



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

# **Análisis histórico de la sensibilidad del precio de la electricidad del mercado mayorista español: Años 2020-2022**

Autor: Fan Chen Chen

Director: José Portela González

## Resumen

El drástico aumento de los precios de la electricidad observado en España durante los años 2021 y 2022 impuso importantes cargas financieras a los hogares y las empresas del país. Esta investigación explora las razones subyacentes de la histórica subida de precios en el mercado mayorista, analizando en primer lugar los factores identificados por estudios anteriores, incluyendo el aumento de los precios del gas natural y de los derechos de emisión de carbono.

Además, el estudio arroja luz sobre la compleja dinámica que influye en los precios de la electricidad en el mercado mayorista mediante el ajuste de modelos de regresión con coeficientes cambiantes en el tiempo (*time-varying coefficient linear regression*). Aunque la energía hidráulica aparece como un factor que contribuye significativamente al aumento de los precios, la causa fundamental reside en la escalada de los precios del gas natural debido a que motiva a las centrales hidroeléctricas a aumentar su precio de oferta, según revela el análisis de los resultados obtenidos.

Asimismo, los resultados sugieren que un análisis exhaustivo que incorpore una gama más amplia de variables podría mejorar la comprensión del comportamiento de los precios, teniendo en cuenta al mismo tiempo las cuestiones relacionadas con la multicolinealidad y la maldición de la dimensionalidad.

**Palabras Clave:** Mercado eléctrico mayorista, electricidad, gas natural, energía hidráulica, precios, regresión.

## **Abstract**

The substantial surge in electricity prices experienced in Spain between 2021 and 2022 had a profound impact on households and businesses, causing significant financial strain. This study aims to uncover the underlying factors driving this historic price increase in the wholesale market, examining the findings of previous research, which highlight the influence of escalating natural gas prices and the rising costs of carbon emission allowances.

Furthermore, the study sheds light on the intricate dynamics that shape electricity prices in the wholesale market by employing time-varying coefficient linear regression models and interpreting the outcomes. While hydraulic energy emerges as a notable contributor to the overall price escalation, the primary catalyst lies in the upward trajectory of natural gas prices, which prompts hydropower plants to increase their offering prices. This finding is substantiated through meticulous analysis of the obtained results.

Moreover, the findings emphasize that a comprehensive analysis encompassing a broader array of variables holds the potential to enhance our understanding of price behavior, while carefully addressing concerns related to multicollinearity and the curse of dimensionality. This research delivers valuable insights for future investigations into electricity price dynamics, advocating for sophisticated models that effectively capture the evolving behavior of variables to achieve more accurate predictions.

**Keywords:** Wholesale electricity market, electricity, natural gas, hydroelectric power, prices, regression.

## Índice de contenidos

1. Introducción.....	1
1.1. Motivación y objetivo del estudio.....	1
1.2. Metodología .....	1
1.3. Estructura .....	2
2. Mercado de electricidad en España .....	3
2.1. Mercado mayorista.....	4
2.2. Funcionamiento del mercado diario y fijación de precios .....	5
3. Causas de la subida de precios de la electricidad años 2021-2022 .....	8
3.1. Subida del precio de los derechos de emisión de CO2 .....	9
3.2. Dependencia energética y aumento del precio del gas natural.....	10
3.3. Otras razones: Características del mercado y comportamiento de oferta .....	12
4. Metodología.....	15
4.1. Regresión lineal.....	15
4.2. Time-varying coefficient linear model (TVLM).....	16
4.3. Aplicación en R del TVLM.....	18
5. Muestra de datos y análisis exploratorio .....	19
6. Resultados.....	26
6.1. tvLM con parámetros por defecto .....	26
6.2. tvLM con bandwidth manual .....	29
6.2.1. $bw = 0,001$ .....	29
6.2.2. $bw = 0,01$ .....	30
6.2.3. $bw = 0,05$ .....	31
6.3. Análisis de coeficientes $bw = 0,05$ .....	32
6.3.1. Comparativa de coeficientes y estudio de la correlación.....	38
7. Conclusiones.....	42
8. Bibliografía.....	45
9. Anexos .....	49

## Índice de figuras

Figura 1 .....	3
Figura 2 .....	5
Figura 3 .....	6
Figura 4 .....	7
Figura 5 .....	8
Figura 6 .....	9
Figura 7 .....	11
Figura 8 .....	13
Figura 9 .....	19
Figura 10 .....	20
Figura 11 .....	21
Figura 12 .....	21
Figura 13 .....	22
Figura 14 .....	23
Figura 15 .....	23
Figura 16 .....	24
Figura 17 .....	25
Figura 18 .....	26
Figura 19 .....	27
Figura 20 .....	28
Figura 21 .....	29
Figura 22 .....	30
Figura 23 .....	31
Figura 24 .....	31
Figura 25 .....	33

Figura 26 .....	34
Figura 27 .....	34
Figura 28 .....	35
Figura 29 .....	36
Figura 30 .....	36
Figura 31 .....	37
Figura 32 .....	38
Figura 33 .....	39
Figura 34 .....	39
Figura 35 .....	40
Figura 36 .....	41

# **1. Introducción**

## **1.1. Motivación y objetivo del estudio**

La electricidad es un bien básico de primera necesidad y un insumo fundamental para la vida cotidiana y para el funcionamiento de la actividad comercial, sobre todo en sectores con un consumo intensivo de energía como la industria manufacturera. Por tanto, su precio afecta de forma directa en la salud económica y financiera, así como en el bienestar y supervivencia de las personas y de las empresas.

Un aumento drástico de los precios de la electricidad, como lo observado en los años 2021 y 2022, puso en peligro el bienestar de ciertos hogares durante los meses más fríos y cálidos, además de tener un impacto negativo en el funcionamiento, la competitividad y la rentabilidad de las organizaciones. Esto, a su vez, pudo traducirse en subidas de precios de productos y servicios en los casos más extremos, afectando de nuevo en el coste y la calidad de vida de las personas.

Debido a esto, el objetivo principal de este trabajo de investigación es estudiar la evolución del precio de la electricidad e identificar los factores clave que influyen en él, con el fin de comprender las razones subyacentes de este comportamiento irregular. En concreto, se busca poner a prueba la hipótesis de que la subida del precio de la electricidad en España es causada en gran medida por el incremento del precio del gas natural. Para ello, se llevará a cabo un análisis de regresión para examinar la evolución histórica del impacto de las distintas variables del mercado, como el coste del gas o la producción de energía de las distintas tecnologías, sobre el precio de la electricidad del mercado mayorista.

## **1.2. Metodología**

Para alcanzar el objetivo de la investigación, se ha empleado una combinación de metodologías cualitativas y cuantitativas. En primer lugar, se ha realizado una exhaustiva revisión bibliográfica, analizando y sintetizando la información procedente de artículos de revistas científicas, informes y páginas web, para conocer el funcionamiento del mercado eléctrico español e identificar las principales causas atribuidas al incremento de los precios de la electricidad.

Por otra parte, se ha adoptado un enfoque cuantitativo inductivo, que implicó la recopilación y análisis de datos para la extraer conclusiones y comprobar la hipótesis inicial. Para ello, se ha

utilizado principalmente el lenguaje de programación R para el procesamiento de datos, el análisis exploratorio y el ajuste de los modelos de regresión. También se ha empleado Excel como herramienta de soporte para crear gráficos, tablas y facilitar un examen más visual de los resultados obtenidos.

### **1.3. Estructura**

El trabajo se divide en cinco secciones principales: introducción, mercado eléctrico, causas de la subida de precios, análisis de la sensibilidad de los precios de la electricidad y conclusiones generales.

Durante la investigación sobre el mercado eléctrico se examinarán las características del mercado mayorista de electricidad en España y el mecanismo de fijación de precios, conocimiento base para interpretar los resultados y extraer conclusiones de valor. Posteriormente, se identificarán algunas de las razones clave del aumento del precio de la electricidad en 2021 y 2022, principalmente a través de un enfoque cualitativo.

A continuación, se dará paso a la investigación cuantitativa, comenzando con una presentación de la metodología técnica a aplicar, seguida por la explicación de la muestra de datos y el análisis exploratorio, y finalizada con la aplicación del modelo de regresión tvLM y la interpretación de resultados.

Por último, se cerrará el trabajo con las principales conclusiones derivadas de la investigación, abordando los objetivos y la hipótesis del estudio y proponiendo futuras investigaciones para seguir ampliando el conocimiento en este campo.



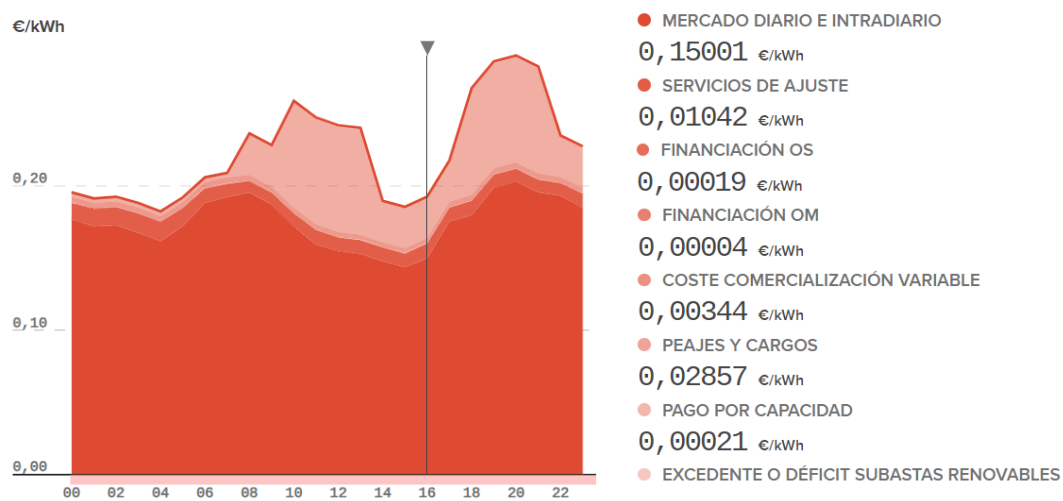
## 2. Mercado de electricidad en España

El mercado eléctrico español, establecido tras la liberalización del sector eléctrico en 1997, engloba una serie de mercados para la comercialización de la energía eléctrica suministrada en el país. Por un lado, en el mercado mayorista participan principalmente los productores de energía y las empresas comercializadoras en la compraventa de grandes cantidades de energía, mientras que, por otro lado, el mercado minorista es aquel en el cual las comercializadoras revenden la energía que obtienen del mercado mayorista a los consumidores finales en pequeñas cantidades (Dumitru Zanfir, 2020).

En el presente trabajo, nos enfocaremos exclusivamente en el mercado mayorista debido a dos motivos principales. Por una parte, es relevante su estudio debido a que supone una parte importante del término de energía pagado por los consumidores, pudiendo observar en la figura 1 el peso del mercado diario en la tarifa PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor).

**Figura 1**

*Componentes del término de facturación del PVPC en territorio peninsular, Baleares y Canarias (1 de marzo de 2023)*



*Nota. Adaptado de Término de facturación de energía activa del PVPC, por E-sios Red Eléctrica, 2023*

Por la otra parte, el precio de la energía fijado en el mercado mayorista depende de numerosos factores como la demanda y la cantidad y precio ofertado por cada productor de energía. Por tanto, su análisis proporciona una mejor visión y comprensión de los factores que impactan en el precio final de la electricidad.

## **2.1. Mercado mayorista**

En el mercado mayorista, el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) es el responsable de gestionar las negociaciones de los precios de la electricidad a corto plazo. Según el OMIE (s.f.), el mercado eléctrico al contado se divide en tres segmentos: un mercado diario, un mercado de subastas intradiario y un mercado intradiario continuo.

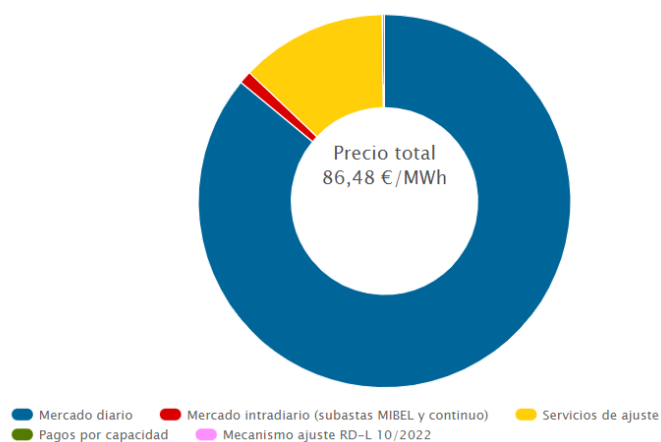
Por un lado, el objeto del mercado diario es realizar transacciones de energía mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía por parte de los agentes del mercado para las 24 horas del día siguiente. Desde 2014, España comparte este mercado con el resto de Europa y, todos los días a las 12:00 CET, se deciden los precios y la cantidad de energía para las próximas 24 horas en Europa mediante un mecanismo de casación de la oferta y la demanda.

Por otro lado, los mercados intradiarios permiten a los distintos agentes modificar sus programas resultantes del mercado diario en respuesta a los desequilibrios energéticos causados por la alteración de las necesidades y condiciones en tiempo real. Actualmente, el mercado intradiario de subastas se divide en seis sesiones con sus respectivos horarios y horizontes de programación, mientras que el mercado intradiario continuo ofrece a los agentes acceso a la liquidez de otras regiones europeas y la flexibilidad de hacer cambios hasta una hora antes de la entrega de energía.

Otros componentes que conforman el precio final de la energía son los pagos por capacidad, que son subvenciones que se conceden a las centrales de respaldo para incentivar a sus propietarios a mantenerlas en funcionamiento, y los servicios de ajuste, esenciales para solventar las limitaciones técnicas del sistema eléctrico, modificando para ello los programas de producción (Operación del sistema eléctrico, s. f.).

## Figura 2

*Componentes del precio final y energía del cierre del mercado mayorista (abril 2023)*



*Nota. Adaptado de Componentes del precio final y energía del cierre, por Red Eléctrica, 2023*

En la figura 2 se puede observar que el mercado diario es el elemento que más influye sobre el precio final fijado para la electricidad, y es por ello que, con el objeto de comprender las razones subyacentes del aumento histórico de los precios de la energía observado en los años 2021 y 2022, se profundizará más en el funcionamiento de dicho mercado, los agentes principales y el mecanismo de fijación de precios.

