776
WTI_lag1	0.270729	0.062820	4.310	2.41e-05 ***
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				

Statistics	Value
Residual standard error	0.1039 on 235 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.07324
Adjusted R-squared	0.0693
F-statistic	18.57 on 1 and 235 DF
p-value	2.406e-05

Il valore dell'intercetta è risultato essere 0,001925. Il t-value è 0,285 a cui corrisponde un p-value 0,776, indicando che l'intercetta non è statisticamente significativa.

Il coefficiente per il rendimento ritardato di un periodo è 0,270729. Il t-value 4,310 e un p-value di 2,41e-05 indicano che questo predittore è statisticamente significativo, suggerendo una forte influenza del lag1 sul valore corrente.

Adjusted R-squared 7,324%, è la percentuale di varianza nel rendimento del WTI che viene spiegato dal modello. Nonostante la significatività di WTI-lag1, il valore relativamente basso di R-squared suggerisce che altri fattori potrebbero influenzare i rendimenti del WTI, non catturati dal modello attuale.

In conclusione il modello di regressione AR(1) evidenzia una correlazione significativa tra il rendimento del WTI e il suo valore ritardato di 1.

2.2.3 AR(2) rendimenti WTI

Nel modello AR(2) per i rendimenti del prezzo del WTI, sono stati inclusi i ritardi di uno e due mesi per rappresentare l'autocorrelazione potenzialmente presente in due periodi temporali successivi. Il modello di regressione è il seguente:

$$WTI = \beta_0 + \beta_1 \cdot WTI_{lag1} + \beta_2 \cdot WTI_{lag2} + \varepsilon$$

Il risultato della regressione dimostra che l'intercetta è stimata a 0,002257. Questo valore, anche se positivo, non è statisticamente significativo, come indicato dal p-value molto alto di 0,738, stando ad indicare che l'intercetta non fornisce un contributo rilevante alla spiegazione della varianza dei rendimenti del WTI.

Il coefficiente associato al ritardo di un mese è 0,300902 con un t-value di 4.633, risultando estremamente significativo (p-value = 5,97e-06). Questo dimostra che i rendimenti del WTI del mese precedente hanno un'influenza positiva e molto forte sui rendimenti attuali, confermando quanto già verificato nel modello AR(1).

Per il ritardo di due mesi, il coefficiente è -0,112562 con un errore standard di 0.065068 e presenta un t-value di -1,730. Questo coefficiente è negativo, il che potrebbe suggerire la presenza di un effetto compensativo rispetto al ritardo di un mese, ma questo valore non raggiunge la significatività statistica al livello tradizionale del 5% (p-value = 0.085), anche se molto vicino.

L'Adjusted R-squared è 0,07712, che tiene conto del numero di predittori nel modello e fornisce una misura più precisa della qualità della regressione temporale.

Tabella 3: AR(2)

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	0.002257	0.006727	0.336	0.738
WTI_lag1	0.300902	0.064942	4.633	5.97e-06 ***
WTI_lag2	-0.112562	0.065068	-1.730	0.085 .
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				

Statistics	Value
Residual standard error	0.1035 on 234 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.08495
Adjusted R-squared	0.07712
F-statistic	10.86 on 2 and 234 DF
p-value	3.085e-05

2.2.4 AR(3) rendimenti WTI

In questa autoregressione, Ar(3) vengono incorporati i ritardi di uno, due e tre mesi dei rendimenti. Il modello è così stimato:

$$WTI = \beta_0 + \beta_1 \cdot WTI_{lag1} + \beta_2 \cdot WTI_{lag2} + \beta_3 \cdot WTI_{lag3} + \varepsilon$$

Tabella 4: AR(3)

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	0.002503	0.006726	0.372	0.710
WTI_lag1	0.292481	0.065317	4.478	1.18e-05 ***
WTI_lag2	-0.090318	0.067879	-1.331	0.185
WTI_lag3	-0.074761	0.065449	-1.142	0.255

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Statistics	Value
Residual standard error	0.1034 on 233 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.09004
Adjusted R-squared	0.07833
F-statistic	7.685 on 3 and 233 DF
p-value	6.425e-05

Il modello in esame ha dimostrato di avere l'Adjusted R-squared più alto tra le tre autoregressi considerate. Interessante notare come, in tutti i modelli esaminati, il coefficiente associato al primo ritardo risulti sempre positivo e statisticamente significativo, con un p-value di 1,18e-05 e un t-value di 4,478. Al contrario, i coefficienti relativi ai ritardi successivi (WTI_lag2 e WTI_lag3) presentano entrambi segni negativi e non raggiungono la significatività statistica, con p-value di 0,185 e 0,255.

Questo schema di risultati suggerisce che, mentre l'impatto immediato del prezzo del WTI sul proprio valore futuro è positivamente significativo, gli effetti dei ritardi più lunghi appaiono essere trascurabili dal punto di vista statistico. Ciò potrebbe indicare che le dinamiche del prezzo del WTI sono maggiormente influenzate dagli sviluppi recenti piuttosto che da quelli più remoti.

2.2.5 Criteri d'informazione

Per orientare la scelta del modello più appropriato, è possibile utilizzare i criteri di informazione.

Nella scelta dell'ordine p di ritardi da includere in una regressione autoregressiva, è fondamentale bilanciare tra il beneficio derivante dall'inclusione di ulteriori ritardi e il costo marginale associato a un incremento dell'errore di stima. In questo contesto, i criteri di informazione si rivelano strumenti indispensabili per selezionare il valore di p che ottimizza tale equilibrio.

I criteri d'informazione sono i seguenti:

- **Akaike Information Criterion (AIC):**

$$\text{AIC} = \ln \left(\frac{\text{SSR}(p)}{T} \right) + (p + 1) \cdot \frac{2}{T}$$

- **Bayesian Information Criterion (BIC):**

$$\text{BIC} = \ln \left(\frac{\text{SSR}(p)}{T} \right) + (p + 1) \cdot \frac{\ln(T)}{T}$$

- **Hannan-Quinn Information Criterion (HQIC):**

$$\text{HQIC} = \ln \left(\frac{\text{SSR}(p)}{T} \right) + (p + 1) \cdot \frac{2 \ln(\ln(T))}{T}$$

AIC valuta il modello incorporando il logaritmo della somma dei quadrati dei residui (SSR) normalizzata rispetto al numero totale di osservazioni T , aggiungendo una penalità che cresce con il numero di parametri nel modello.

Il BIC è simile all'AIC ma sostituisce il 2 con $\ln(T)$, rendendolo più rigoroso contro il sovra-adattamento, soprattutto con grandi set di dati.

L'HQIC introduce una penalità che è un compromesso tra AIC e BIC.

Dopo aver stimato i modelli per diversi ordini p , si calcolano questi criteri per ciascun modello e viene preferito il modello con il valore più basso di AIC, BIC o HQIC.

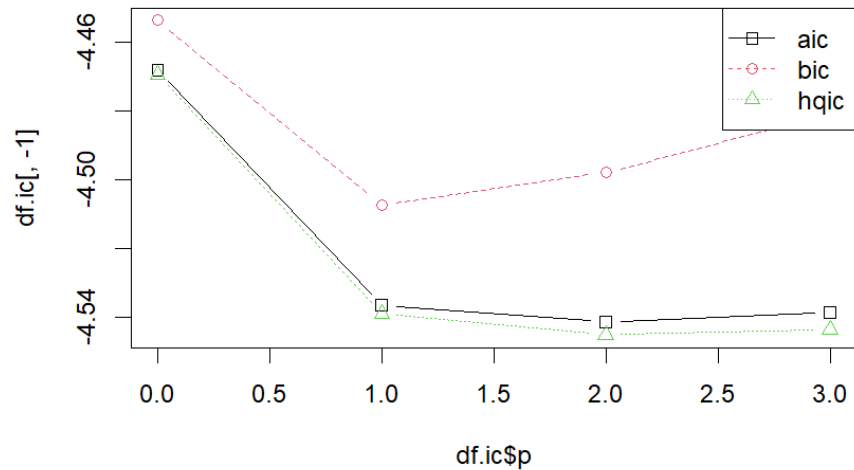
La tabella riportata fornisce i valori di AIC, BIC e HQIC per modelli autoregressivi da $p=1$ a $p=3$:

	p	aic	bic	hqic
1	0	-4.468244	-4.453741	-4.469489
2	1	-4.536514	-4.507509	-4.539004
3	2	-4.541496	-4.497988	-4.545230
4	3	-4.538684	-4.480673	-4.543664

Il valore AIC diminuisce leggermente all'aumentare di p , indicando un miglioramento nel fit del modello. Tuttavia, la riduzione non è sufficientemente grande da giustificare l'aggiunta di ulteriori ritardi oltre $p=1$, poiché il decremento si stabilizza

Analogamente, il valore BIC mostra un decremento meno marcato rispetto all'AIC. Poiché il BIC presenta una penalità maggiore per il numero di parametri rispetto all'AIC, il suo valore per $p=1$ sostiene la selezione di un modello più moderato.