### 2.2. Funcionamiento del mercado diario y fijación de precios

Como bien se mencionó anteriormente, en el mercado diario, el OMIE recoge diariamente las ofertas de compra y venta presentada por los agentes para cada hora del día siguiente y las incorpora al proceso de casación utilizando las curvas de oferta y demanda. Debido que el mercado mayorista de electricidad se asemeja a una “piscina” en la que se vierten todas las ofertas de venta y de compra de electricidad, este mercado es comúnmente denominado “Pool” eléctrico (Enseñat Saavedra, 2022).

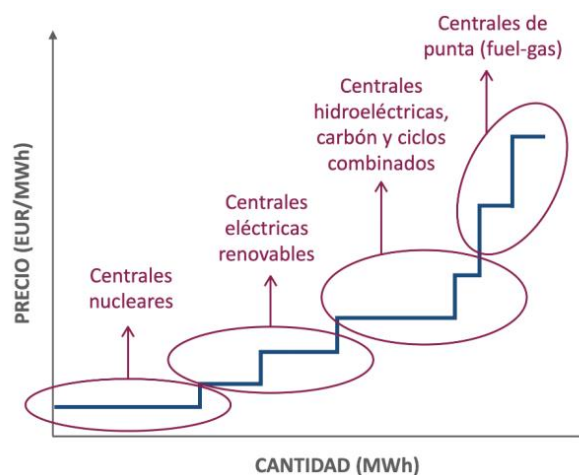
Los vendedores de electricidad en el mercado diario son todas las unidades de producción disponibles para presentar energía no comprometida en los mercados a plazo, entre las que se encuentran distintas tecnologías de producción como centrales nucleares, centrales térmicas de carbón y ciclo combinado o centrales renovables. Mientras tanto, los compradores en el mercado diario son en su mayoría comercializadoras que revenden la energía al resto de consumidores.

En la sesión de casación que tiene lugar a las 12:00 CET de manera diaria se construyen las curvas agregadas de oferta y de demanda. Por una parte, la curva de oferta está formada por la agregación de las ofertas de venta presentadas por las instalaciones de generación de energía ordenadas de menor a mayor precio, representando así la cantidad de energía que los generadores estarían dispuestos a vender a partir de un precio mínimo, basándose en el coste de oportunidad que les supone la generación de electricidad y no en su coste variable (Enseñat Saavedra, 2022).

Por tanto, como se puede observar en la figura 3, en la parte baja de la curva estarían las centrales con costes de oportunidad bajos como las centrales nucleares, las cuales suelen presentar las ofertas más bajas, generalmente a precio cero, para poder garantizar su inclusión en el proceso de casación debido a que sus restricciones logísticas les impiden dejar de producir incluso en periodos de baja demanda. Seguidamente, las centrales de energía renovables suelen optar también por ofrecer precios bajos al no poder almacenar su energía, a excepción de las centrales hidráulicas, las cuales tienen la capacidad de almacenar sus recursos producibles y pueden permitirse esperar a que aumenten los precios del mercado para ofrecer su energía a precios más elevados. Asimismo, las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado tienen altos costes de oportunidad debido al elevado coste de los recursos que necesitan para su funcionamiento (combustible, carbón y gas natural), así como los costes de emisión de CO<sub>2</sub> en el que incurren. Por último, en la parte superior de la curva estarían las centrales de punta, las cuales se ponen en funcionamiento en momentos de gran demanda como, por ejemplo, las centrales de fuel-óleo (Enseñat Saavedra, 2022; López Domínguez, 2022).

### Figura 3

*Curva de oferta de la electricidad*



*Nota. Adaptado de La curva de venta de electricidad, por Isabel Enseñat Saavedra, 2022*

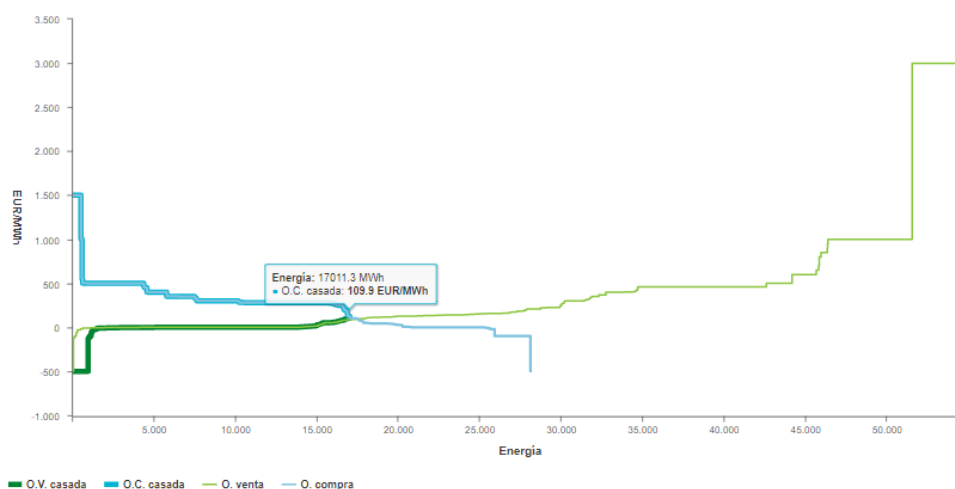
Cabe mencionar además que, de acuerdo con la normativa del mercado, toda la capacidad debe ser ofrecida, por lo que la cantidad de electricidad ofertada depende de las limitaciones físicas de cada instalación, como la potencia disponible, la potencia mínima para operar de manera segura o la disponibilidad de combustible (López Domínguez, 2022).

Por otra parte, para la creación de la curva de demanda se agregan todas las ofertas de compra en forma descendente. Dichas ofertas dependen de la previsión de la demanda en el mercado, la cual varía en función de variables como las condiciones meteorológicas, la hora, el día de la semana, la estación del año o de si el día es o no festivo. Por ejemplo, la demanda es máxima en las horas de trabajo y mínima por la noche, en festivos y fines de semana debido a la reducida actividad industrial (Dumitru Zanfir, 2020).

El procedimiento de casación entre la oferta y la demanda se realiza mediante el algoritmo de casación Euphemia y llega a su fin una vez que el OMIE considera que la demanda de energía ha sido plenamente satisfecha, es decir, el punto en el que intersecan las curvas de oferta y demanda. Como muchos otros mercados de la Unión Europea, el mercado energético español sigue una estructura de mercado marginalista, por lo que todas las centrales casadas son compensadas al precio marginal, que es el precio final determinado por la última unidad en incorporarse al mercado (Palicio García, 2022).

#### Figura 4

Curvas de oferta y demanda (1 de mayo de 2023)



Nota. Adaptado de Curvas agregadas de oferta y demanda (Hora 1 – 01/05/2023), por OMIE, 2023a

Por último, los resultados del proceso de casación se envían al Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE), quien verifica su viabilidad técnica en la red de transporte, lo que puede dar lugar a pequeñas diferencias en los resultados del mercado diario (OMIE, s. f.).

### 3. Causas de la subida de precios de la electricidad años 2021-2022

Como se puede ver en la figura 5, el precio de la energía eléctrica del mercado diario en España empezó a incrementar de manera drástica a partir de mediados del año 2021. En 2021, el precio medio aritmético observó un incremento del 230% con respecto al año anterior, mientras que en el año 2022, este valor continuó creciendo, casi cuadruplicando el precio observado en 2020. Asimismo, se alcanzaron máximos históricos en marzo de 2022 con un precio medio de 283,26 €/MWh.

**Figura 5**

*Precio medio de casación del mercado diario en España*



*Nota. Elaboración propia a partir de datos del OMIE (2023b)*

Además, cabe mencionar que dicha subida de precios no solo tuvo lugar en el ámbito español, sino que distintos países de la UE también vieron un crecimiento pronunciado de estos precios. A continuación, se expondrán algunos de los factores principales que pudieron haber contribuido a este aumento histórico del precio de la energía eléctrica.

### 3.1. Subida del precio de los derechos de emisión de CO2

Las emisiones de gases de efecto invernadero ha provocado alteraciones climáticas en todo el mundo. Para hacer frente al cambio climático, la UE ha adoptado diversas medidas de mitigación como la transición de actividades intensivas en emisiones a otras no intensivas, facilitada por instrumentos como los impuestos sobre las emisiones y la reducción de las subvenciones dirigidas a los combustibles fósiles.

Uno de estos instrumentos es el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE UE), que establece desde 2005 un límite anual de la cantidad total de gases de efecto invernadero que cada empresa está autorizada a emitir, el cual va disminuyendo de manera progresiva. Las empresas reciben, por tanto, un número determinado de derechos de emisión para mantenerse dentro de la cuota, teniendo la opción de comprar o vender dichos derechos en el mercado para satisfacer sus necesidades (Pacce et al., 2022).

Además, en julio de 2021 la Unión Europea aprobó la Ley Climática, con la cual espera para el año 2030 reducir las emisiones de carbono en al menos un 55% por debajo de los niveles de 1990 y alcanzar, al mismo tiempo, neutralidad climática en 2050 (OMI, 2021). La mayor ambición de la UE en torno a los objetivos de descarbonización ha producido un encarecimiento significativo en los precios de los derechos de emisión de CO2 a finales del 2021 y durante el año 2022, que llegó a situarse sobre los 90 euros por tonelada de CO2 equivalente, como ilustra el siguiente gráfico.

**Figura 6**

*Evolutivo del precio de los derechos de emisión de CO2 en Europa*



*Nota. Elaboración propia a partir de datos de SendeCO2 (2023)*

Este aumento del coste ha afectado directamente en los costes de producción incurridos por las centrales que generan electricidad a partir de combustibles fósiles, además de aumentar su coste de oportunidad al renunciar a los ingresos potenciales de la venta de dichos derechos de emisión en el mercado. Como consecuencia, aumenta el precio de oferta presentada por estas tecnologías emisoras de gases de efecto invernadero, como son las centrales de carbón y ciclo combinado, las cuales determinan con frecuencia el precio marginal del proceso de casación del mercado diario (López Domínguez, 2022).

### **3.2. Dependencia energética y aumento del precio del gas natural**

A raíz de la escasez de recursos energéticos naturales como el petróleo y el gas natural, España es una nación con una alta dependencia energética exterior, importando así cantidades considerables de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía y cubrir sus necesidades energéticas (Enseñat Saavedra, 2022). De hecho, según los datos más recientes del INE (2023), la dependencia de importaciones en España creció en 2021 y alcanzó un 69% aproximadamente. Por ello, España es altamente vulnerable a los cambios producidos en el mercado mundial y a los riesgos geopolíticos asociados a la importación de energía de otras naciones, que pueden provocar volatilidad en los precios o incluso poner en peligro la seguridad energética del país.

Según un informe publicado por el Banco de España en 2021, la subida del precio del gas natural en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) contribuyó en un 50% al alza de precios observada en el *Pool* Eléctrico. Esto es debido a que las centrales térmicas de cogeneración y ciclo combinado, que constituyen un porcentaje substancial de las tecnologías marginales, utilizan el gas natural como materia prima para la producción de electricidad (Pacce et al., 2022).

La figura 7 muestra la evolución en los años 2021 y 2022 de los precios del gas, más en concreto, de los precios del producto diario en la zona española con entrega el siguiente día hábil. Como se puede apreciar, el precio ha pasado de un mínimo de 14,92 €/MWh en febrero del 2021 a niveles superiores a los 150 €/MWh a finales del mismo año, presentando también altas volatilidades durante el año 2022 con precios por encima de los 200 €/MWh.



## Figura 7

*Evolutivo del precio del gas natural GDAES\_D+1*



*Nota. Elaboración propia a partir de datos del MIBGAS (2023)*

Este drástico aumento del precio y de la volatilidad del gas natural se puede atribuir a dos factores principales: En primer lugar, una reducción del nivel almacenado de gas debido a la amplificación de la demanda mundial de este hidrocarburo, causada por la reactivación económica en Asia tras la pandemia, el mantenimiento de infraestructuras en Noruega y Rusia, las bajas temperaturas, las restricciones a la generación con carbón, el cierre de centrales nucleares en Francia o la menor entrada de renovables en el mix de generación, entre otros factores (Martínez Farreres y Merino, 2022).

En segundo lugar, las tensiones geopolíticas, en particular la guerra entre Rusia y Ucrania que estalló en febrero de 2022, han agravado aún más la situación. Rusia es un actor importante en los mercados mundiales de gas natural, petróleo crudo y carbón, con un 20%, 10% y 5% de las exportaciones mundiales, respectivamente (Ari et al., 2022). Además, es el principal proveedor energético de la Unión Europea, aportando más del 40% del gas natural consumido en la región (Comisión Europea, 2022). Por tanto, como consecuencia del conflicto de Rusia con la OTAN, el suministro de gas natural hacia el occidente ha disminuido, disparando los precios del gas hasta alcanzar máximos históricos (López Domínguez, 2022). Por una parte, el 21 de diciembre de 2021, previo al estallido de la guerra, los envíos de gas ruso a Alemania a través del gasoducto invirtieron su dirección de vuelta hacia el este, hecho que, unido al clima frío, hicieron que el precio alcanzara los 183 €/MWh ese día (Reuters, 2021). Por otra parte, tras el comienzo del conflicto bélico, se han producido varios picos de precios, uno en marzo y otro a

finales de agosto de 2022. En este último, el precio llegó a los 240€/MWh debido a que el gran exportador ruso Gazprom anunció la interrupción de su suministro a Francia, además del cierre del gasoducto Nord Stream 1 por trabajos de mantenimiento (Vidalon, 2022).

Además, la suspensión del Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación entre España y Argelia en junio de 2022 a raíz del conflicto saharauí con Marruecos, ha causado también preocupación sobre el suministro de gas procedente de Argelia, que es el principal proveedor de España de esta materia prima. No obstante, el Gobierno español ha asegurado al mercado que el sector energético no debería verse afectado, ya que el contrato firmado es de larga duración (Martínez Farreres y Merino, 2022).

### **3.3. Otras razones: Características del mercado y comportamiento de oferta**

El método de casación utilizado por OMIE es el principal responsable de la situación en la que nos encontramos. Como se ha explicado anteriormente, el procedimiento de casación llega a su fin una vez que OMIE considera que la demanda de energía ha sido plenamente satisfecha. Al tratarse de un mercado marginalista, es crucial tener en cuenta que todas las centrales casadas son compensadas al precio marginal, que es el precio fijado por el coste de la última unidad de energía necesaria para cubrir la demanda (Palicio García, 2022).

Por una parte, el aumento del precio de la electricidad está relacionado con la alta frecuencia en la que los ciclos combinados, los cuales tienen costes de oportunidad más elevados por el aumento drástico del coste de los recursos utilizados, marcan el precio marginal. En el año 2022, las centrales de ciclo combinado marcaron el precio en aproximadamente 24% de las horas subastadas según el OMIE (figura 8).

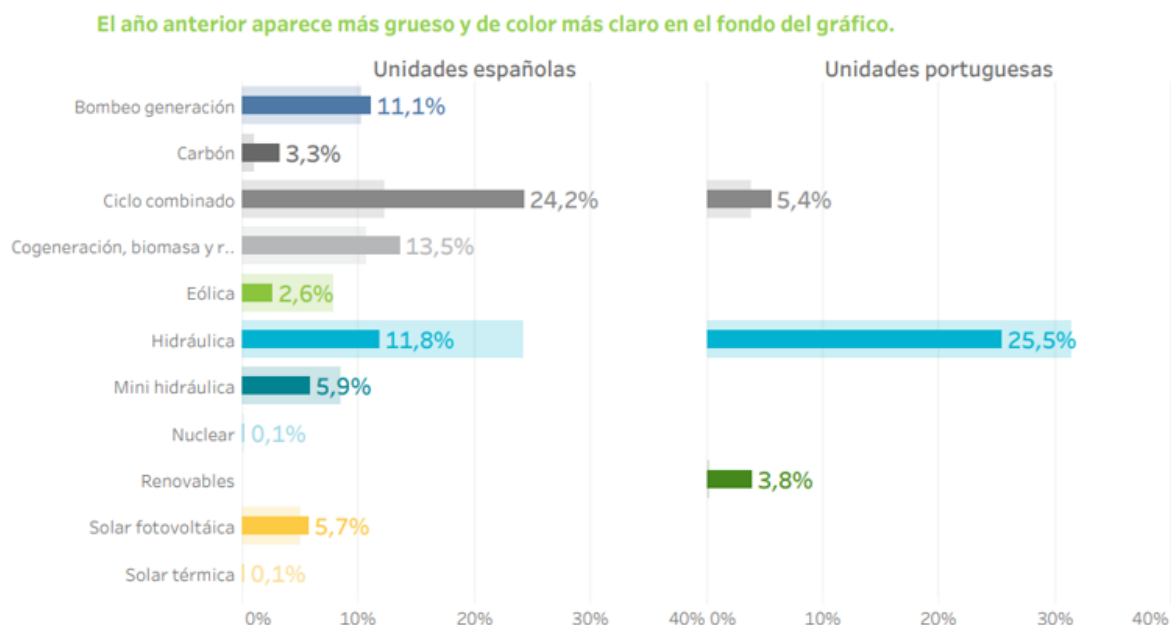
Sin embargo, es de interés resaltar que, pese a que la generación de energía “barata” de centrales nucleares y plantas renovables representó una gran parte de la producción total de energía en los años 2021 y 2022, además de marcar el precio marginal en un porcentaje significativo de las horas (figura 8), el precio de la electricidad se mantuvo en niveles muy elevados durante este periodo de tiempo.

En teoría, las tecnologías con bajos costes de oportunidad deberían haber reducido el precio casado de la electricidad, pero existe una excepción: las centrales hidroeléctricas. Estas, a diferencia de otras centrales renovables, son capaces de almacenar agua en los embalses para elegir el momento óptimo de producción y maximizar la rentabilidad. De hecho, la estrategia frecuentemente utilizada por las centrales hidroeléctricas consiste en estimar el precio al que

ofertará el ciclo combinado, su competidor principal, y entrar en la subasta a un precio ligeramente inferior a este para garantizar su entrada en el mercado y obtener un gran margen de beneficio. En otras palabras, la energía hidráulica no realiza ofertas basadas en su coste de oportunidad, sino que se aprovecha de los altos costes del gas para entrar en la subasta con precios inflados, siendo considerada la principal responsable del aumento drástico de los precios de la luz, al ser la principal tecnología marginalista en el año 2021 y seguir fijando el precio en 11,8% de las horas en 2022. Por ello, aunque el precio del gas es el principal factor determinante del aumento del precio de la electricidad, no siempre son las centrales dependientes del gas las que marcan el precio final de casación (OCU, 2021).

### Figura 8

*Proporción de horas en las que marca precio cada tecnología (2022)*



*Nota. Adaptado de Porcentaje de horas en las que marca precio cada tecnología, por OMIE, 2022.*

Por tanto, debido a la situación del mercado, numerosos productores se pudieron beneficiar de precios de casación elevados comparados con sus bajos costes incurridos en la generación de electricidad, principalmente aquellos basados en fuentes de energía renovables. Por ejemplo, con respecto a la energía hidráulica, Iberdrola aprovechó los altos precios del mercado para maximizar beneficios en 2021 mediante el vaciado de varios pantanos, siendo especialmente relevante el vaciado de un 80% de Ricobayo, el embalse principal de Zamora (Villascusa, 2021). Sin embargo, esta no es la única reserva explotada de dicha manera, ya que Portas, Ceniza, y

también otras gestionadas por Naturgy como Belesar y Salas también fueron rápidamente vaciadas con el mismo objetivo (Fernández, 2021).

Además, aunque en el Capítulo II de la LSE (Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico) se establecen sanciones administrativas para los agentes productores cuyos precios se consideren inusuales o desproporcionados, esto es insuficiente para garantizar el correcto funcionamiento del *Pool*. Existen casos en los que los fabricantes fijan precios en umbrales mínimos o realizan ofertas excesivamente elevadas, lo que puede dar lugar a una manipulación del mercado y alterar el equilibrio del mismo. Este comportamiento puede deberse a diversos factores como el poder de mercado, la colusión o las condiciones meteorológicas desfavorables. Por lo tanto, para detener y desalentar estas acciones y garantizar la estabilidad del mercado de la electricidad, es crucial contar con mecanismos y medidas reguladoras eficaces.

Otro factor que contribuye al aumento de precios es la falta de competencia en el mercado mayorista de energía en España. El mercado está dominado por unos pocos grandes actores, tales como Iberdrola, Endesa, Naturgy y Repsol, lo que lleva a un mercado ineficiente donde los precios son determinados por las acciones de unas pocas grandes empresas en lugar de por las fuerzas del mercado.

## 4. Metodología

El objetivo principal de esta investigación es analizar la sensibilidad del precio de la energía eléctrica del mercado mayorista ante distintos factores como la demanda y la oferta de las distintas tecnologías a lo largo del tiempo, obteniendo información sobre los cambios producidos entre la situación previa a la crisis energética, la situación durante y después de la misma.

Dada la necesidad de comprender la dinámica cambiante entre las variables, resulta insuficiente llevar a cabo un análisis de regresión tradicional al asumir este que los coeficientes se mantienen constantes. Asimismo, el análisis de correlaciones realizado previamente es solamente una aproximación inicial y simplificada de los cambios en relaciones entre las variables. Por tanto, en este trabajo se empleará una técnica de regresión más adecuada para el análisis de series temporales cambiantes, conocida como *time-varying regression*.

Para entender el funcionamiento del *time-varying regression*, es fundamental adquirir primero una comprensión sólida de la base conceptual y matemática de la regresión tradicional. Una vez establecida esta base, se procederá a explicar el funcionamiento del *time-varying regression*, sus características y su aplicación en R mediante una revisión de la literatura existente. Posteriormente, se aplicará esta técnica para el estudio de la evolución de las relaciones entre las variables de nuestro *dataset* y se analizarán los resultados obtenidos.

### 4.1. Regresión lineal

El análisis de regresión es una técnica estadística ampliamente utilizada para analizar la relación entre una variable dependiente y una o más variables independientes, pudiendo representarse con la siguiente ecuación (Casas y Fernández-Casal, 2019).

$$y_t = x_t^\top \beta + u_t, \quad t = 1, \dots, T,$$

donde  $y_t$  es la variable dependiente,  $x_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt})^\top$  es el vector con las variables independientes en el momento  $t$ ,  $\beta = (\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_n)^\top$  es el vector de los coeficientes de regresión, cada uno de los cuales muestra el cambio en  $y$  asociado a un cambio unitario en su respectivo  $x_{it}$ , manteniéndose constantes las otras variables (*ceteris paribus*), y  $u_t$  es el término de error que recoge la aleatoriedad de la relación entre las variables dependientes ( $x_t$ ) y la variable independiente ( $y_t$ ) que el modelo no es capaz de explicar y que debe cumplir las condiciones  $E(u_t|x_t) = 0$  y  $E(u_t^2|x_t) = \sigma^2$ .

El objetivo de la regresión lineal es estimar los valores de los betas que minimicen la suma del cuadrado de las diferencias entre los valores observados y los predichos mediante el modelo, un método denominado Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO):

$$\hat{\beta} = (X^T X)^{-1} (X^T Y)$$

En todo caso, las regresiones lineales deben cumplir una serie de supuestos para garantizar resultados fiables, las cuales son: linealidad (relación lineal entre variables), independencia de errores (ausencia de correlación entre errores), homocedasticidad (varianza constante de los errores), normalidad (distribución normal de las variables) y ausencia de multicolinealidad (ausencia de alta correlación entre variables dependientes) (Vilà Baños et al., 2019).

#### 4.2. Time-varying coefficient linear model (TVLM)

El *time-varying coefficient linear model* (TVLM) surge como enfoque alternativo a la regresión lineal tradicional, capaz de tener en cuenta la relación cambiante entre las variables a lo largo del tiempo y cuyo desarrollo puede atribuirse a los avances en los métodos estadísticos y las capacidades computacionales. A diferencia de la regresión lineal tradicional, se trata de una técnica de regresión semiparamétrica que permite la introducción de relaciones no lineales en el análisis de regresiones. Este TVLM se puede representar como:

$$y_t = x_t^T \beta(z_t) + u_t, \quad t = 1, \dots, T.$$

donde las variables dependiente e independientes y el error se definen igual que en la fórmula de la regresión tradicional. Según Isabel Casas y Rubén Fernández-Casal (2019), creadores del paquete *tvReg* en R que se aplicará a continuación, los coeficientes de regresión en este caso dejan de ser constantes y pasan a ser funciones que dependen de una variable de suavizado  $z_t$ .

Existen dos tipos de variables de suavizado, aunque el que se aplicará en este trabajo es el que se establece por defecto,  $z_t = \tau = t/T$ , donde  $\tau$  oscila entre 0 y 1. El otro tipo es una variable de suavizado aleatoria, en cual caso se debería introducir en la función un vector numérico con los valores de dicha variable, siendo así  $z_t$  el valor de la variable aleatoria en el momento  $t$  (Casas y Fernández-Casal, 2019).

Con respecto a la estimación de los coeficientes, *tvReg* emplea dos versiones de un estimador creado mediante la combinación de MCO y del estimador kernel polinómico local. La primera versión, empleada por defecto en la función *tvLM*, utiliza el estimador Nadaraya-Watson o *local constant*, que calcula el valor del punto  $t$  como una media de las observaciones cercanas

dentro de intervalos definidos por el ancho de banda, asumiendo un valor constante de las variables. La segunda versión utiliza el estimador lineal local, el cual estima el valor en el punto  $t$  asumiendo la existencia de una relación lineal entre variables (Schucany, 2004). Estos estimadores se emplean para obtener los coeficientes mediante la minimización de la siguiente ecuación:

$$(\hat{\beta}(z_t), \hat{\beta}^{(1)}(z_t)) = \arg \min_{\theta_0, \theta_1} \sum_{t=1}^T \left[ y_t - x_t^\top \theta_0 - (z_t - z) x_t^\top \theta_1 \right]^2 K_b(z_t - z).$$

Los pesos utilizados en esta minimización  $K_b(z_t - z) = b^{-1} K(\frac{z_t - z}{b})$  dependen de un parámetro de ancho de banda *bandwidth* ( $b$ ) y de la función kernel empleada.

En otras palabras, TVLM adopta un enfoque de regresión local ponderada para estimar los coeficientes, es decir, ajusta distintos modelos de regresión independientes para cada periodo de tiempo  $t$  utilizando subconjuntos de observaciones cercanas. Por ello, necesita que se defina el tamaño de ventana óptimo a través del parámetro *bandwidth* ( $b$ ) para determinar el número de observaciones vecinas consideradas para cada punto temporal  $t$ , además de asignar unos pesos a cada observación en función de su distancia al punto  $t$  utilizando la función kernel. En cada periodo de tiempo  $t$ , se selecciona un subconjunto de observaciones cercanas en función del *bandwidth* seleccionado y se estima los coeficientes de regresión  $\beta$  para cada subconjunto. Mediante la repetición de este paso para todos los periodos de tiempo, se obtiene al final una serie de estimaciones de coeficientes que varían en el tiempo.

En función del valor del ancho de banda ( $b$ ) seleccionado, se pueden obtener estimaciones con mayor o menos grado de suavización. Por tanto, esta elección del tamaño puede influir sustancialmente en los resultados obtenidos, siendo este uno de los principales inconvenientes del modelo. Un ancho de banda estrecho generará coeficientes capaces de capturar fluctuaciones locales y de proporcionar sensibilidad sobre las variaciones a corto plazo, pero altamente propensos al ruido o a una varianza elevada. Por el contrario, un ancho de banda amplio capta las tendencias a largo plazo, pero puede suavizar excesivamente la dinámica a corto plazo, provocando alto potencial de sesgo (Fadillah et al., 2022).

### 4.3. Aplicación en R del TVLM

Para ajustar un *time-varying coefficients linear model* en R, se deberá instalar el paquete tvReg (v0.5.8; Casas y Fernandez-Casal, 2023) y aplicar la función tvLM, la cual tiene los siguientes argumentos, aunque solo se explicarán algunos de los más relevantes:

```
tvLM(formula, z = NULL, ez = NULL, data, bw = NULL, cv.block = 0, est = c("lc", "ll"),  
tkernel = c("Triweight", "Epa", "Gaussian"), singular.ok = TRUE)
```

El único argumento indispensable es “formula”, la cual tendrá la siguiente estructura  $y \sim x_1 + x_2$ , aunque es recomendable también especificar los datos a utilizar. Por otro lado, “z” es el vector con la variable de suavizado y es NULL por defecto, asumiendo que  $z = \tau = t/T$ .