Il valore HQIC, che si posiziona tra AIC e BIC in termini di penalità.



Questi dati suggeriscono che il ritardo migliore è $p=1$, ciò è molto visibile utilizzando l'AIC, mentre negli altri due criteri, per $p=2$ e $p=3$, il valore diminuisce di poco all'aumentare di p .

2.3 Il GeoPolitical Risk Index

Il GeoPolitical Risk Index, o GPR, è un indice quantitativo progettato da Dario Caldara e Matteo Iacoviello, appartenenti alla Federal Reserve Board, per misurare l'intensità e la frequenza degli eventi geopolitici avversi che possono influenzare le relazioni politiche e le economie globali. Questi eventi includono guerre, attacchi terroristici, tensioni tra stati, e altre situazioni che possono destabilizzare la pace e la sicurezza internazionali [21].

L'indice GPR è costruito attraverso l'analisi testuale dei principali giornali, misurando la frequenza degli articoli che discutono eventi geopolitici negativi. Il metodo di costruzione coinvolge l'uso di parole chiave specifiche legate a temi di guerra, terrorismo e tensioni internazionali, combinando termini che si riferiscono a una "minaccia" o a un "atto" di natura geopolitica. L'indice distingue anche il rischio di minaccia derivante da eventi avversi [21].

Per l'analisi si è proceduto a scaricare i dati del GPR Index Mondiale e USA dal gennaio 2004 a dicembre 2023 da <https://www.matteoiacoviello.com/gpr.htm>.

2.3.1 GPR Index Mondiale

Nella Figura 5 è riportato il grafico del GPR Mondiale, i picchi rappresentano periodi di alta incertezza e rischio geopolitico.

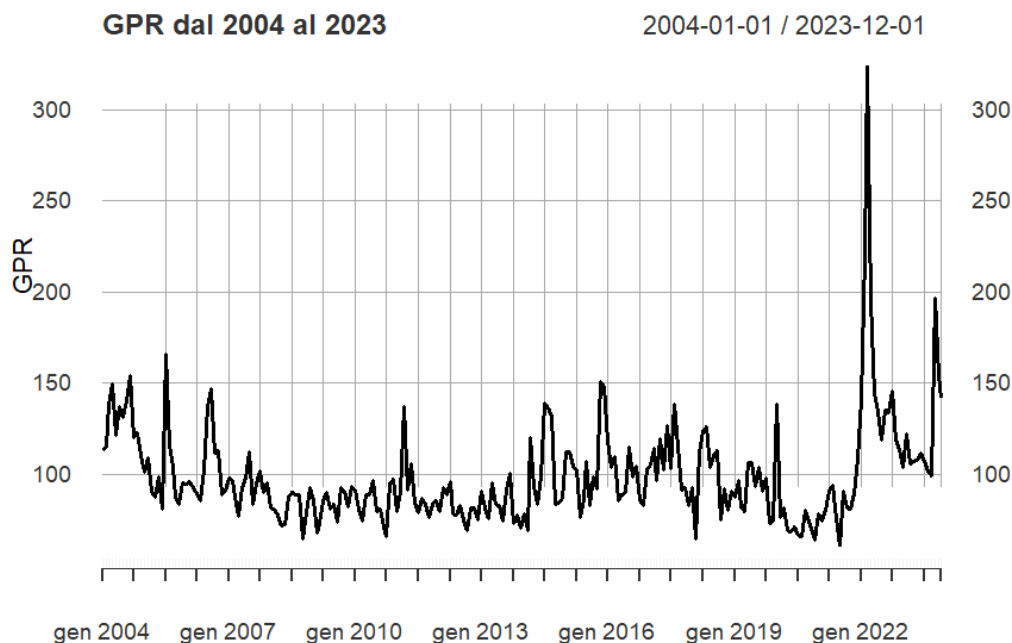


Figura 5: GPR Index Mondiale dal 2004 al 2023

- **2008-2009: Crisi finanziaria globale** - La crisi economica ha avuto anche ampie implicazioni geopolitiche, compresa l'instabilità nei mercati emergenti e le tensioni tra le nazioni più colpite.
- **2011: Primavera Araba** - Una serie di rivolte popolari in Medio Oriente e Nord Africa che hanno portato al rovesciamento di diversi governi e a significativi disordini regionali.
- **2014: Crisi in Ucraina e l'annessione della Crimea da parte della Russia** - Questi eventi hanno portato ad un incremento delle tensioni tra Russia e Occidente, con sanzioni e conseguenze economiche su scala globale.
- **2016: Brexit e elezione di Donald Trump** - Questi due rilevanti eventi politici nel mondo anglosassone hanno segnalato un cambiamento significativo nelle politiche commerciali e nelle relazioni internazionali, aumentando l'incertezza geopolitica.
- **2020: Pandemia di COVID-19** - Una pandemia globale che ha provocato non solo una crisi sanitaria ma anche tensioni geopolitiche, come la rivalità tra Stati Uniti e Cina riguardo alla gestione e all'origine del virus, oltre a disordini interni in molte nazioni a causa delle misure di lockdown.
- **2022-2023: Invasione dell'Ucraina** - Un altro picco significativo nel grafico, correlato all'invasione russa dell'Ucraina, che ha causato una grave crisi umanitaria e ampia instabilità geopolitica, con estesi impatti economici mondiali, in particolare nel settore energetico.
- **2023: Invasione di Gaza da parte di Israele** - Questo recente picco nel GPR indica l'intensificarsi del conflitto tra Israele e Gaza. L'invasione ha provocato significative reazioni internazionali e ha portato a un'escalation delle tensioni nella regione, influenzando la stabilità geopolitica globale e accrescendo il rischio per gli investimenti internazionali.

Sono stati calcolati i rendimenti del Geopolitical Risk Index Mondiale (GPR). L'analisi successiva ha implicato l'impiego del test di Dickey-Fuller aumentato (ADF) per esaminare la stazionarietà di questa serie temporale ed i risultati che sono stati ottenuti dal test ADF offrono evidenze statisticamente significative che conducono al rifiuto dell'ipotesi nulla di non stazionarietà.

Il valore della statistica test è di -7.5135, che è significativamente inferiore ai valori critici, incluso lo 0,01. Questo risultato è particolarmente rilevante poiché suggerisce con forza il rifiuto dell'ipotesi nulla secondo cui la serie dei rendimenti del GPR contiene una radice unitaria. Di conseguenza, possiamo concludere che la serie è stazionaria.

Augmented Dickey-Fuller Test

```
data: rend_GPR
Dickey-Fuller = -7.5135, Lag order = 6, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary
```

2.3.2 GPR Index USA

Il grafico del Geopolitical Risk Index (GPR) degli Stati Uniti dal 2004 al 2023 mostra una serie temporale che riflette fluttuazioni significative nel rischio geopolitico percepito nel Paese.

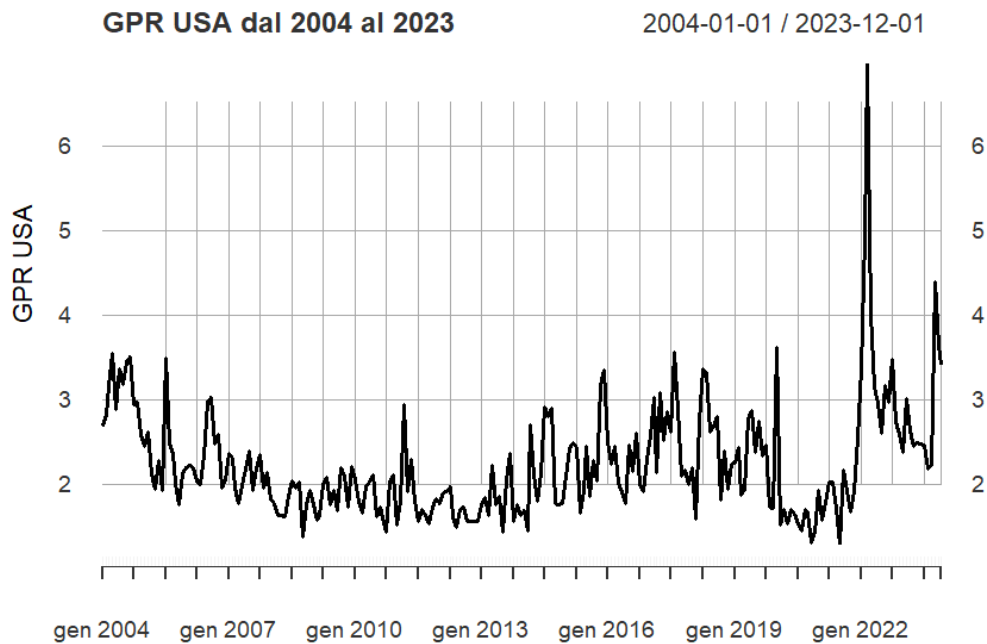


Figura 6: GPR Index USA dal 2004 al 2023

Analogamente al GPR globale, il GPR degli USA mostra picchi e variazioni che possono essere correlati a eventi geopolitici significativi, sottolineando come, in un mondo globalizzato, i rischi geopolitici di un singolo Paese tendano a varcare i confini nazionali.