Con respecto al *bandwidth* (“bw”), el valor empleado por defecto para crear los subconjuntos de datos a utilizar en las distintas regresiones se elige automáticamente mediante validación cruzada dejando uno fuera (*leave-one-out cross-validation*). Este tipo de validación cruzada, en breves palabras, consiste en seleccionar el valor óptimo del parámetro que ofrezca el mejor rendimiento de un modelo mediante el entrenamiento repetido del modelo en todos los datos menos uno, aunque conlleva una gran carga computacional y tiempo de ejecución (Casas y Fernández-Casal, 2019). Debido a esto, los autores han incluido posteriormente el parámetro “cv.block”, que permite al usuario indicar el tamaño del bloque de datos excluidos, pudiendo reducir así el número de iteraciones del *cross-validation*.

Por otra parte, con respecto al tipo de kernel utilizado para el suavizado local de los datos (“tkernel”), el empleado por defecto es el kernel tripeso, recientemente añadido a la función. Aunque los tres tipos (tripeso, Epanechnikov y Gaussiano) se utilizan para asignar pesos más altos a datos cercanos al punto de estimación y pesos más bajos a los más alejados, el kernel tripeso tiene una forma que disminuye de manera rápida las ponderaciones de los puntos lejanos, reduciendo el tiempo de cálculo y de computación. (Casas y Fernández-Casal, 2019; Fadillah et al., 2022).

En conclusión, esta técnica de regresión aporta una mayor flexibilidad a la hora de identificar cambios producidos en las relaciones entre variables a lo largo del tiempo, observando cuándo la relación es más fuerte o débil, muestra no linealidad o experimenta cambios estructurales. Sin embargo, cabe recordar que la selección del tamaño del *bandwidth* tiene un papel crucial en los resultados obtenidos.



## 5. Muestra de datos y análisis exploratorio

Tras tener un mejor conocimiento del funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad en España y haber realizado un estudio cualitativo de los distintos factores que pueden haber contribuido a la subida histórica de los precios de la electricidad, resulta interesante realizar un análisis numérico de la evolución de los precios, del coste del gas y de la oferta de energía, para observar con mayor precisión la sensibilidad de los precios ante los distintos factores del mercado.

Los datos que se emplearán para el análisis han sido obtenidos de E·SIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema), un sistema de información perteneciente a la Red Eléctrica de España (REE) encargado de, entre otras funciones, almacenar y publicar los resultados de distintos mercados y procesos (ESIOS Electricidad, s. f.).

La extracción contiene 11 variables y 27.720 observaciones, con datos desde enero del 2020 hasta el 28 de febrero de 2023 con la fecha y hora de casación, el precio de casación de la electricidad (PREC\_MD) y el coste del gas en euros, así como la demanda de energía, la oferta por distintos tipos de tecnología (eólica, hidráulica, nuclear y solar), y el hueco térmico (HTER), todas estas variables medidas en megavatios (MW).

### Figura 9

*Estadísticos resumen de los datos originales*

```
> summary(datos)
  Fecha          Dia          Hora          COSTE_GAS          DEMANDA
Min.   :2020-01-01 00:00:00 Length:27720  0      : 1155  Min.   : 4.02  Min.   : 8644
1st Qu.:2020-10-15 18:00:00 Class :character 1      : 1155  1st Qu.: 13.28 1st Qu.:23727
Median :2021-07-31 12:00:00 Mode  :character 2      : 1155  Median : 39.00 Median :27386
Mean   :2021-07-31 12:16:05          3      : 1155  Mean   : 53.61 Mean   :27330
3rd Qu.:2022-05-16 06:00:00          4      : 1155  3rd Qu.: 85.99 3rd Qu.:30717
Max.   :2023-02-28 23:00:00          5      : 1155  Max.   :299.00 Max.   :41615
NA's   :3
(Other):20790

  EOL          HIDR          HTER          NUCL          PREC_MD          SOLAR
Min.   : 398.5  Min.   : 322  Min.   : -41565  Min.   :3627  Min.   : 0.00  Min.   : 0.0
1st Qu.: 3728.0 1st Qu.: 1680 1st Qu.: 11340 1st Qu.:5962 1st Qu.: 38.42 1st Qu.: 26.4
Median : 6088.4 Median : 2716 Median : 14823 Median :6888 Median : 83.31 Median : 622.6
Mean   : 6756.8 Mean   : 3114 Mean   : 14538 Mean   :6343 Mean   :103.80 Mean   : 2920.6
3rd Qu.: 9146.5 3rd Qu.: 4205 3rd Qu.: 17998 3rd Qu.:7037 3rd Qu.:159.93 3rd Qu.: 5566.7
Max.   :20834.5 Max.   :17807 Max.   : 29196 Max.   :7122 Max.   :700.00 Max.   :30181.0
```

*Nota. Elaboración propia*

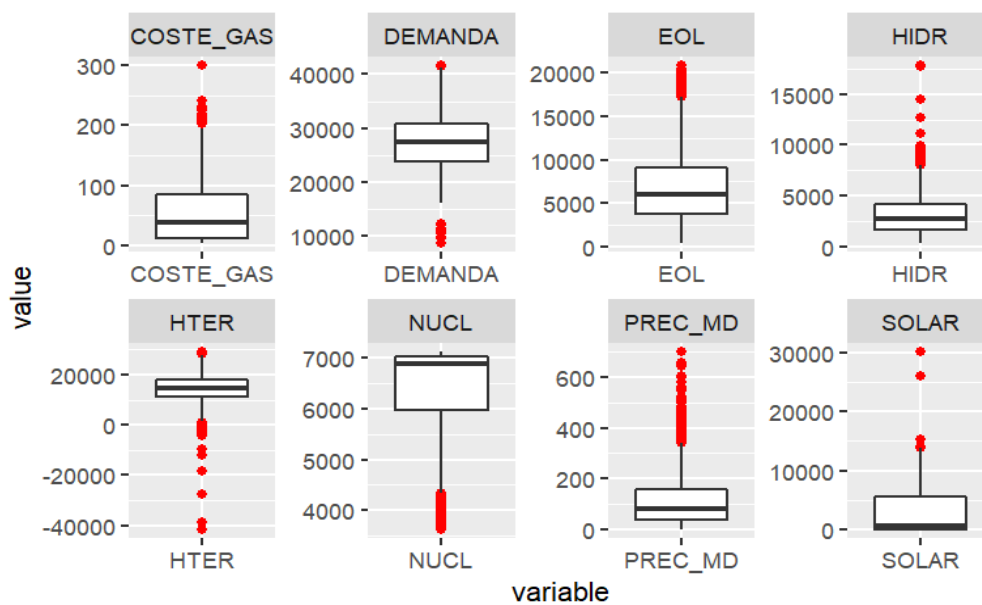
Mediante el uso de diagramas de caja, también conocidos como *boxplots*, se puede analizar la distribución, los estadísticos resumen y los valores atípicos existentes de las variables numéricas del *dataset*. En la figura 10 se puede observar la presencia de valores atípicos o *outliers* en todas las variables, especialmente en el precio de la electricidad, en la hidráulica y

en el hueco térmico, en los cuales hay valores extremos significativamente por encima y por debajo de los límites del *boxplot*.

En concreto, para la variable precio (PREC\_MD), el precio mediano es de 83,31€, con un precio de 38,42€ en el primer cuartil, 159,93€ para el tercer cuartil, e incluso llegando a un máximo de 700€ con 234 valores atípicos. El resto de variables también cuentan con numerosos *outliers*, por ejemplo, 336 en el coste del gas, 235 en eólica y 295 en hidráulica.

**Figura 10**

*Boxplots de los datos originales*



*Nota. Elaboración propia*

Con respecto a las correlaciones entre las variables numéricas (figura 11), a primera vista, observamos que el precio de la electricidad tiene una alta correlación positiva del 0,78 con el coste del gas, además de una leve correlación positiva con el hueco térmico (0,28), así como una leve correlación negativa con las energías renovables como la hidráulica (-0,23), resultados que están en línea con lo esperado. Si la demanda está cubierta en gran medida por fuentes de energía renovables, lo que implica un bajo hueco térmico, el precio de la electricidad casada tiende a ser menor, al ser estas tecnologías más baratas que las centrales térmicas de ciclo combinado. Por otro lado, se puede apreciar también cierta correlación negativa entre la hidráulica y el coste del gas (-0.36), que no parece tener una explicación clara y puede ser debido a simple casualidad, mientras que el resto de las relaciones son bastante débiles, exceptuando la clara relación negativa entre la producción de energía eólica y solar con el hueco térmico.

**Figura 11***Correlaciones entre variables (datos originales)*

	Precio	CosteGas	Demanda	Eolica	Hidraulica	HTérmico	Nuclear	Solar
Precio	1,00	0,78	0,14	-0,08	-0,23	0,28	-0,04	0,00
CosteGas	0,78	1,00	0,03	0,01	-0,36	0,06	0,08	0,12
Demanda	0,14	0,03	1,00	0,05	0,40	0,46	0,22	0,36
Eolica	-0,08	0,01	0,05	1,00	0,00	-0,60	-0,03	-0,18
Hidraulica	-0,23	-0,36	0,40	0,00	1,00	0,17	0,14	-0,23
HTérmico	0,28	0,06	0,46	-0,60	0,17	1,00	0,19	-0,21
Nuclear	-0,04	0,08	0,22	-0,03	0,14	0,19	1,00	-0,02
Solar	0,00	0,12	0,36	-0,18	-0,23	-0,21	-0,02	1,00

*Nota. Elaboración propia*

Dividiendo el *dataset* por años y estudiando los resultados de correlación en cada uno de ellos, podemos comprobar que, efectivamente, dichas relaciones entre variables varían con el tiempo. En la figura 12 se encuentran las correlaciones entre el precio de la electricidad y el resto de las variables correspondientes a los años 2020, 2021 y 2022 de izquierda a derecha. Se aprecia en especial cómo la correlación del precio casado con el coste del gas natural pasa de 0,55 en 2020, a un altísimo 0,93 en 2021 y más adelante baja drásticamente a 0,32 en 2022. Asimismo, la relación del precio con el resto de las variables también cambia en gran medida, como es el caso de la relación con la demanda o la energía hidráulica.

**Figura 12***Correlaciones entre el precio de la electricidad y el resto de las variables por año*

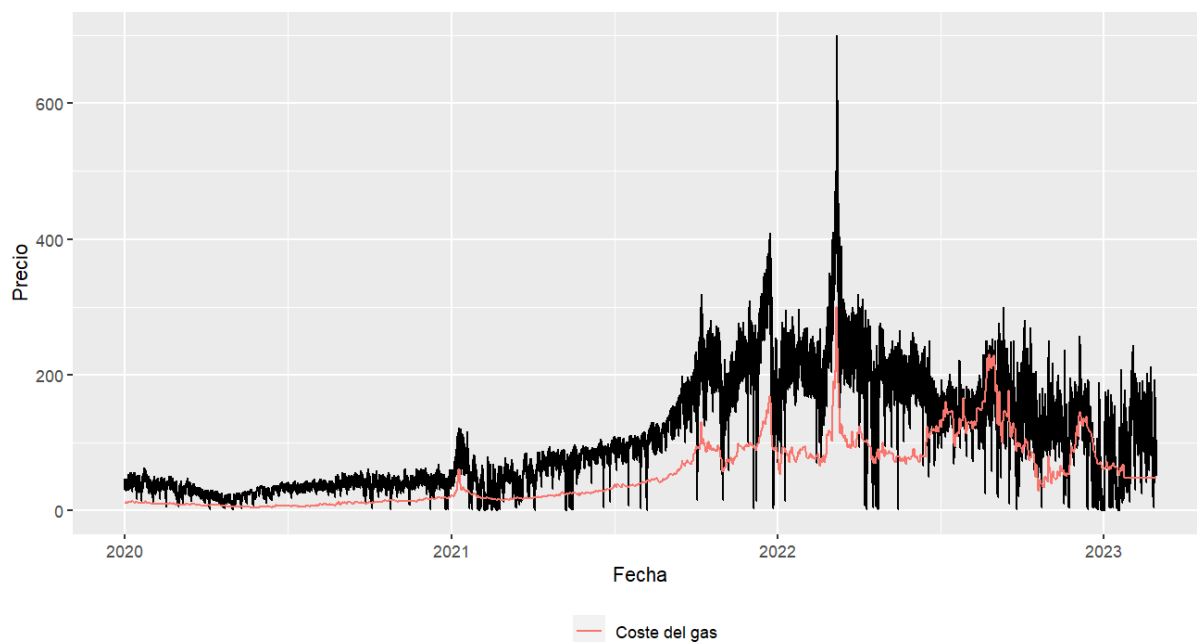
	Precio		
	2020	2021	2022
CosteGas	0,55	0,93	0,32
Demanda	0,63	0,11	0,27
Eolica	-0,22	-0,17	-0,17
Hidraulica	0,35	-0,35	0,26
HTérmico	0,76	0,47	0,46
Nuclear	0,49	-0,27	0,08
Solar	-0,07	-0,10	-0,20

*Nota. Elaboración propia*

Debido a los cambios significativos en la correlación entre el precio de la electricidad y el coste del gas, resulta de gran interés observar la evolución de ambos con mayor detalle. En la figura 13 se observa la similitud de ambas líneas, y cómo, en general, a mayor coste del gas, mayor es el precio de la electricidad, como bien se había comprobado en el estudio de correlaciones.

**Figura 13**

*Comparación serie temporal del precio y el coste del gas*



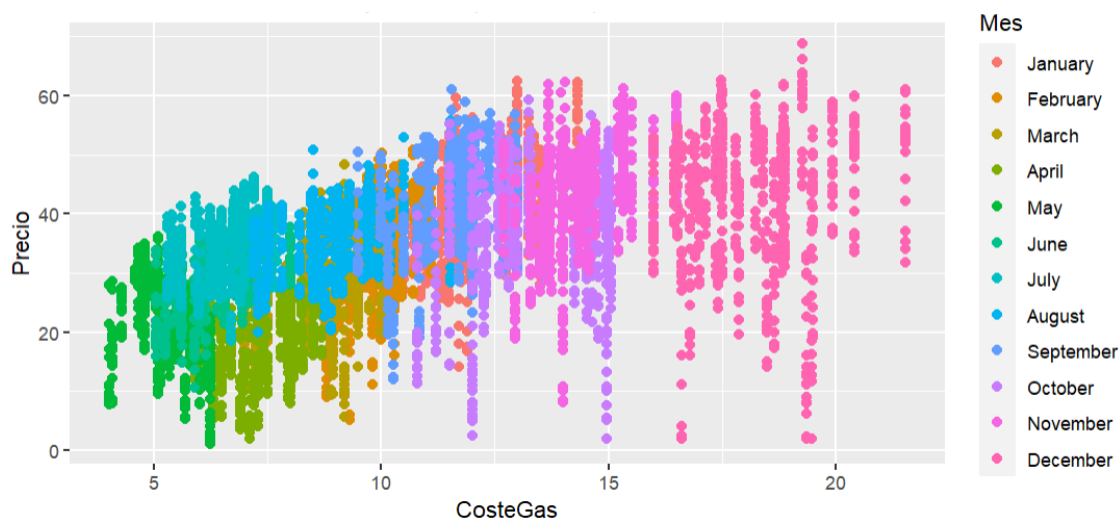
*Nota. Elaboración propia*

Cabe mencionar que, en situaciones de normalidad, debería haber una cierta estacionalidad en el precio de la electricidad y en el del gas, siendo los meses de invierno más caros y verano más baratos. Sin embargo, esto dejó de cumplirse debido a la situación anómala ocurrida en 2022, con la guerra que inició Rusia en febrero. Por tanto, se puede ver cómo el mes más caro es marzo del 2022, además de observar altos precios del gas en julio, agosto y septiembre del mismo año, si bien es cierto que el precio de la electricidad no se vio tan afectado, lo que baja la correlación entre las variables en este año.

Este hecho se puede observar también mediante la representación de los datos mediante diagramas de dispersión o *scatter plots*. En 2020 (figura 14), se puede apreciar un comportamiento relativamente normal del precio de la electricidad y del gas, con mayores precios en meses fríos y costes menores en meses cálidos, sobre todo en el gas.

**Figura 14**

*Precio de la electricidad y coste del gas por mes (2020)*

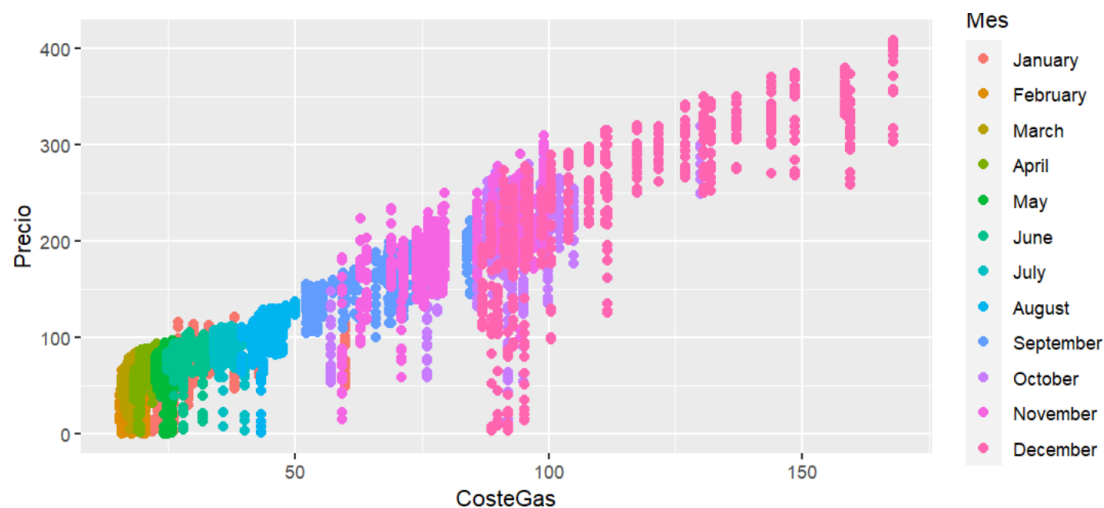


*Nota. Elaboración propia.*

En 2021 (figura 15) se mantiene la estacionalidad. Además, tanto la correlación como el precio incrementaron de manera radical, pasando de unos precios máximos de 69€ en electricidad y aproximadamente 22€ en gas en 2020, a 409€ y 168€ respectivamente a finales del 2021. Como se explicó anteriormente, esta subida de precios se puede atribuir a varios hechos, entre las que destacan el incremento del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> durante el año 2021, la bajada de la cantidad de gas natural almacenada en las reservas debido al incremento de la demanda mundial, las bajas temperaturas, o también la interrupción del envío de gas ruso a Alemania en diciembre del mismo año.

**Figura 15**

*Precio de la electricidad y coste del gas por mes (2021)*

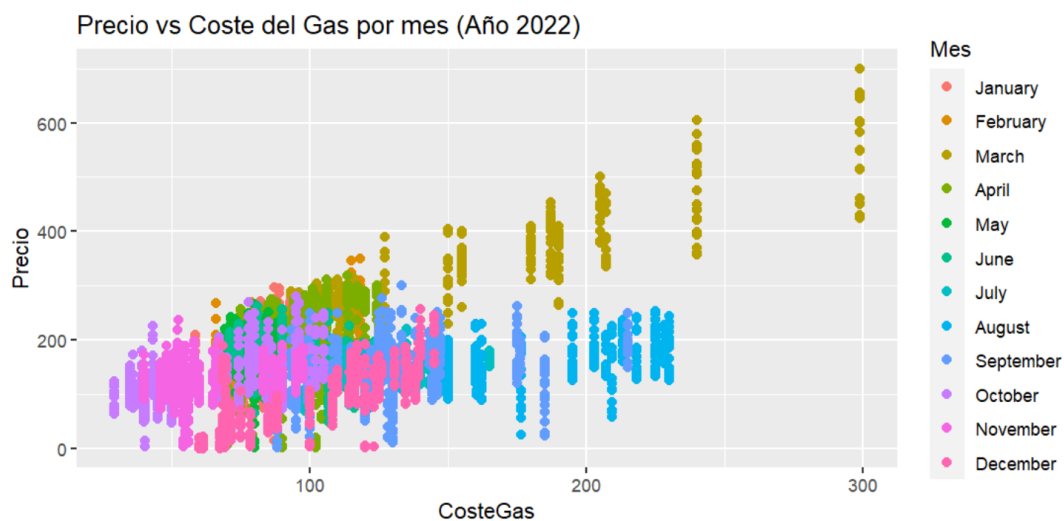


*Nota. Elaboración propia.*

Por último, en el año 2022 (figura 16), dicha estacionalidad deja de ser visible debido principalmente al estallido de la guerra ruso-ucraniana del 24 de febrero pusieron en peligro el abastecimiento del gas natural en Europa, debido a su gran dependencia de la producción rusa de este hidrocarburo. A raíz de este problema, tanto el precio del gas natural, como el precio de la electricidad casada alcanzaron máximos históricos de 300€ y 700€ respectivamente en marzo del 2022. Asimismo, como se comentó anteriormente, no se observa una gran correlación entre ambas variables, ya que en el resto de meses, a pesar de producirse cambios significativos en el coste del gas, el precio de la electricidad parece haberse mantenido relativamente estable.

**Figura 16**

*Precio de la electricidad y coste del gas por mes (2022)*

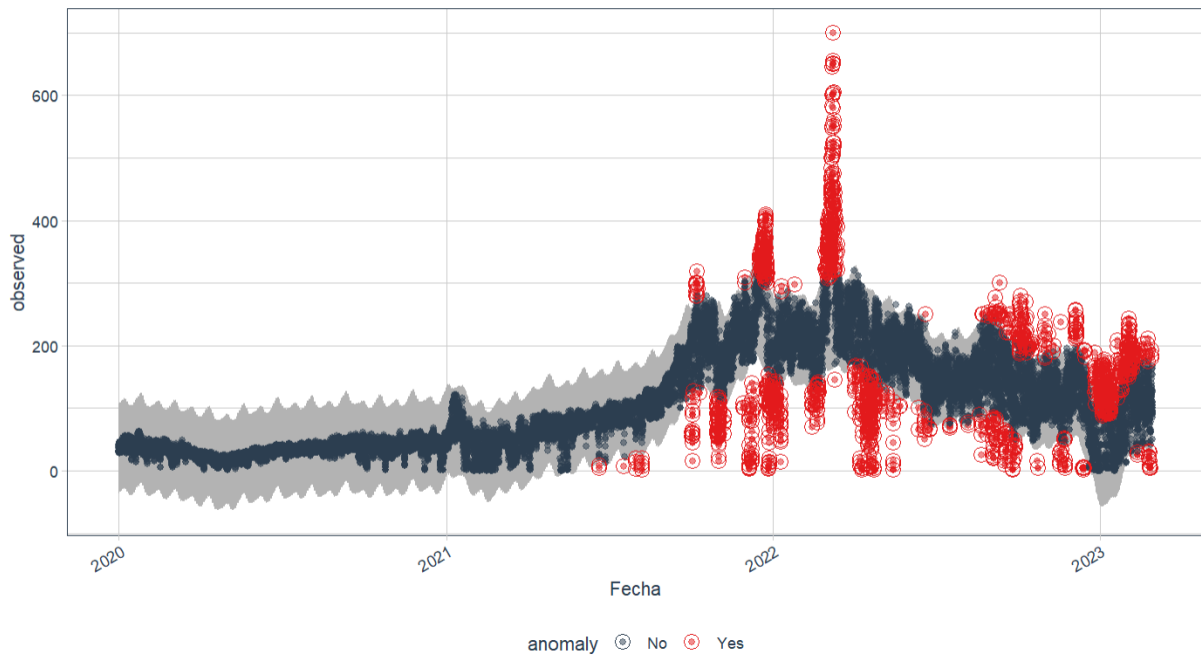


*Nota. Elaboración propia*

Estas anomalías presentes en la serie temporal del precio de la electricidad se pueden observar también con el uso del paquete “anomalize” en R. El resultado obtenido de su aplicación se muestra en la figura 17, en la cual se observa que gran parte de los valores atípicos se encuentran a partir de finales del 2021, muy en línea con lo que se había identificado.

**Figura 17**

*Valores atípicos en el precio de la electricidad*



*Nota. Elaboración propia*

El estudio minucioso de la evolución del precio y el coste del gas se puede realizar también para las demás variables del conjunto de datos. No obstante, este enfoque es simplemente un punto de partida para abordar el objeto de estudio del presente trabajo. Más adelante, se aplicarán modelos de regresión más sofisticados con el fin de analizar de manera detallada la evolución de las relaciones entre variables.

## 6. Resultados

Para esta investigación, se utilizarán los datos desde enero de 2020 hasta febrero de 2023, con el precio de la electricidad como variable *target* o variable dependiente. Sin embargo, con el fin de evitar la multicolinealidad y facilitar la interpretación de los coeficientes de regresión, solamente se utilizarán como variables independientes el coste del gas, la demanda, la energía eólica e hidráulica. Asimismo, se transformarán las unidades de medida de las variables de energía, pasando de megavatios (MW) a gigavatios (GW) para reducir la diferencia de magnitud entre estas variables y el coste del gas y mejorar la precisión de los resultados de la regresión a aplicar más adelante. Los estadísticos resumen, tras realizar los cambios y eliminar valores perdidos son los siguientes.

### Figura 18

*Estadísticos resumen del conjunto de datos modificado*

```
> summary(datos)
```

Fecha	Dia	Hora	COSTE_GAS
Min. :2020-01-01 00:00:00	Length:27717	0 : 1155	Min. : 4.02
1st Qu.:2020-10-15 18:00:00	Class :character	1 : 1155	1st Qu.: 13.28
Median :2021-07-31 12:00:00	Mode :character	3 : 1155	Median : 39.00
Mean :2021-07-31 12:16:05		4 : 1155	Mean : 53.61
3rd Qu.:2022-05-16 06:00:00		5 : 1155	3rd Qu.: 85.99
Max. :2023-02-28 23:00:00		6 : 1155	Max. :299.00
		(Other):20787	

DEMANDA	EOL	HIDR	PREC_MD
Min. : 8.644	Min. : 0.3985	Min. : 0.322	Min. : 0.00
1st Qu.:23.728	1st Qu.: 3.7280	1st Qu.: 1.680	1st Qu.: 38.42
Median :27.386	Median : 6.0887	Median : 2.715	Median : 83.32
Mean :27.331	Mean : 6.7570	Mean : 3.114	Mean :103.80
3rd Qu.:30.718	3rd Qu.: 9.1480	3rd Qu.: 4.205	3rd Qu.:159.93
Max. :41.615	Max. :20.8345	Max. :17.807	Max. :700.00

*Nota. Elaboración propia.*

### 6.1. tvLM con parámetros por defecto

Con respecto a los demás parámetros de la función tvLM, primero se han dejado los valores que tenían por defecto. Por tanto, el tamaño de ancho de banda empleado para crear los subconjuntos de datos se ha elegido automáticamente mediante validación cruzada.

```
tvLM(Precio~CosteGas+Demanda+Eolica+Hidraulica+Termica+Nuclear+Solar, data = datos)
```

Una vez ejecutada la función, se ha obtenido un *bandwidth* óptimo de 0,00024 aproximadamente, obteniendo así los siguientes resultados. En la figura 19 podemos ver una distribución de los coeficientes del modelo de variación de coeficientes.



## Figura 19

Estadísticos resumen de coeficientes ( $bw = 0,00024$ )

	(Intercept)	COSTE_GAS	DEMANDA	EOL	HIDR
Min	-231.734,86	-1.369,26	-63,5122	-440,4577	-265,4529
1er Cuartil	-65,22	-4,39	-0,2844	-5,4021	0,9412
Mediana	29,44	1,04	0,8693	-0,8455	4,7409
Media	-36,70	5,02	1,7253	-2,5034	12,0744
3er Cuartil	155,83	5,92	3,0585	2,2102	16,2418
Max	117.401,52	3.094,61	62,4802	237,5167	555,2829
NA		14.709			

Nota. Elaboración propia

A primera vista, hay varias cuestiones que llaman la atención. En primer lugar, aparecen numerosos valores faltantes en el coste del gas (un 53% de todas las filas del *dataset*), probablemente debido al reducido tamaño de ancho de banda aplicado que dificulta la estimación de coeficientes para ciertos periodos de tiempo.