Nonostante questa correlazione con il trend globale, è fondamentale notare che il GPR statunitense è anche profondamente influenzato da eventi interni, come per esempio, movimenti sociali come le proteste del Black Lives Matter hanno avuto un impatto diretto sulla stabilità interna nel 2020 e, di conseguenza, sulla percezione del rischio geopolitico.

Inoltre, eventi di grande rilevanza politica come le elezioni presidenziali possono causare variazioni significative nel GPR. Le elezioni vengono spesso seguite da cambiamenti nella politica interna ed esterna che possono modificare drasticamente la percezione del rischio sia a livello nazionale che internazionale.

Il valore dell'Augmented Dickey-Fuller Test effettuato sui rendimenti del GPR Index Usa è -7,8163, molto più piccolo dei valori critici della Tabella 1 anche per rifiutare l'ipotesi nulla di non stazionarietà con un livello di significatività dell'1%.

Augmented Dickey-Fuller Test

```
data: rend_GPR.USA
Dickey-Fuller = -7.8163, Lag order = 6, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary
```

2.4 EPU Index USA

L'Economic Policy Uncertainty (EPU), ovvero Incertezza Politica Economica, viene creato attraverso la costruzione di un indice basato su tre componenti fondamentali, che insieme offrono una misura quantitativa dell'incertezza legata alle politiche economiche.

2.4.1 Metodologia di costruzione dell'indice

1. Componente basata sui giornali:

Il primo componente dell'indice EPU è derivato dall'analisi della copertura mediatica relativa all'incertezza delle politiche economiche. Per gli Stati Uniti, questo componente è rappresentato da un indice di risultati di ricerca effettuata su dieci grandi quotidiani nazionali: USA Today, Miami Herald, Chicago Tribune, Washington Post, Los Angeles Times, Boston Globe, San Francisco Chronicle, Dallas Morning News, New York Times e Wall Street Journal. Attraverso questi giornali, viene costruito un indice normalizzato del volume degli articoli di giornale che discutono di incertezza nella politica economica, fornendo così un'indicazione diretta della percezione pubblica e mediatica dell'EPU.

2. Componente delle disposizioni fiscali federali:

Il secondo componente utilizza i dati provenienti dagli elenchi compilati dall'Ufficio di Bilancio del Congresso (CBO), che raccoglie informazioni sulle disposizioni temporanee del codice fiscale federale degli Stati Uniti previste per scadere nei successivi dieci anni. Questo componente fornisce una misura quantitativa dell'incertezza relativa al percorso futuro che il codice fiscale federale assumerà, basata sul numero ponderato in termini di dollari di tali disposizioni.

3. Componente della discrepanza tra le previsioni economiche:

Il terzo componente dell'indice si basa sui dati del Survey of Professional Forecasters della Federal Reserve Bank di Philadelphia. Questo componente si avvale della dispersione tra le previsioni individuali degli esperti riguardo ai futuri livelli dell'Indice dei Prezzi al Consumo, delle Spese Federali e delle Spese Statali e Locali. L'indice risultante quantifica l'incertezza relativa a queste variabili macroeconomiche legate alle politiche, riflettendo il grado di disaccordo tra gli esperti economici.

2.4.2 Analisi grafica dell'indice

Il grafico della Figura 7 mostra l'Economic Policy Uncertainty Index (EPU) degli Stati Uniti dal 2004 al 2023. L'EPU è un indice che misura il grado di incertezza nelle politiche economiche basato sull'analisi di articoli di giornali che trattano di incertezza politica, riforme e controversie fiscali. Un valore più alto indica maggiore incertezza.

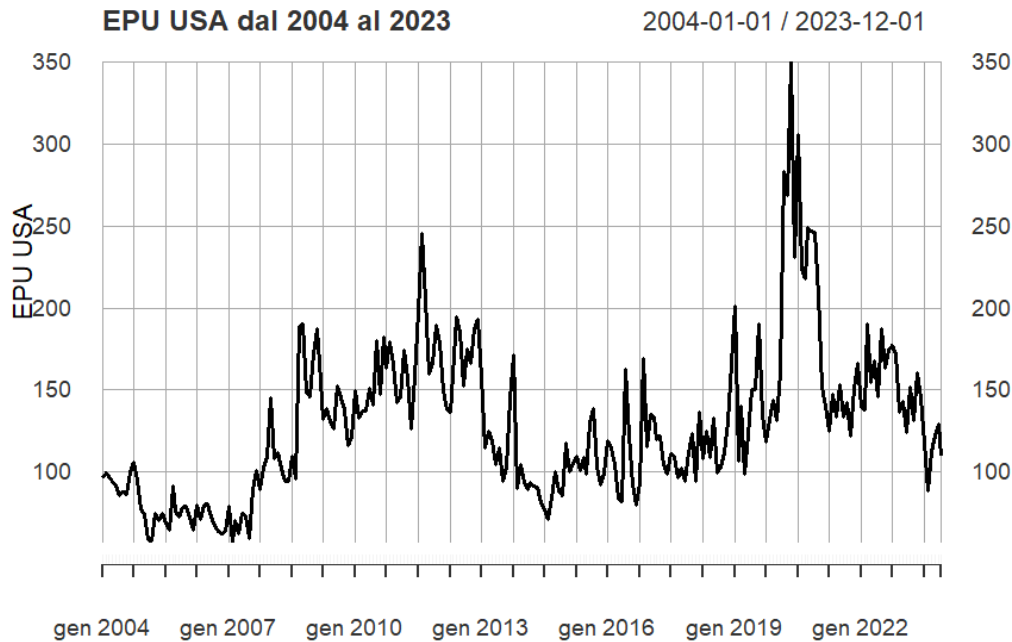


Figura 7: EPU Index USA dal 2004 al 2023

Dall'analisi del grafico, possiamo notare vari picchi significativi di incertezza, soprattutto in corrispondenza di eventi politici ed economici rilevanti. Ad esempio:

1. Periodo 2008-2009:

Un grande picco che coincide con la crisi finanziaria globale e le incertezze legate alla risposta politica a tale crisi.

2. Elezioni presidenziali USA (ogni quattro anni):

Picchi minori sono spesso visibili nei periodi elettorali, riflettendo l'incertezza politica tipica di questi momenti.

3. Anno 2020:

Un picco molto pronunciato nel 2020 che potrebbe essere associato alla pandemia di COVID-19 e alle tensioni politiche negli Stati Uniti, inclusa l'elezione presidenziale.

4. Anni recenti:

La diminuzione dell'indice post-2020 suggerisce una stabilizzazione, ma rimane su livelli relativamente elevati rispetto alla media del periodo pre-crisi finanziaria del 2008.

2.4.3 ADF test sull'EPU

Anche in questo caso, come già avvenuto per il GPR Index globale e USA, tramite l'uso dei rendimenti, si è riusciti ad eliminare il problema della non stazionarietà del regressore.

Dai risultati ottenuti, rifiutiamo l'ipotesi nulla di presenza di una radice unitaria nel rendimento dell'indice EPU a un livello di significatività del 1%. L'ipotesi alternativa di stazionarietà è quindi accettata, indicando che l'indice EPU non presenta trend stocastici persistenti nel periodo considerato.

Augmented Dickey-Fuller Test

```
data: rend_EPU.USA
Dickey-Fuller = -6.8939, Lag order = 6, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary
```

2.5 Autoregressive Distributed Lag

I modelli ADL (Autoregressive Distributed Lag), o modelli autoregressivi misti, sono così denominati per la combinazione di due caratteristiche fondamentali. Da un lato, la componente **autoregressiva** implica la presenza di valori ritardati della variabile dipendente tra i regressori e dall'altro lato, il termine **misti** si riferisce all'inclusione di ritardi multipli di un regressore aggiuntivo.

I modelli ADL danno l'opportunità di poter catturare relazioni tra le variabili che si sviluppano nel tempo, rendendoli strumenti particolarmente utili per l'analisi economica e finanziaria [20].

Un modello ADL si presenta così:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 Y_{t-1} + \beta_2 Y_{t-2} + \dots + \beta_p Y_{t-p} + \delta_{11} X_{1t-1} + \delta_{12} X_{1t-2} + \dots + \delta_{1q_1} X_{1t-q_1} + \delta_{21} X_{2t-1} + \delta_{22} X_{2t-2} + \dots + \delta_{2q_2} X_{2t-q_2} + \dots + \delta_{k1} X_{kt-1} + \delta_{k2} X_{kt-2} + \dots + \delta_{kq_k} X_{kt-q_k} + u_t \quad (3)$$

Dove la Y è la variabile dipendente e X quella indipendente. La prima assunzione alla base dei modelli ADL è $E(u_t | Y_{t-1}, Y_{t-2}, \dots, X_{1t-1}, X_{1t-2}, \dots, X_{kt-1}, X_{kt-2}, \dots) = 0$, in questo modo u_t ha una media nulla condizionata non solo sui ritardi di Y , ma anche sui ritardi dei regressori aggiunti.

Le variabili aleatorie $(Y_t, X_{1t}, \dots, X_{kt})$ hanno una distribuzione stazionaria. Come già analizzato precedentemente, la distribuzione dei dati di oggi deve essere uguale a quella dei dati passati. $(Y_t, X_{1t}, \dots, X_{kt})$ e $(Y_{t-j}, X_{1t-j}, \dots, X_{kt-j})$ diventano indipendenti al crescere di j , viene chiamata weak dependence e permette che ci sia aleatorietà tra i dati in presenza di grandi campioni.

Le ultime due assunzioni per le regressioni temporali con predittori multipli sono: gli outlier sono improbabili; X_{1t}, \dots, X_{kt} e Y_t hanno momenti quarti finiti diversi da zero e l'assenza di perfetta collinearità

2.6 Effetti causali dinamici nei modelli economici

Gli effetti dinamici sono fondamentali per comprendere le interazioni temporali tra variabili economiche. Nell'analisi econometrica, queste dinamiche sono spesso modellate utilizzando approcci che incorporano ritardi delle variabili indipendenti, permettendo agli analisti di catturare le influenze passate su risultati correnti e futuri. Questi modelli sono particolarmente utili in contesti dove le decisioni o gli eventi passati continuano a influenzare le variabili di interesse.

2.6.1 Modelli a ritardi distribuiti

Un approccio comune per catturare queste dinamiche è l'uso di modelli a ritardi distribuiti. La forma generale di un modello a ritardi distribuiti è data dalla seguente equazione:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_t + \beta_2 X_{t-1} + \dots + \beta_p X_{t-p} + u_t \quad (4)$$

dove:

- Y_t rappresenta la variabile dipendente nel tempo t .
- $X_t, X_{t-1}, \dots, X_{t-p}$ sono le variabili indipendenti nel tempo t e nei p periodi precedenti.
- $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p$ sono i parametri del modello che misurano l'effetto immediato e gli effetti ritardati di X su Y .
- u_t è il termine di errore che cattura tutte le altre influenze non osservate su Y_t .

Questa formulazione consente agli analisti di esaminare non solo l'impatto contemporaneo di X_t su Y_t ma anche di come le decisioni o i livelli delle variabili in periodi passati continuino a influenzare Y_t [20].

Implicazioni per l'analisi empirica

L'uso dei modelli a ritardi distribuiti presenta diverse implicazioni importanti per l'analisi empirica:

- **Scelta dei ritardi:** risulta fondamentale la scelta di p , il numero di i ritardi. Un numero insufficiente di ritardi può portare a specificazioni mancanti, mentre troppi ritardi possono ridurre l'efficienza delle stime a causa della multicollinearità.
- **Esogeneità delle variabili indipendenti:** Per ottenere stime non distorte, è essenziale che le variabili indipendenti siano esogene, ovvero non correlate con il termine di errore u_t .
- **Test di stazionarietà:** Dato che i dati temporali possono essere non stazionari, il test ADF analizzato precedentemente, diventa un passo preliminare importante prima di procedere con l'analisi di regressione per evitare risultati fuorvianti.

2.6.2 Due tipi di esogeneità

Molto importante, per la stima degli effetti causali dinamici, è la distinzione tra **esogeneità** ed **esogeneità stretta**. L'esogeneità si riferisce alla proprietà di una variabile indipendente di essere non correlata con il termine di errore del modello, sia contemporaneamente che attraverso i ritardi. Questo concetto può essere suddiviso in:

- **Esogenità Ordinaria:** In un modello econometrico si verifica quando le variabili indipendenti sono correlate solamente con il valore corrente del termine di errore e non con i valori futuri o passati. Ciò significa che ogni valore passato, presente e futuro della variabile indipendente non influisce sugli errori in un dato periodo temporale. Matematicamente, ciò è espresso come:

$$E(u_t | X_t, X_{t-1}, \dots, X_{t-p}) = 0 \quad (5)$$

Questa assunzione implica che i valori attuali e passati della variabile indipendente non sono correlati con gli errori contemporanei, soddisfacendo l'assunzione standard dei modelli regressivi.

- **Esogenità Stretta:** estende il concetto di esogenità per includere anche tutti i valori futuri delle variabili indipendenti. Questo è particolarmente rilevante in modelli che prevedono o simulano comportamenti futuri. L'equazione per l'esogenità stretta è:

$$E(u_t | \dots, X_{t+2}, X_{t+1}, X_t, X_{t-1}, X_{t-2}, \dots) = 0 \quad (6)$$

La scelta tra utilizzare l'assunzione di esogenità ordinaria o stretta dipende dal contesto specifico dello studio e dalla natura delle variabili analizzate. Nel modello a ritardi distribuiti, le seguenti formule sono applicate per illustrare l'interazione tra ritardi, esogenità e il termine di errore:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_t + \beta_2 X_{t-1} + \dots + \beta_r X_{t-r} + u_t \quad (7)$$

Le assunzioni del modello a ritardi distribuiti:

1. X è esogena, cioè $E(u_t | X_t, X_{t-1}, X_{t-2}, \dots) = 0$.
2. (a) Le variabili aleatorie Y_t, X_t hanno una distribuzione stazionaria, e (b) (Y_t, X_t) e Y_{t-j}, X_{t-j} diventano indipendenti quando j diventa grande.
3. Gli *outlier* sono improbabili; Y_t e X_t hanno più di otto momenti finiti non nulli.
4. Non c'è perfetta collinearità tra le variabili nel modello.

2.6.3 Moltiplicatori dinamici

L'effetto di una variazione unitaria in X su Y dopo h periodi è rappresentato da ciò che è noto come *moltiplicatore dinamico* dopo h periodi. Questo moltiplicatore, indicato come β_{h+1} nell'Equazione (4), è fondamentale per comprendere la relazione dinamica tra X e Y .

I moltiplicatori dinamici che mettono in relazione X con Y sono i coefficienti di X_t e i suoi ritardi nell'Equazione (16.4). Per esempio:

- β_2 è il moltiplicatore dinamico dopo un periodo.
- β_3 è il moltiplicatore dinamico dopo due periodi.

e così via.

Il moltiplicatore dinamico dopo zero periodi, o *effetto d'impatto*, è β_1 , rappresenta l'effetto immediato di un cambiamento in X sullo stesso periodo di Y .

Poiché questi moltiplicatori dinamici vengono stimati attraverso gli stimatori OLS per i coefficienti di regressione, è essenziale considerare la possibile presenza di eteroschedasticità e autocorrelazione tra i residui. Pertanto, gli errori standard utilizzati per valutare la precisione di questi stimatori sono calcolati come errori standard HAC, che correggono per queste due potenziali fonti di distorsione [20].

3 I modelli stimati

Nella prima parte di questo capitolo verrà approfondita la relazione tra le variabili geopolitiche e i rendimenti del prezzo del petrolio. Nella seconda parte, si esaminerà come il rendimento del petrolio influenzi vari fattori economici.

3.1 GPR Index Mondiale

3.1.1 DL(1)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.594355	0.842029	-0.7059	0.4810
ts_rend_GPR	0.030188	0.037024	0.8154	0.4157
lag(ts_rend_GPR, 1)	0.047587	0.037332	1.2747	0.2037

Tabella 5: DL(1) GPR Index mondiale

3.1.2 DL(2)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.548334	0.844342	-0.6494	0.5167
ts_rend_GPR	0.036604	0.038179	0.9587	0.3387
lag(ts_rend_GPR, 1)	0.054305	0.044844	1.2110	0.2271
lag(ts_rend_GPR, 2)	0.020862	0.033364	0.6253	0.5324

Tabella 6: DL(2) GPR Index mondiale

3.1.3 DL(3)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.567905	0.845404	-0.6718	0.5024
ts_rend_GPR	0.037361	0.038753	0.9641	0.3360
lag(ts_rend_GPR, 1)	0.051721	0.047168	1.0965	0.2740
lag(ts_rend_GPR, 2)	0.026066	0.037613	0.6930	0.4890
lag(ts_rend_GPR, 3)	0.012049	0.031823	0.3786	0.7053

Tabella 7: DL(3) GPR Index mondiale

Le tre tabelle presentate riassumono i modelli dinamici a ritardi (DL(1), DL(2), DL(3)) che analizzano l'impatto dell'indice globale del rischio geopolitico (GPR) sui rendimenti del WTI (West Texas Intermediate). Dall'analisi effettuata attraverso il test t sui coefficienti di regressione, emergono diverse osservazioni.

In primo luogo, si osserva che i coefficienti relativi all'impatto diretto del GPR e dei suoi ritardi sui rendimenti del petrolio non risultano statisticamente significativi nella maggior parte dei casi, come indicato dai valori p elevati. Questo suggerisce che, nonostante le fluttuazioni nel rischio geopolitico, non vi è una chiara influenza diretta e immediata di questi fattori sui rendimenti del prezzo del greggio nel breve termine. Tale risultato è in linea con lo studio condotto dalla Banca Centrale Europea, il quale afferma che i rischi geopolitici non influenzano significativamente il prezzo del WTI.