Relacionado con este problema del insuficiente tamaño de ancho de banda, algunos valores de los coeficientes de estas variables son poco realistas, especialmente sus extremos mínimos y máximos al recoger demasiada variabilidad local. Por ejemplo, es imposible que se dé el caso en el que un aumento de 1€ en el coste del gas incremente el precio de la electricidad en 3.094,61€, manteniéndose el resto de las variables constantes (*ceteris paribus*). Asimismo, sin acudir a valores tan extremos, es difícil creer que, en el 25% de los casos, una subida del precio del gas en 1€ aumente el precio de casación final en 5,92€ o más.

Por último, parece ser que la producción de gigavatios de energía hidráulica tiene un gran impacto sobre el precio de la electricidad. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los datos no están estandarizados y que, en el caso de la energía hidráulica, esta tiene un orden de magnitud menor que la variable *target* precio, la demanda, o el coste del gas. Este hecho se puede observar en la figura 20 con los principales estadísticos resumen del conjunto de datos original.

## Figura 20

*Estadísticos resumen datos originales*

	<b>COSTE_GAS</b>	<b>DEMANDA</b>	<b>EOL</b>	<b>HIDR</b>	<b>Precio</b>
<b>Min</b>	4,02	8,64	0,40	0,32	0,00
<b>1er Cuartil</b>	13,28	23,73	3,73	1,68	38,42
<b>Mediana</b>	39,00	27,39	6,09	2,72	83,32
<b>Media</b>	53,61	27,33	6,76	3,11	103,80
<b>3er Cuartil</b>	85,99	30,72	9,15	4,21	159,93
<b>Max</b>	299,00	41,62	20,83	17,81	700,00

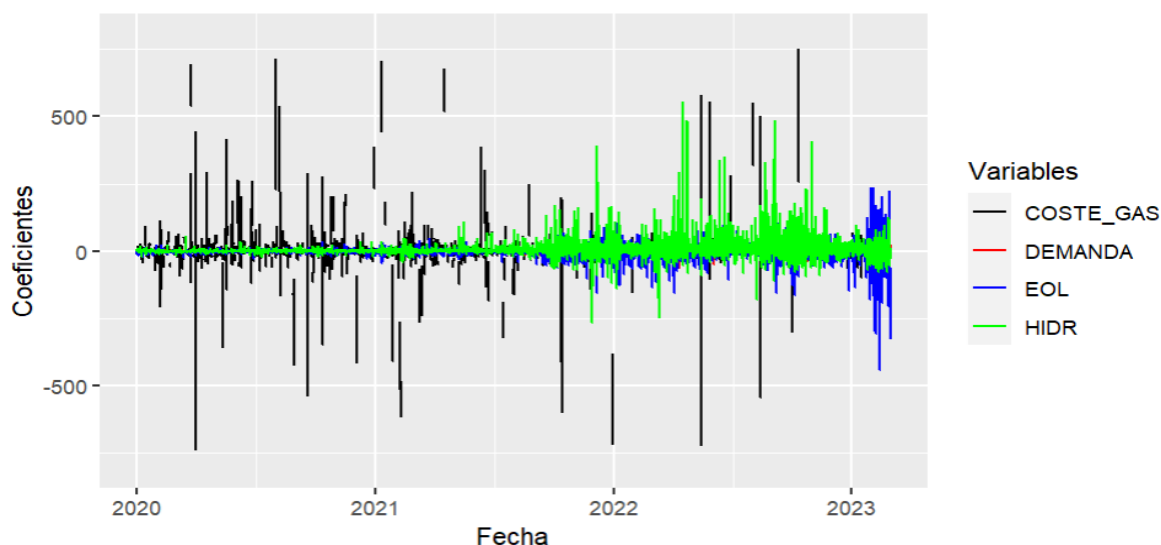
*Nota. Elaboración propia.*

Sin embargo, si bien es cierto que la normalización o estandarización de datos tiene beneficios como la independencia de escalas y mayor comparabilidad al hacer que las variables tengan media 0 y desviación estándar 1, así como una mayor estabilidad de los coeficientes de regresión, también tiene ciertas desventajas. Por una parte, hay una pérdida de interpretabilidad, ya que, al transformar los datos, los coeficientes dejan de estar en las unidades de medida originales, dificultando la comprensión de la magnitud de cambios en las variables independientes en el precio de la electricidad. Por otra parte, la normalización de los datos puede también reducir la importancia e impacto de los valores atípicos, pudiendo ocultar información que puede ser relevante. Asimismo, la estandarización puede causar la pérdida de las relaciones entre variables, lo que, dado el objetivo y naturaleza del presente trabajo, hace que deje de ser una opción adecuada para el análisis de resultados.

En la figura 21, la cual representa todos los coeficientes obtenidos mediante este modelo, se puede comprobar la abundancia de valores faltantes en los coeficientes del coste del gas. Además, se observa que, efectivamente, hay numerosos valores extremos en los coeficientes, especialmente en el coste del gas y en la hidráulica, superando en distintos casos el umbral de 500 o -500, lo cual no tiene “sentido” en la realidad.

**Figura 21**

*Coefficientes modelo tvLM ( $bw = 0,00024$ )*



*Nota. Elaboración propia*

## 6.2. tvLM con bandwidth manual

Debido a los principales problemas derivados del estrecho *bandwidth* generado mediante validación cruzada, se analizarán de nuevo los resultados obtenidos tras aumentar el tamaño del argumento *bw* para suavizar resultados y captar mejor las tendencias del *dataset*. En este caso, se han probado diversos valores de *bw*, pasando de 0,00024 a distintos valores como 0,001, 0,01 o 0,05 para obtener unos coeficientes más suavizados y comparar los resultados.

### 6.2.1. $bw = 0,001$

Tras aplicar un ancho de banda (*bw*) de 0,001, parece ser que hay una mejoría significativa en los resultados, aunque persisten algunos de los problemas que se identificaron anteriormente.

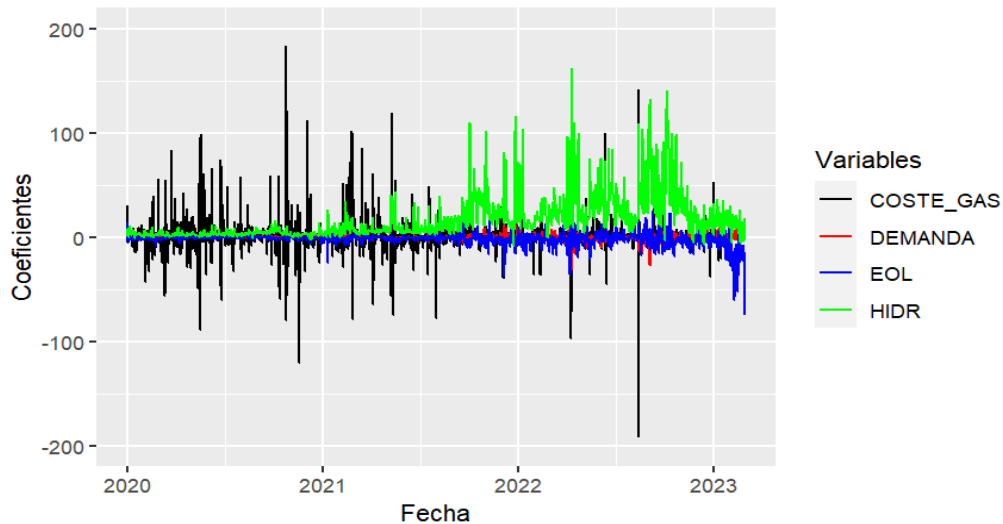
Por una parte, se puede observar un elevado número de valores perdidos en la variable *coste del gas*, si bien es cierto que se han reducido de 14.709 a solamente 873, lo que supone una disminución del 53% a sólo el 3% en cuanto al número total de filas afectadas por valores faltantes en la variable del *coste del gas*.

Por otra parte, a pesar de que los valores extremos de los coeficientes se han reducido en más del triple frente a la situación anterior, como se puede observar mediante la comparación entre las figuras 21 y 22, estos valores cercanos al 100 siguen siendo demasiado elevados.

**Figura 22**

*Resumen y evolución de coeficientes del modelo tvLM (bw = 0,001)*

```
> summary(modelo_tvLM_2$coefficients)
(Intercept)          COSTE_GAS          DEMANDA          EOL          HIDR
Min.   :-48493.51  Min.   :-701.525  Min.   :-32.5510  Min.   :-74.6843  Min.   :-8.084
1st Qu.:  -76.46   1st Qu.:  -1.312   1st Qu.: -0.4819  1st Qu.: -2.7997  1st Qu.:  3.860
Median :   16.92   Median :   1.026   Median :  0.1717  Median : -0.7718  Median :  9.215
Mean   :    8.44   Mean   :   2.695   Mean   :  0.1494  Mean   : -1.8579  Mean   : 16.415
3rd Qu.: 124.10   3rd Qu.:  3.963   3rd Qu.:  0.8482  3rd Qu.:  0.1939  3rd Qu.: 22.287
Max.   :105451.33  Max.   :1939.414  Max.   : 14.7597  Max.   : 25.8652  Max.   :162.031
NA's   :873
```



*Nota. Elaboración propia*

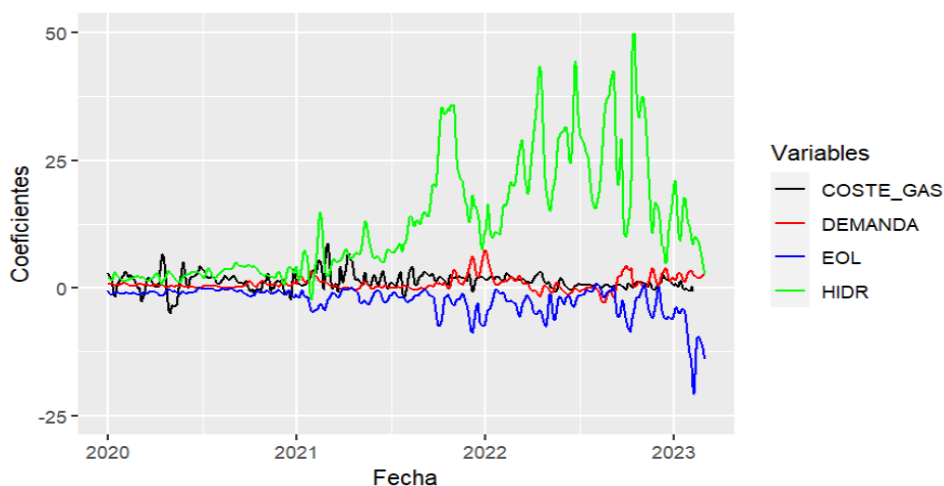
### 6.2.2. bw = 0,01

Aunque con un *bandwidth* (bw) de 0,01 disminuyen significativamente los valores de los coeficientes, estos parecen todavía ser elevados, especialmente en el caso de la energía hidráulica. Sin embargo, también cabe recordar que un aumento de un gigavatio de oferta de energía hidráulica es muy significativo, teniendo en cuenta que el 75% de los datos están por debajo de 4,21 gigavatios (figura 18). No obstante, se intentará aumentar aún más el ancho de banda, para examinar los resultados obtenidos y estudiar cuál es la más adecuada a la situación real.

**Figura 23**

*Resumen y evolución de coeficientes del modelo tvLM (bw = 0,01)*

```
> summary(modelo_tvLM_3$coefficients)
(Intercept)      COSTE_GAS      DEMANDA      EOL      HIDR
Min.   :-250.965  Min.   :-4.9822  Min.   :-2.8897  Min.   :-20.9281  Min.   :-2.195
1st Qu.: -19.490  1st Qu.: 0.4361  1st Qu.: 0.0765  1st Qu.: -3.3048  1st Qu.: 3.146
Median :  7.863   Median : 1.2080  Median : 0.4890  Median : -1.5465  Median : 8.708
Mean   :  8.905   Mean   : 1.2805  Mean   : 0.8391  Mean   : -2.4946  Mean   :12.729
3rd Qu.: 37.265  3rd Qu.: 2.0981  3rd Qu.: 1.2477  3rd Qu.: -0.8285  3rd Qu.:19.203
Max.   :211.655  Max.   : 8.7079  Max.   : 7.4066  Max.   : 0.8468  Max.   :62.626
NA's   :587
```



*Nota. Elaboración propia*

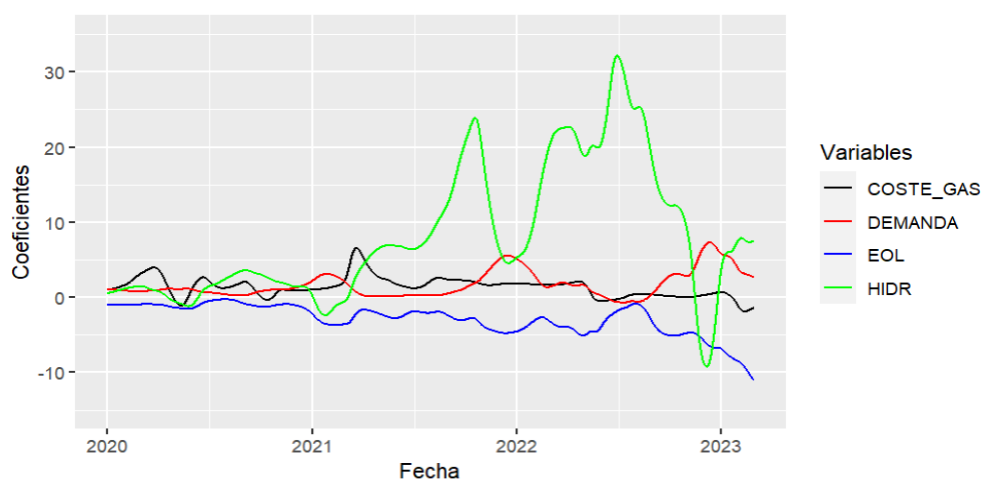
### 6.2.3. bw = 0,05

Con un ancho de banda de 0,05 se han obtenido resultados que parecen ser más interpretables que en casos anteriores, además de conseguir evitar el problema de los valores faltantes en la variable coste del gas.