Inoltre, si nota che l'incremento dei ritardi nel modello non porta a un miglioramento della significatività dei coefficienti, questo aspetto potrebbe indicare che la dinamica temporale considerata non cattura pienamente eventuali effetti ritardati o più complessi del rischio geopolitico sui rendimenti.

3.2 GPR Index USA

3.2.1 DL(1)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.612727	0.850418	-0.7205	0.4719
ts_rend_GPR_USA	0.023237	0.036367	0.6390	0.5235
lag(ts_rend_GPR_USA, 1)	0.025755	0.026477	0.9727	0.3317

Tabella 8: DL(1) GPR Index USA

3.2.2 DL(2)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.5920077	0.8664641	-0.6832	0.4951
ts_rend_GPR_USA	0.0250241	0.0393138	0.6365	0.5251
lag(ts_rend_GPR_USA, 1)	0.0243127	0.0321507	0.7562	0.4503
lag(ts_rend_GPR_USA, 2)	-0.0033693	0.0294962	-0.1142	0.9092

Tabella 9: DL(2) GPR Index USA

3.2.3 DL(3)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.6510611	0.8712521	-0.7473	0.4557
ts_rend_GPR_USA	0.0210812	0.0403270	0.5228	0.6016
lag(ts_rend_GPR_USA, 1)	0.0161202	0.0344365	0.4681	0.6401
lag(ts_rend_GPR_USA, 2)	-0.0090487	0.0331311	-0.2731	0.7850
lag(ts_rend_GPR_USA, 3)	-0.0111830	0.0248493	-0.4500	0.6531

Tabella 10: DL(3) GPR Index USA

Nell'ambito dello studio sulla relazione tra l'indice del rischio geopolitico (GPR) degli Stati Uniti e il prezzo del petrolio, le analisi dei modelli dinamici a ritardi (DL(1), DL(2), DL(3)) mostrano risultati coerenti con i modelli analizzati in precedenza con il GPR Index Mondiale e con quelli dello studio della Banca Centrale Europea. Nonostante l'adozione di una misura più specifica del GPR per gli USA, i risultati non evidenziano una significatività statistica, indicando un impatto limitato del rischio geopolitico sui mercati energetici in questo contesto. I risultati supportano l'ipotesi che gli effetti del rischio geopolitico, persino quando analizzati a un livello nazionale dettagliato come quello degli USA, non sono determinanti diretti delle variazioni dei rendimenti del prezzo nel mercato del petrolio.

3.3 EPU Index USA

3.3.1 DL(1)

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.78855	0.83119	-0.949	0.34375
ts_rend_EPU	-0.12849	0.04377	-2.936	0.00366**
lag(ts_rend_EPU, 1)	-0.08739	0.04376	-1.997	0.04698*

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Tabella 11: DL(1) EPU Index

Statistics	Value
Residual standard error	12.78 on 234 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.04116
Adjusted R-squared	0.03297
F-statistic	5.023 on 2 and 234 DF
p-value	0.007314

3.3.2 DL(2)

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.81252	0.83629	-0.972	0.33228
ts_rend_EPU	-0.13224	0.04416	-2.994	0.00305**
lag(ts_rend_EPU, 1)	-0.09934	0.04614	-2.153	0.03236*
lag(ts_rend_EPU, 2)	-0.03811	0.04413	-0.864	0.38861

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Tabella 12: DL(2) EPU Index

Statistics	Value
Residual standard error	12.81 on 232 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.04395
Adjusted R-squared	0.03159
F-statistic	3.555 on 3 and 232 DF
p-value	0.01511

3.3.3 DL(3)

Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-0.847103	0.917123	-0.9237	0.35664
ts_rend_EPU	-0.130563	0.075301	-1.7339	0.08428
lag(ts_rend_EPU, 1)	-0.097607	0.055775	-1.7500	0.08145
lag(ts_rend_EPU, 2)	-0.031020	0.060177	-0.5155	0.60671
lag(ts_rend_EPU, 3)	0.026550	0.047627	0.5575	0.57776

Tabella 13: DL(3) EPU Index

Sull'indice di incertezza politica economica (EPU) degli Stati Uniti, l'analisi attraverso modelli dinamici a ritardi mostra un'interessante variazione nella significatività dei coefficienti al variare del numero di ritardi considerati. Il modello DL(1) evidenzia un effetto immediato e del primo ritardo dell'EPU sui rendimenti, entrambi significativi e negativi, suggerendo che un aumento nell'incertezza politica può avere un impatto inizialmente depressivo sui mercati.

Specificamente, nel modello DL(1), l'EPU ha un impatto negativo significativo sul periodo corrente e sul primo ritardo, con valori p di 0,00366 e 0,04698 rispettivamente, che indicano una robusta significatività statistica. Questo potrebbe riflettere la reazione immediata del mercato alle variazioni dell'incertezza politica, dove un incremento nell'EPU tende a essere associato a un calo del WTI. Inoltre, il modello DL(1) mostra un R-squared più elevato rispetto agli altri modelli, con un valore di 0,03297, suggerendo che questo modello spiega meglio la variabilità nei dati rispetto ai modelli con più ritardi.

Nel passare ai modelli DL(2) e DL(3), che includono ulteriori ritardi, si osserva una variazione nella significatività delle variabili. Nel modello DL(2), l'EPU corrente continua a mostrare un impatto significativo con un valore p di 0,00305, così come il primo ritardo con un valore p di 0,03236. Tuttavia, il secondo ritardo non risulta significativo (valore p di 0,38861), suggerendo che l'impatto dell'incertezza politica potrebbe iniziare a dissiparsi nel tempo. Inoltre, il modello DL(2) ha un R-squared leggermente inferiore (0,03159), indicando una leggera perdita di potere esplicativo rispetto al modello DL(1).

Nel modello DL(3), l'effetto dell'EPU diventa ancora meno pronunciato. Sebbene il coefficiente dell'EPU nel periodo corrente e nel primo ritardo rimanga negativo, la loro significatività statistica è diminuita (valore p di 0,08428 e 0,08145), e i coefficienti dei ritardi successivi non risultano significativi. Questa tendenza potrebbe suggerire che l'effetto dell'incertezza politica è più immediato e

tende a dissiparsi con il passare del tempo, o che altri fattori esterni diventano più influenti nelle dinamiche di prezzo a lungo termine.

La riduzione della significatività nei modelli con più ritardi suggerisce anche la possibilità di una dinamica di adattamento del mercato, dove gli shock iniziali dell'incertezza politica vengono gradualmente assorbiti o mitigati da altri elementi economici. Complessivamente, il modello DL(1) sembra essere il più robusto e informativo tra quelli considerati, grazie alla sua maggiore significatività e al valore di Adjusted R-squared più elevato.

3.4 Impatto del WTI sugli indicatori economici

Nella sezione precedente, West Texas Intermediate (WTI) è stato utilizzato come variabile dipendente per comprendere le sue dinamiche rispetto a vari fattori geopolitici. In questo capitolo verrà invertito l'approccio, per esaminare il WTI non più come dipendente ma come agente causale. Questo cambio di prospettiva permetterà di approfondire il ruolo del WTI come variabile indipendente e di analizzare il suo impatto su due specifici indicatori economici: il rendimento del prezzo della benzina al gallone e il rendimento del prezzo del gas naturale.

3.4.1 Rendimento prezzo della benzina

Nella prima sezione, l'attenzione è sui rendimenti del prezzo della benzina al gallone. Poiché il greggio rappresenta la materia prima per la produzione di benzina, è ragionevole aspettarsi una stretta correlazione tra i prezzi del petrolio e quelli della benzina.

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	0.15134	0.36023	0.420	0.675
ts_rend_WTI	0.36419	0.03036	11.997	<2e-16***
lag(ts_rend_WTI, 1)	-0.02208	0.03031	-0.729	0.467

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Statistics	Value
Residual standard error	5.535 on 234 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.4129
Adjusted R-squared	0.4079
F-statistic	82.28 on 2 and 234 DF
p-value	<2.2e-16

Nell'analisi dei rendimenti, i risultati ottenuti mostrano una relazione molto forte e statisticamente significativa tra i rendimenti dei prezzi del petrolio e quelli della benzina, come era lecito aspettarsi dato che il petrolio è il principale input per la produzione di benzina. Il coefficiente del rendimento del prezzo del WTI nel modello è alto e altamente significativo (0,36419; p-value minore di 2e-16), indicando un impatto diretto e robusto dei prezzi del petrolio sui prezzi della benzina, confermando l'ipotesi di una stretta correlazione tra i due mercati. Anche l'Adjusted R-squared conferma l'ipotesi di una forte dipendenza, infatti la varianza spiegata è del 40,79%.

3.4.2 Rendimento prezzo del gas

Nella seconda sezione, l'analisi si concentra sul rendimento del prezzo del gas naturale e sebbene il gas naturale e il petrolio siano spesso estratti contemporaneamente, i loro mercati e prezzi possono seguire dinamiche diverse. Questa sezione del capitolo avrà l'obiettivo di esplorare il grado di interdipendenza tra i rendimenti del gas naturale e quelli del WTI, esaminando come questi due importanti risorse energetiche interagiscono tra loro.

Coefficients	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-1.27745	0.88303	-1.447	0.1493
ts_rend_WTI	0.15740	0.07547	2.086	0.0381*
lag(ts_rend_WTI, 1)	-0.02738	0.08258	-0.332	0.7405
lag(ts_rend_WTI, 2)	0.09096	0.07541	1.206	0.2289

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Tabella 14: DL(2) WTI Index

Statistics	Value
Residual standard error	13.53 on 232 degrees of freedom
Multiple R-squared	0.02615
Adjusted R-squared	0.01355
F-statistic	2.076 on 3 and 232 DF
p-value	0.1041

Dall'analisi regressiva, si osserva che solo il coefficiente per il termine corrente del rendimento del WTI risulta essere statisticamente significativo (0,15740; $p = 0,0381$), suggerendo che variazioni immediate nei prezzi del petrolio possono avere un impatto, seppur limitato, sui prezzi del gas naturale.

Tuttavia, il ritardo del rendimento del WTI non mostra un'influenza significativa, indicato da un p-value elevato. Inoltre, il basso valore dell'Adjusted R-squared (0,01355), che indica quanto della varianza nei prezzi del gas naturale sia spiegata dai rendimenti dei prezzi del WTI, suggerisce che la correlazione tra questi due mercati è relativamente debole. Ciò potrebbe riflettere le diverse forze di mercato che influenzano i due idrocarburi, come politiche energetiche divergenti, differenze nella domanda e nell'offerta, e altri fattori economici e geopolitici.

3.5 Conclusioni

Dall'analisi dei modelli DL emerge un risultato sorprendente: contrariamente alle aspettative comuni, le variabili geopolitiche sembrano non avere un impatto non significativo sul prezzo del WTI. Questa osservazione può sembrare controintuitiva, considerando che spesso in concomitanza con conflitti o tensioni geopolitiche si osservano aumenti dei prezzi del petrolio a causa delle incertezze nell'approvvigionamento. Tuttavia, l'analisi condotta suggerisce diverse interpretazioni e meccanismi potenzialmente in gioco che potrebbero spiegare questo fenomeno.

Una possibile spiegazione di questo risultato inaspettato riguarda la frequenza temporale dei dati utilizzati, infatti i dati mensili potrebbero non catturare l'immediato impatto degli eventi geopolitici sui prezzi, che è più spesso osservabile su una scala temporale più breve, come quella giornaliera. Gli eventi geopolitici causano picchi di prezzo repentini, ma tali variazioni potrebbero non essere visibili quando si analizzano medie mensili, dove l'effetto immediato potrebbe essere attenuato o mascherato da altri fattori che agiscono su periodi più lunghi.

Inoltre, la struttura del mercato statunitense del WTI, sebbene concorrenziale, è inserita nel contesto più ampio del mercato globale del petrolio, che non è caratterizzato da una concorrenza perfetta. L'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC) gioca un ruolo significativo nel regolare l'offerta di petrolio per influenzare i prezzi. In risposta a eventi geopolitici che normalmente causerebbero un aumento dei prezzi, l'OPEC potrebbe decidere di ridurre l'offerta per mantenere i prezzi stabili o addirittura ridurli e questa gestione dell'offerta può contribuire a spiegare perché, su base mensile, l'impatto degli eventi geopolitici potrebbe non manifestarsi come un aumento dei prezzi.

Un ulteriore motivo potrebbe risiedere nel fatto che, in presenza di aumenti del prezzo del petrolio, i governi potrebbero deviare verso altre risorse energetiche meno costose o addirittura rinnovabili. Un esempio recente è rappresentato dalla guerra in Ucraina, durante la quale molti Paesi europei hanno intensificato l'uso delle energie rinnovabili per ridurre la dipendenza dal petrolio. Inoltre, l'aumento del prezzo del petrolio può portare a una diminuzione della domanda da parte dei consumatori, che su base mensile potrebbe contribuire a una riduzione del prezzo del petrolio stesso.

Questo approccio è in linea con le conclusioni del lavoro di Massimo Ferrari Minesso, Marie-Sophie Lappe e Denise Rößler, pubblicato nel Bollettino Economico della BCE del 2023. Gli autori evidenziano la mancanza di una correlazione diretta tra eventi geopolitici e le fluttuazioni dei prezzi del petrolio, mostrando una varietà di reazioni del mercato a eventi come attacchi terroristici o conflitti militari. Le conclusioni tratte da questa analisi suggeriscono che la relazione tra eventi geopolitici e il prezzo del petrolio è complessa e mediata da una serie di fattori che includono la frequenza dei dati utilizzati e le dinamiche di mercato governate da entità regolatorie come l'OPEC.

4 Codice R Studio

```
1
2 install.packages("xts")
3 install.packages("highfrequency")
4 install.packages("tidyquant")
5 install.packages("lmtest")
6 install.packages("sandwich")
7 install.packages("tseries")
8 install.packages("AER")
9 install.packages("dynlm")
10 install.packages("readxl")
11
12 library(xts)
13 library(highfrequency)
14 library(tidyquant)
15 library(lmtest)
16 library(sandwich)
17 library(tseries)
18 library(dynlm)
19 library(readxl)
20
21 save(data, file="data.rda")
22 attach(Dati_Tesi)
23
24
25 #####
26 #xts
27
28 WTI_1 <- xts(Dati_Tesi$WTI, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data, format = "%Y
  -%m-%d"))
29
30 #Plot xts
31 plot(WTI_1, main = "Prezzi WTI dal 2004 al 2023", xlab = "Data", ylab = "
  Prezzo WTI")
32
33 adf.test(WTI_1)
34
35 #####
36 #costruzione rendimenti
37 rend_WTI1<- c(NA, diff(WTI_1) / lag(WTI_1) * 100)
38
39 rend_WTI<- na.omit(rend_WTI1)
40
41 plot(rend_WTI)
42
43 adf.test(rend_WTI)
44
45 rend_WTI <- xts(rend_WTI, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data, format = "%Y-%m
  -%d"))
```

```

46 # costruzione variabili ritardate
47 WTI_lag1<- lag(rend_WTI, k = 1)
48 WTI_lag2<- lag(rend_WTI, k = 2)
49 WTI_lag3<- lag(rend_WTI, k = 3)
50
51
52 head(cbind(rend_WTI, WTI_lag1, WTI_lag2, WTI_lag3))
53 tail(cbind(rend_WTI, WTI_lag1, WTI_lag2, WTI_lag3))
54
55 names(rend_WTI)<- "rend_WTI"
56 names(WTI_lag1)<- "WTI_lag1"
57 names(WTI_lag2)<- "WTI_lag2"
58 names(WTI_lag3)<- "WTI_lag3"
59
60
61 head(cbind(rend_WTI, WTI_lag1, WTI_lag2, WTI_lag3))
62 tail(cbind(rend_WTI, WTI_lag1, WTI_lag2, WTI_lag3))
63
64 #AR1
65
66 dati_regressioneAR <- data.frame(rend_WTI, WTI_lag1, WTI_lag2, WTI_lag3)
67 WTI_na.omit<- na.omit(dati_regressioneAR)
68
69 reg_ar1_lm<- lm(rend_WTI ~ WTI_lag1, data = WTI_na.omit )
70 summary(reg_ar1_lm)
71
72 #AR2
73
74 reg_ar2_lm<- lm(rend_WTI ~ WTI_lag1 + WTI_lag2, data = WTI_na.omit)
75 summary(reg_ar2_lm)
76
77
78 #AR3
79
80 reg_ar3_lm<- lm(rend_WTI ~ WTI_lag1 + WTI_lag2 + WTI_lag3, data = WTI_na.
      omit)
81 summary(reg_ar3_lm)
82
83
84
85 #Criteri d'informazione
86 # AIC:  $\ln(SSR(p)/T) + (p+1)*2/T$ 
87 # BIC:  $\ln(SSR(p)/T) + (p+1)*\ln(T)/T$ 
88 # HQIC:  $\ln(SSR(p)/T) + (p+1)*2\ln(\ln(T))/T$ 
89
90 # lunghezza serie
91 TT<- length(rend_WTI)
92
93 # ordine "p" delle regressioni
94 p_reg_res <- 0