**Figura 24**

*Resumen y evolución de coeficientes del modelo tvLM (bw = 0,05)*

```
> summary(modelo_tvLM_4$coefficients)
(Intercept)      COSTE_GAS      DEMANDA      EOL      HIDR
Min.   :-91.442  Min.   :-1.8941  Min.   :-0.7226  Min.   :-10.9769  Min.   :-9.247
1st Qu.: -29.904  1st Qu.: 0.3698  1st Qu.: 0.3820  1st Qu.: -4.1406  1st Qu.: 1.372
Median : -2.426   Median : 1.4452  Median : 1.0467  Median : -2.4886  Median : 5.898
Mean   :  6.481   Mean   : 1.3533  Mean   : 1.6684  Mean   : -2.9024  Mean   : 8.067
3rd Qu.: 19.409  3rd Qu.: 1.9847  3rd Qu.: 2.6340  3rd Qu.: -1.1895  3rd Qu.:13.367
Max.   :196.365  Max.   : 6.5777  Max.   : 7.3127  Max.   : -0.2782  Max.   :32.175
```



*Nota. Elaboración propia*

Aunque se ha adoptado una metodología manual y sin un fundamento matemático sólido para la selección del *bandwidth* óptimo, para el alcance del proyecto actual se adoptará este grado de ancho de banda para dar respuesta al objeto de estudio de la investigación.

### 6.3. Análisis de coeficientes $bw = 0,05$

En esta sección el análisis consistirá, en primer lugar, de un estudio profundo de la evolución de los coeficientes de regresión en cada variable independiente, seguido por una comparativa de la tendencia observada en los coeficientes de las distintas variables, y finalizado con un estudio de correlaciones de coeficientes, con el fin de comprender cuáles son los factores que han ido influyendo más en el precio de la electricidad casada en el mercado mayorista con el paso del tiempo. De esta manera, se podrá contrastar si ha sido realmente el coste del gas el responsable de dicha subida histórica de los precios, o ha habido otros factores relevantes.

#### Coste del gas

En primer lugar, con respecto al coste del gas, se puede observar en la figura 25 que el comportamiento de los coeficientes de regresión ha sido variado a lo largo de los años. En 2020, donde había una correlación moderada de 0,55 con el precio de la electricidad, se aprecia que los coeficientes han fluctuado bastante, con máximos de casi 4 a finales de marzo a mínimos de -1 en mayo del mismo año.

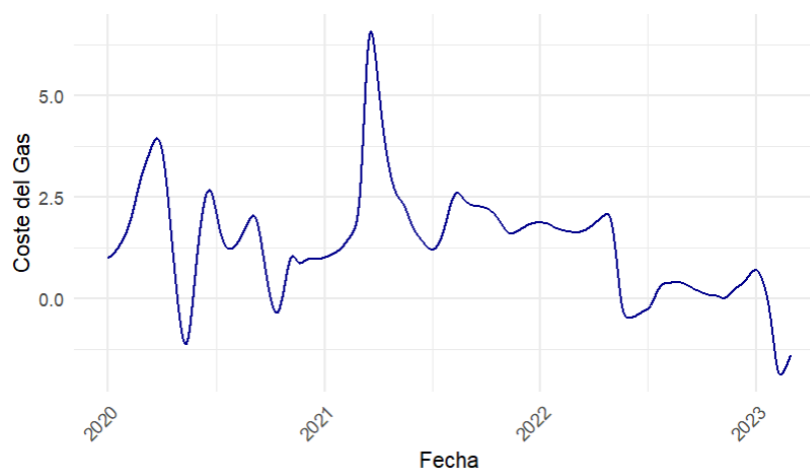
En el año 2021, donde había una correlación de 0,93 entre las variables, el impacto del coste del gas en el precio de la energía llegó a máximos de 6,4€ por euro de crecimiento en el coste

del gas en marzo, considerando que el resto de las variables se mantienen constantes. A partir de ahí, mantuvo una tendencia generalmente decreciente, aunque manteniéndose en torno al 2. Llama la atención el hecho de que, en marzo de 2022, no se produjo realmente un incremento del impacto del coste del gas en el precio. Es posible que el aumento del precio de la electricidad haya sido en cierta parte debido a la dramática subida del coste del gas que, al tener un coeficiente medio de 1,7 en ese mes, ha impulsado también el precio casado finalmente. Sin embargo, se estudiará también la evolución de los coeficientes de las demás variables para ver si hay otra respuesta o causa de dicho aumento drástico del precio.

Más adelante, este coeficiente decrece a -0,4 en junio y alcanza niveles mínimos en 2023, aunque se debe tener en cuenta que al ser los últimos datos disponibles del *dataset*, la precisión del resultado puede haberse visto afectado.

### Figura 25

*Evolución de los coeficientes del coste del gas (bw = 0,05)*



*Nota. Elaboración propia*

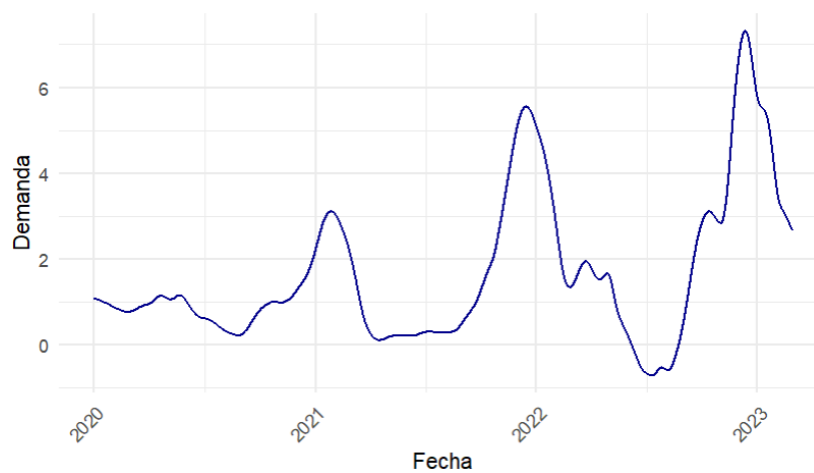
### Demanda

El impacto de la demanda, por otra parte, parece que tiene estacionalidad, siendo más alto en los meses de invierno y casi nulo en verano (figura 26). En un principio, se podría pensar que dicho comportamiento se debe a la cantidad de demanda, ya que, a mayor demanda, mayor es la probabilidad de que se tenga que cubrir mediante el uso de tecnologías más costosas como la del gas. Sin embargo, la serie temporal de la demanda en gigavatios (figura 27), muestra un comportamiento estacional con crecimiento en tanto en invierno y como en verano, por lo que no se cumpliría esta hipótesis.

Es también posible que la diferencia de influencia de la demanda en el precio en verano e invierno vaya relacionada con el tipo y cantidad de energía ofertada en el mercado. En meses fríos, se reduce la generación de energía solar y, con el aumento de demanda, aumenta también el hueco térmico, dependiendo en mayor medida de la producción de energía de centrales térmicas y de ciclo combinado para cubrir la demanda. Sin embargo, observando la evolución de los valores del hueco térmico, esta tampoco parece ser la causa de este comportamiento (figura 28).

### Figura 26

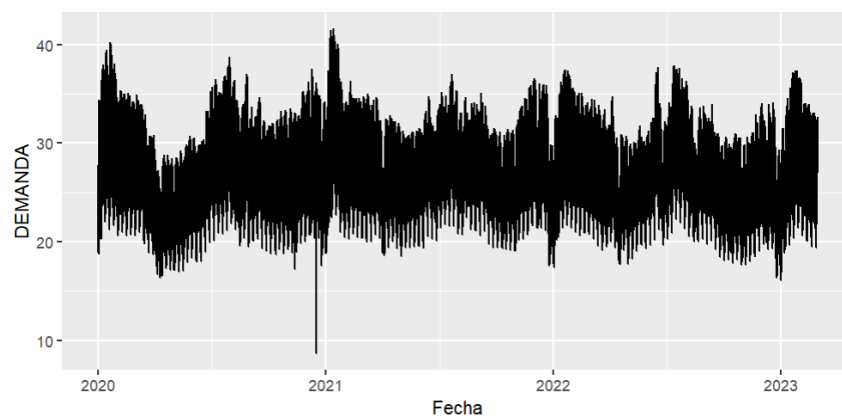
*Evolución de los coeficientes de la demanda ( $bw = 0,05$ )*



*Nota. Elaboración propia*

### Figura 27

*Serie temporal de la demanda (GW)*

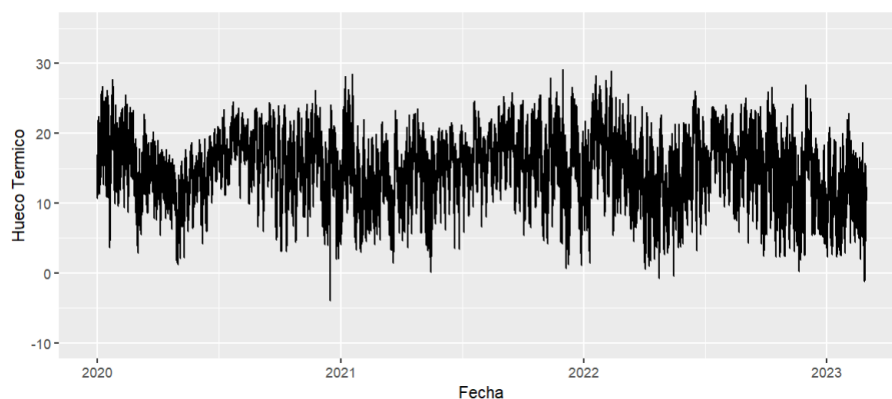


*Nota. Elaboración propia*



## Figura 28

Serie temporal del hueco térmico (GW)



Nota. Elaboración propia

## Eólica

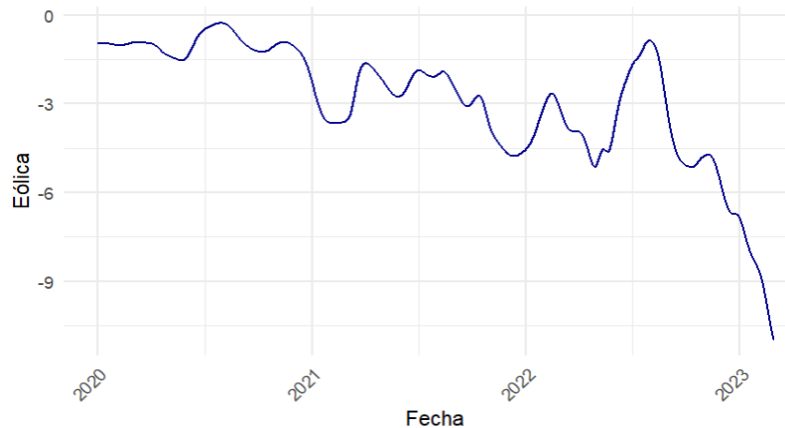
Con respecto a la evolución de los coeficientes de la energía eólica, se aprecia cómo, en el periodo estudiado, la influencia que ha tenido sobre el precio de la electricidad ha ido creciendo con el tiempo en valores absolutos, con coeficientes cada vez más negativos. No obstante, ha habido ciertas fluctuaciones en su comportamiento, con mayores caídas en sus coeficientes en los meses de invierno.

Durante el año 2020, los valores de los coeficientes rondaban el -1 que, en otras palabras significa que, en ese año, un aumento de la oferta de energía eólica en un gigavatio producía de media una bajada del precio de la electricidad en 1 euro, *ceteris paribus*. En el año siguiente, este impacto incrementó, especialmente en febrero y diciembre, donde llegó a valores de -3,7 y -4,7 respectivamente. Observando el comportamiento de la oferta de energía eólica (figura 30), se aprecia una estacionalidad con niveles de producción superiores en invierno debido a los patrones del viento, por lo que es posible que el aumento de oferta de este tipo de energía “barata” haya abaratado incluso más el precio final de la electricidad.

En 2022, la influencia de la energía eólica disminuye en julio y agosto y más tarde vuelve a aumentar, llegando a -10 en febrero de 2023, aunque como se comentaba anteriormente, los resultados más recientes pueden ser menos fiables debido a la falta de datos cercanos.

## Figura 29

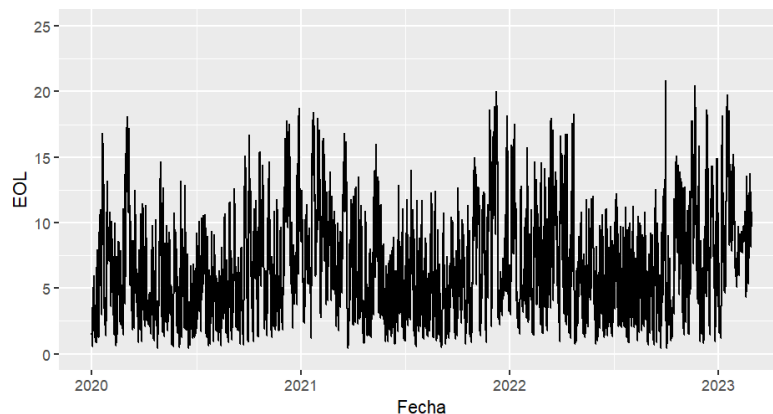
*Evolución de los coeficientes de la eólica ( $bw = 0,05$ )*



*Nota. Elaboración propia*

## Figura 30

*Serie temporal de la energía eólica*



*Nota. Elaboración propia*

## Hidráulica

Por último, sobre la oferta de energía hidráulica, se debe tener en cuenta que el rango del eje Y es mayor que en el resto de las variables, lo que muestra su mayor grado de influencia sobre el precio de la electricidad. Sin embargo, también es importante recordar que los datos no están escalados y la variable hidráulica toma valores más bajos que las demás variables.