```

```

95 p_ar1 <- 1
96 p_ar2 <- 2
97 p_ar3 <- 3
98
99 # SSR regressioni
100 SSR_reg_res <- sum(residuals(reg_res)^2)
101 SSR_ar1 <- sum(residuals(reg_ar1_lm)^2)
102 SSR_ar2 <- sum(residuals(reg_ar2_lm)^2)
103 SSR_ar3 <- sum(residuals(reg_ar3_lm)^2)
104
105 # AIC
106 aic_reg_res <- log(SSR_reg_res/TT) + (p_reg_res + 1)*2/TT
107 aic_ar1 <- log(SSR_ar1/TT) + (p_ar1 + 1)*2/TT
108 aic_ar2 <- log(SSR_ar2/TT) + (p_ar2 + 1)*2/TT
109 aic_ar3 <- log(SSR_ar3/TT) + (p_ar3 + 1)*2/TT
110
111 # BIC
112 bic_reg_res <- log(SSR_reg_res/TT) + (p_reg_res + 1)*log(TT)/TT
113 bic_ar1 <- log(SSR_ar1/TT) + (p_ar1 + 1)*log(TT)/TT
114 bic_ar2 <- log(SSR_ar2/TT) + (p_ar2 + 1)*log(TT)/TT
115 bic_ar3 <- log(SSR_ar3/TT) + (p_ar3 + 1)*log(TT)/TT
116
117 # HQIC
118 hqic_reg_res <- log(SSR_reg_res/TT) + (p_reg_res + 1)*log(log(TT))/TT
119 hqic_ar1 <- log(SSR_ar1/TT) + (p_ar1 + 1)*log(log(TT))/TT
120 hqic_ar2 <- log(SSR_ar2/TT) + (p_ar2 + 1)*log(log(TT))/TT
121 hqic_ar3 <- log(SSR_ar3/TT) + (p_ar3 + 1)*log(log(TT))/TT
122
123 # Tabella IC
124 df.ic <-
125   data.frame(p = 0:3,
126             aic = c(aic_reg_res, aic_ar1, aic_ar2, aic_ar3),
127             bic = c(bic_reg_res, bic_ar1, bic_ar2, bic_ar3),
128             hqic = c(hqic_reg_res, hqic_ar1, hqic_ar2, hqic_ar3)
129   )
130 df.ic
131
132 # grafico IC
133 matplot(df.ic$p, df.ic[,-1], type = 'b', pch = 0:2)
134 legend("topright",
135       legend = c('aic', 'bic', 'hqic'),
136       col = 1:3,
137       lty = 1:3,
138       pch = 0:2)
139
140 #####
141 #xts
142 GPR_1 <- xts(Dati_Tesi$GPR, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data, format = "%Y
  -%m-%d"))

```

```

143 | GPR_USA_1 <- xts(Dati_Tesi$GPRC_USA, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data,
      | format = "%Y-%m-%d"))
144 | EPU_USA_1 <- xts(Dati_Tesi$EPU_USA, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data,
      | format = "%Y-%m-%d"))
145 |
146 |
147 | #TS
148 | ts_rend_GPR <- as.ts(rend_GPR)
149 | ts_rend_GPR.USA <- as.ts(rend_GPR.USA)
150 | ts_rend_EPU <- as.ts(rend_EPU.USA)
151 |
152 | #Plot xts
153 | plot(GPR_1, main = "GPR dal 2004 al 2023", xlab = "Data", ylab = "GPR")
154 |
155 | plot(GPR_USA_1, main = "GPR USA dal 2004 al 2023", xlab = "Data", ylab = "
      | GPR USA")
156 |
157 | plot(EPU_USA_1, main = "EPU USA dal 2004 al 2023", xlab = "Data", ylab = "
      | EPU USA")
158 |
159 |
160 | #costruzione rendimenti
161 | rend_GPR1<- c(NA, diff(GPR_1) / lag(GPR_1) * 100)
162 | rend_GPR<- na.omit(rend_GPR1)
163 | plot(rend_GPR)
164 | adf.test(rend_GPR)
165 |
166 |
167 | rend_GPR.USA1<- c(NA, diff(GPR_USA_1) / lag(GPR_USA_1) * 100)
168 | rend_GPR.USA<- na.omit(rend_GPR.USA1)
169 | plot(rend_GPR.USA)
170 | adf.test(rend_GPR.USA)
171 |
172 | rend_EPU.USA1<- c(NA, diff(EPU_USA_1) / lag(EPU_USA_1) * 100)
173 | rend_EPU.USA<- na.omit(rend_EPU.USA1)
174 | plot(rend_EPU.USA)
175 | adf.test(rend_EPU.USA)
176 |
177 | #TS
178 | ts_rend_GPR <- as.ts(rend_GPR)
179 | ts_rend_GPR.USA <- as.ts(rend_GPR.USA)
180 | ts_rend_EPU <- as.ts(rend_EPU.USA)
181 |
182 | # costruzione variabili ritardate GPR
183 | GPR_lag1<- lag(rend_GPR, k = 1)
184 | GPR_lag2<- lag(rend_GPR, k = 2)
185 | GPR_lag3<- lag(rend_GPR, k = 3)
186 |
187 | head(cbind(rend_GPR, GPR_lag1, GPR_lag2, GPR_lag3))
188 | tail(cbind(rend_GPR, GPR_lag1, GPR_lag2, GPR_lag3))

```

```

189
190 names(rend_GPR) <- "rend_GPR"
191 names(GPR_lag1) <- "GPR_lag1"
192 names(GPR_lag2) <- "GPR_lag2"
193 names(GPR_lag3) <- "GPR_lag3"
194
195 head(cbind(rend_GPR, GPR_lag1, GPR_lag2, GPR_lag3))
196 tail(cbind(rend_GPR, GPR_lag1, GPR_lag2, GPR_lag3))
197
198
199 DYMGPR1 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR + lag(ts_rend_GPR, 1))
200 coeftest(DYMGPR1, vcov. = vcovHC(DYMGPR1))
201
202 DYMGPR2 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR + lag(ts_rend_GPR, 1) + lag(ts_
    rend_GPR, 2))
203 coeftest(DYMGPR2, vcov. = vcovHC(DYMGPR2))
204
205 DYMGPR3 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR + lag(ts_rend_GPR, 1) + lag(ts_
    rend_GPR, 2) + lag(ts_rend_GPR, 3))
206 coeftest(DYMGPR3, vcov. = vcovHC(DYMGPR3))
207
208
209
210
211
212
213 #####
214 # costruzione variabili ritardate GPRU
215 GPRU_lag1 <- lag(rend_GPR.USA, k = 1)
216 GPRU_lag2 <- lag(rend_GPR.USA, k = 2)
217 GPRU_lag3 <- lag(rend_GPR.USA, k = 3)
218
219
220 head(cbind(rend_GPR.USA, GPRU_lag1, GPRU_lag2, GPRU_lag3 ))
221 tail(cbind(rend_GPR.USA, GPRU_lag1, GPRU_lag2, GPRU_lag3))
222
223 names(rend_GPR.USA) <- "rend_GPR"
224 names(GPRU_lag1) <- "GPR_lag1"
225 names(GPRU_lag2) <- "GPR_lag2"
226 names(GPRU_lag3) <- "GPR_lag3"
227
228
229 head(cbind(rend_GPR.USA, GPRU_lag1, GPRU_lag2, GPRU_lag3))
230 tail(cbind(rend_GPR.USA, GPRU_lag1, GPRU_lag2, GPRU_lag3))
231
232
233
234 ts_rend_WTI <- as.ts(rend_WTI)
235 ts_rend_GPR.USA <- as.ts(rend_GPR.USA)
236

```

```

237
238 DYMGPRU1 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR.USA + lag(ts_rend_GPR.USA, 1))
239 coeftest(DYMGPRU1, vcov. = vcovHC(DYMGPRU1))
240
241
242 DYMGPRU2 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR.USA + lag(ts_rend_GPR.USA,1) +
    lag(ts_rend_GPR.USA,2))
243 coeftest(DYMGPRU2, vcov. = vcovHC(DYMGPRU2))
244
245
246 DYMGPRU3 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_GPR.USA + lag(ts_rend_GPR.USA,1) +
    lag(ts_rend_GPR.USA,2) + lag(ts_rend_GPR.USA,3))
247 coeftest(DYMGPRU3, vcov. = vcovHC(DYMGPRU3))
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257 #####
258 # costruzione variabili ritardate EPU
259 EPU_lag1<- lag(rend_EPU.USA, k = 1)
260 EPU_lag2<- lag(rend_EPU.USA, k = 2)
261 EPU_lag3<- lag(rend_EPU.USA, k = 3)
262
263
264 head(cbind(rend_EPU.USA, EPU_lag1, EPU_lag2, EPU_lag3))
265 tail(cbind(rend_EPU.USA, EPU_lag1, EPU_lag2, EPU_lag3))
266
267 names(rend_EPU.USA)<- "rend_EPU.USA"
268 names(EPU_lag1)<- "EPU_lag1"
269 names(EPU_lag2)<- "EPU_lag2"
270 names(EPU_lag3)<- "EPU_lag3"
271
272 head(cbind(rend_EPU.USA, EPU_lag1, EPU_lag2, EPU_lag3))
273 tail(cbind(rend_EPU.USA, EPU_lag1, EPU_lag2, EPU_lag3))
274
275
276 DYMEPU1 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_EPU + lag(ts_rend_EPU, 1))
277 coeftest(DYMEPU1, vcov. = vcovHC(DYMEPU1))
278 summary(DYMEPU1)
279
280 DYMEPU2 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_EPU + lag(ts_rend_EPU,1) + lag(ts_
    rend_EPU,2))
281 coeftest(DYMEPU2, vcov. = vcovHC(DYMEPU2))
282 summary(DYMEPU2)
283

```

```

284 DYMEPU3 <- dynlm(ts_rend_WTI ~ ts_rend_EPU + lag(ts_rend_EPU,1) + lag(ts_
      rend_EPU,2) + lag(ts_rend_EPU,3))
285 coeftest(DYMEPU3, vcov. = vcovHC(DYMEPU3))
286
287
288
289 #####
290 #Gall
291 Gall_1 <- xts(Dati_Tesi$Gallon, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data,format =
      "%Y-%m-%d"))
292
293 plot(Gall_1, main = "Prezzo al Gallone dal 2004 al 2023", xlab = "Data",
      ylab = "EPU USA")
294
295 rend_Gall1<- c(NA, diff(Gall_1) / lag(Gall_1) * 100)
296 rend_Gall<- na.omit(rend_Gall1)
297 plot(rend_Gall)
298 adf.test(rend_Gall)
299
300 ts_rend_GALL <- as.ts(rend_Gall)
301 # costruzione variabili ritardate Gall
302 Gall_lag1<- lag(rend_Gall, k = 1)
303 Gall_lag2<- lag(rend_Gall, k = 2)
304 Gall_lag3<- lag(rend_Gall, k = 3)
305
306
307 head(cbind(rend_Gall, Gall_lag1, Gall_lag2, Gall_lag3))
308 tail(cbind(rend_Gall, Gall_lag1, Gall_lag2, Gall_lag3))
309
310 names(rend_Gall)<- "rend_GPR"
311 names(Gall_lag1)<- "Gall_lag1"
312 names(Gall_lag2)<- "Gall_lag2"
313 names(Gall_lag3)<- "Gall_lag3"
314
315
316 head(cbind(rend_Gall, Gall_lag1, Gall_lag2, Gall_lag3))
317 tail(cbind(rend_Gall, Gall_lag1, Gall_lag2, Gall_lag3))
318
319
320 DYMGAL1 <- dynlm(ts_rend_GALL ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1))
321 coeftest(DYMGAL1, vcov. = vcovHC(DYMGAL1))
322 summary(DYMGAL1)
323
324
325 DYMGAL2 <- dynlm(ts_rend_GALL ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1) + lag(ts_
      rend_WTI, 2))
326 coeftest(DYMGAL2, vcov. = vcovHC(DYMGAL2))
327
328 DYMGAL3 <- dynlm(ts_rend_GALL ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1) + lag(ts_
      rend_WTI, 2) + lag(ts_rend_WTI, 3))

```



```

329 | coeftest(DYMGAL3, vcov. = vcovHC(DYMGAL3))
330 |
331 |
332 |
333 |
334 | #####
335 | #GAS
336 |
337 | GAS_1 <- xts(Dati_Tesi$GAS, order.by = as.Date(Dati_Tesi$Data,format = "%Y
      | -%m-%d"))
338 |
339 | plot(GAS_1, main = "PREZZO GAS dal 2004 al 2023", xlab = "Data", ylab = "
      | EPU USA")
340 |
341 | rend_GAS1<- c(NA, diff(GAS_1) / lag(GAS_1) * 100)
342 | rend_GAS<- na.omit(rend_GAS1)
343 | plot(rend_GAS)
344 | adf.test(rend_GAS)
345 |
346 | ts_rend_GAS <- as.ts(rend_GAS)
347 |
348 | # costruzione variabili ritardate GAS
349 | GAS_lag1<- lag(rend_GAS, k = 1)
350 | GAS_lag2<- lag(rend_GAS, k = 2)
351 | GAS_lag3<- lag(rend_GAS, k = 3)
352 |
353 |
354 | head(cbind(rend_GAS, GAS_lag1, GAS_lag2, GAS_lag3 ))
355 | tail(cbind(rend_GAS, GAS_lag1, GAS_lag2, GAS_lag3 ))
356 |
357 | names(rend_GAS)<- "rend_GAS"
358 | names(GAS_lag1)<- "GAS_lag1"
359 | names(GAS_lag2)<- "GAS_lag2"
360 | names(GAS_lag3)<- "GAS_lag3"
361 |
362 |
363 | head(cbind(rend_GAS, GAS_lag1, GAS_lag2, GAS_lag3 ))
364 | tail(cbind(rend_GAS, GAS_lag1, GAS_lag2, GAS_lag3 ))
365 |
366 | DYMGAS1 <- dynlm(ts_rend_GAS ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1))
367 | coeftest(DYMGAS1, vcov. = vcovHC(DYMGAS1))
368 | summary(DYMGAS1)
369 |
370 | DYMGAS2 <- dynlm(ts_rend_GAS ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1) + lag(ts_
      | rend_WTI, 2))
371 | coeftest(DYMGAS2, vcov. = vcovHC(DYMGAS2))
372 | summary(DYMGAS2)
373 |
374 | DYMGAS3 <- dynlm(ts_rend_GAS ~ ts_rend_WTI + lag(ts_rend_WTI, 1) + lag(ts_
      | rend_WTI, 2) + lag(ts_rend_WTI, 3))

```

```
375 | coeftest(DYMGAS3, vcov. = vcovHC(DYMGAS3))  
376 | summary(DYMGAS3)
```

Listing 1: Codice R per Analisi Effetti causali dinamici

Riferimenti bibliografici

- [1] Massimo Ferrari Minesso, Marie-Sophie Lappe e Denise Rößler. “Geopolitical risk and oil prices”. In: *ECB Economic Bulletin* 8 (2023).
- [2] Marcella Di Stefano e Simona Pederzoli. *Una introduzione allo studio del pianeta*. Seconda. Italo Bovolenta editore, Zanichelli, 2019.
- [3] *Cosa è e a cosa serve il petrolio*. URL: <https://quifinanza.it/green/cosa-e-a-cosa-serve-petrolio/204283/>.
- [4] Samir Dalvi. *Fundamentals of Oil & Gas Industry for Beginners*. Notion Press, 2015.
- [5] John A Harper. “Why the drake well”. In: *Pennsylvania Geology* 29.1 (1998), pp. 2–4.
- [6] Ida M Tarbell e David M Chalmers. *The history of the Standard Oil Company: briefer version*. Courier Corporation, 2003.
- [7] Fortune Editors. *Global 500*. Retrieved from <https://fortune.com/ranking/global500/2022/>. 2023, December 18.
- [8] *OPEC: Member countries*. 2004. URL: <https://www.opec.org/opec%20web/en/about%20us/25.htm>.
- [9] *OPEC Annual Statistical Bulletin*. Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), 2023.
- [10] Colin John Campbell. *Oil crisis*. Multi-science publishing, 2005.
- [11] Edward R Fried. “After the Oil Glut”. In: *The Brookings Bulletin* 18.3/4 (1982), pp. 6–11.
- [12] L Archer et al. “The first oil war: implications of the Gulf crisis in the oil market”. In: (1990).
- [13] Brad Setser. “The effects of the recent oil price shock on the US and global economy Nouriel Roubini Stern School of Business, NYU and”. In: (2004).
- [14] Michael D Bordo. *An historical perspective on the crisis of 2007-2008*. Rapp. tecn. National Bureau of Economic Research, 2008.
- [15] Xun Zhang, Lean Yu e Shouyang Wang. “The impact of financial crisis of 2007-2008 on crude oil price”. In: *Computational Science-ICCS 2009: 9th International Conference Baton Rouge, LA, USA, May 25-27, 2009 Proceedings, Part II* 9. Springer. 2009, pp. 643–652.
- [16] International Energy Agency. *Russia’s war on Ukraine*. URL: <https://www.iea.org/topics/russias-war-on-ukraine>.
- [17] Jos Delbeke et al. “The paris agreement”. In: *Towards a climate-neutral Europe*. Routledge, 2019, pp. 24–45.
- [18] Parlamento Europeo. “Neutralità carbonica: cos’ è e come raggiungerla entro il 2050”. In: *Parlamento Europeo* (2019).
- [19] Daniel P Scheitrum, Colin A Carter e Cesar Revoredo-Giha. “WTI and Brent futures pricing structure”. In: *Energy Economics* 72 (2018), pp. 462–469.
- [20] James Stock e Mark Watson. *Introduction to Econometrics*. 4^a ed. Authorized translation from the English language edition. Pearson Education, Inc., publishing as Pearson International, 2020.
- [21] Dario Caldara e Matteo Iacoviello. “Measuring Geopolitical Risk”. In: *American Economic Review* 112.4 (apr. 2022), pp. 1194–1225.

Elenco delle figure

1	Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2023	8
2	Emissioni globali di CO2 da combustibili fossili e produzione di cemento, 1990-2015. Source: EDGAR database, JRC, European Commission	10
3	Brent WTI Spread, 2021-2024. Source: Brent WTI Spread, YCharts	12
4	Prezzi WTI dal 2004 al 2023	16
5	GPR Index Mondiale dal 2004 al 2023	23
6	GPR Index USA dal 2004 al 2023	26
7	EPU Index USA dal 2004 al 2023	28