Como se puede observar en la figura 30, el grado de influencia de la oferta de energía hidráulica sobre el precio fue mínima en 2020, tomando valores entre -1 y 4 aproximadamente. En 2021, los coeficientes de esta variable aumentaron drásticamente, llegando a un máximo de 24 en el mes de octubre. Este crecimiento repentino del papel de la energía hidráulica sobre el precio de la electricidad pudo estar relacionado con el hecho de que, durante la crisis energética del

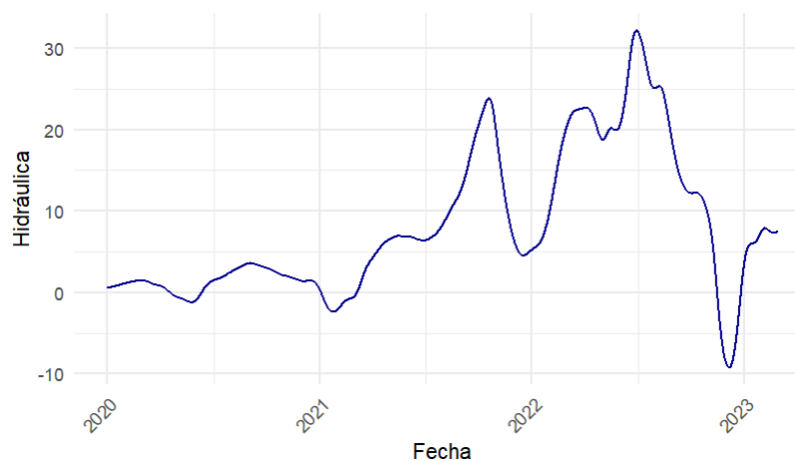
gas natural, las centrales hidroeléctricas aprovecharon la coyuntura de los elevados costes del gas para ofertar a precios elevados, aunque ligeramente por debajo de las centrales de gas, para garantizar su entrada en el “Pool” eléctrico y obtener un gran margen. De hecho, en la figura 32 se puede apreciar una correlación positiva de 0,68 entre los coeficientes de regresión de la hidráulica y el coste del gas en euros.

Más adelante, los coeficientes caen rápidamente, llegando a un mínimo local de 4,5 a mediados de diciembre del 2021 y vuelven a subir. En marzo del año 2022, el mes en el cual se dispararon tanto el coste del gas y como el precio de la electricidad, los coeficientes de la hidráulica volvieron a niveles muy elevados, superando los 20 durante todo el mes y haciendo pico en junio-julio con unos coeficientes cercanos a 32.

Además, es muy relevante la fuerte caída de los coeficientes observada a finales del 2022, generalmente coincidente con la gran bajada de los precios del gas (figura 32). Especialmente, el cambio de signo de los coeficientes que tuvo lugar en noviembre y diciembre muestra un cambio radical en el impacto de la oferta de energía hidráulica en el precio de la electricidad. Según estos resultados, en 2022, un gigavatio adicional de oferta de energía hidráulica pasó de aumentar de media el precio eléctrico en más de 20€ *ceteris paribus* a reducirlo en 9€ *ceteris paribus* en diciembre del mismo año.

### Figura 31

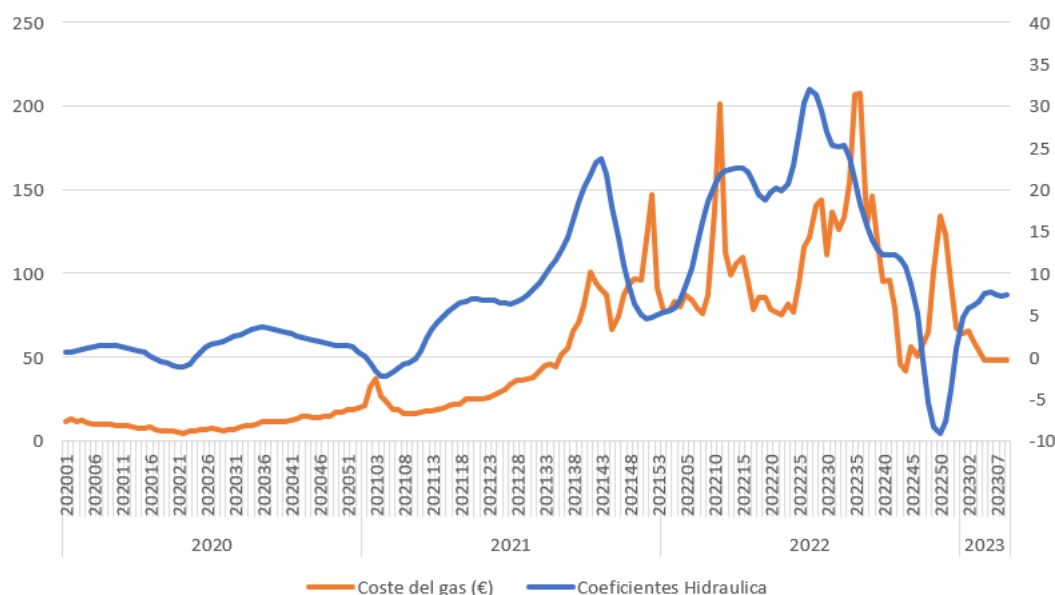
*Evolución de los coeficientes de la hidráulica (bw = 0,05)*



*Nota. Elaboración propia.*

**Figura 32**

*Evolución del coste del gas (eje y izquierdo) y de los coeficientes de la energía hidráulica (eje y derecho)*



*Nota. Elaboración propia.*

### 6.3.1. Comparativa de coeficientes y estudio de la correlación

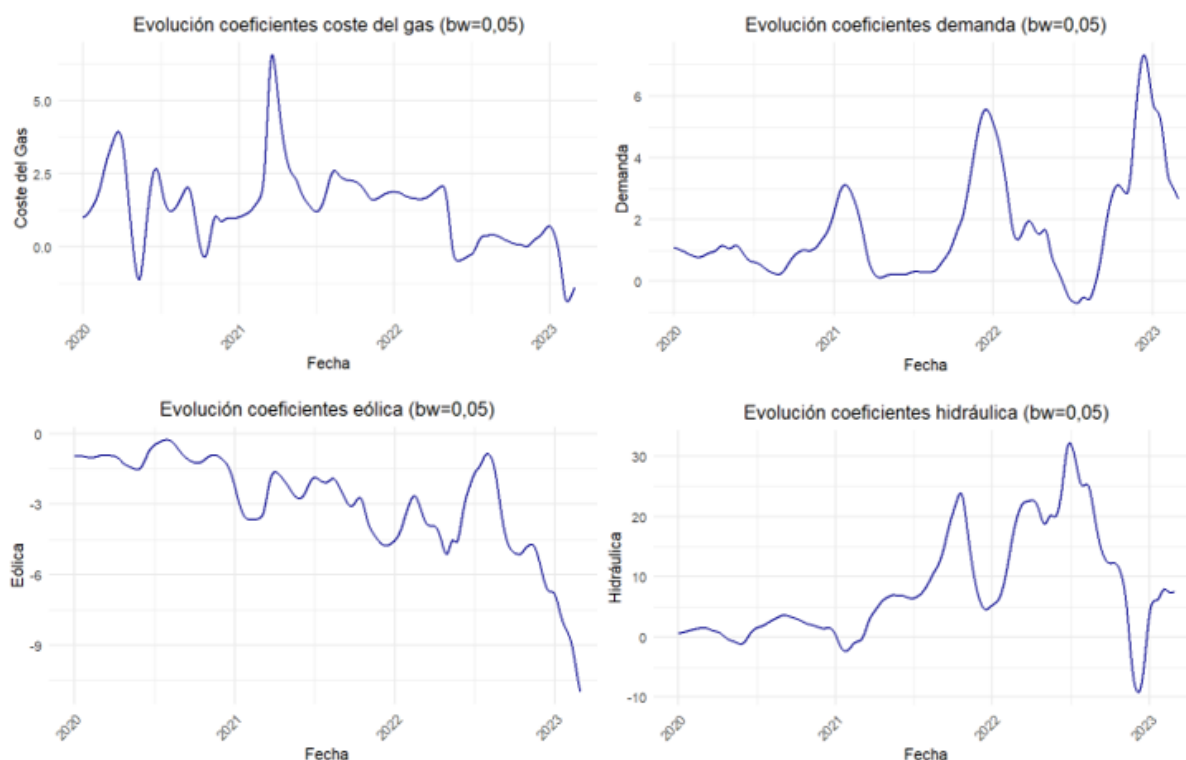
Una vez analizados los coeficientes de las variables de manera individual, es interesante comparar la evolución y la relación entre ellos para adoptar una visión más completa de la situación (figura 33).

Por una parte, se observa a finales de cada año un comportamiento estacional en la influencia que tiene la demanda, la energía eólica y la hidráulica en el precio de la electricidad. Mientras que las energías renovables disminuyen su papel en el aumento del precio de la electricidad, es aparente el impacto que tiene la demanda en dicha subida, posiblemente a raíz del aumento del hueco térmico en esos periodos.

Por otra parte, llama la atención el comportamiento inverso del impacto del coste del gas y de la oferta de energía hidráulica, especialmente la reducción de la influencia del coste del gas en el precio de la electricidad a partir de marzo de 2021 y el incremento significativo del papel de la energía hidráulica en el precio de casación desde entonces, a excepción de las fechas cercanas al comienzo del 2022 y del 2023, donde se ven caídas significativas en el papel de energía hidráulica en el aumento del precio de la energía.

**Figura 33**

*Comparativa de evolución de coeficientes de regresión*



*Nota. Elaboración propia*

A pesar de las relaciones observadas previamente en las gráficas, no se aprecia una clara correlación positiva o negativa entre los coeficientes de las variables teniendo en cuenta todo el periodo de estudio (figura 34), exceptuando la fuerte correlación negativa entre la demanda y la eólica previamente mencionada.

**Figura 34**

*Correlaciones entre coeficientes de regresión (2020-2023)*

Ene 2020-Feb 2023					
	(Intercept)	CosteGas	Demanda	Eolica	Hidraulica
(Intercept)	1,00	-0,66	-0,37	-0,10	0,43
CosteGas	-0,66	1,00	-0,19	0,38	-0,16
Demanda	-0,37	-0,19	1,00	-0,72	-0,32
Eolica	-0,10	0,38	-0,72	1,00	-0,10
Hidraulica	0,43	-0,16	-0,32	-0,10	1,00

*Nota. Elaboración propia*

Una vez más, sería interesante estudiar la correlación para cada año con el fin de analizar si las relaciones muestran cambios significativos en los distintos periodos de tiempo. En la figura 34

podemos comprobar la existencia de una fuerte correlación negativa entre la demanda y la energía eólica en todos los periodos, así como con la energía hidráulica, particularmente en el año 2022 donde se produjo una correlación de -0,95. Consecuentemente, el aumento de la influencia de la energía hidráulica en los precios de la electricidad está relacionada generalmente una caída casi proporcional del impacto de la demanda en ese mismo año. Esto podría atribuirse al hecho de que, durante este periodo de altos precios de oferta de energía hidráulica, una mayor demanda no habría tenido un impacto significativo en el precio final, ya que, si no hubiera casado la hidráulica, las centrales térmicas y de ciclo combinado habrían casado a un precio similar.

### Figura 35

*Correlaciones entre coeficientes de regresión por año*

2020					
	(Intercept)	CosteGas	Demanda	Eolica	Hidraulica
(Intercept)	1,00	-0,76	-0,36	0,10	0,29
CosteGas	-0,76	1,00	-0,28	0,40	0,11
Demanda	-0,36	-0,28	1,00	-0,78	-0,57
Eolica	0,10	0,40	-0,78	1,00	0,50
Hidraulica	0,29	0,11	-0,57	0,50	1,00

2021					
	(Intercept)	CosteGas	Demanda	Eolica	Hidraulica
(Intercept)	1,00	-0,48	-0,59	0,50	-0,05
CosteGas	-0,48	1,00	-0,32	0,36	-0,06
Demanda	-0,59	-0,32	1,00	-0,94	-0,15
Eolica	0,50	0,36	-0,94	1,00	0,06
Hidraulica	-0,05	-0,06	-0,15	0,06	1,00

2022					
	(Intercept)	CosteGas	Demanda	Eolica	Hidraulica
(Intercept)	1,00	-0,82	-0,67	0,46	0,53
CosteGas	-0,82	1,00	0,20	-0,09	-0,04
Demanda	-0,67	0,20	1,00	-0,81	-0,95
Eolica	0,46	-0,09	-0,81	1,00	0,76
Hidraulica	0,53	-0,04	-0,95	0,76	1,00

*Nota. Elaboración propia*

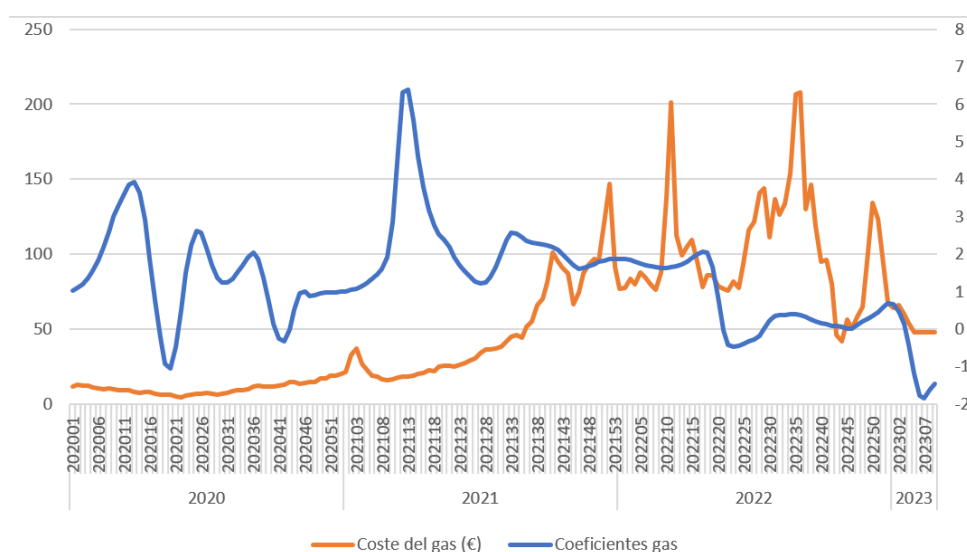
Por último, se puede ver cómo la correlación entre los coeficientes del coste del gas y de la energía hidráulica se ha mantenido muy débil en los tres años, contrariamente a la relación negativa que se dedujo de los gráficos evolutivos de la figura 32. Esto, en cierta medida, debilita nuestra hipótesis de que uno de los factores clave que contribuyeron al aumento histórico de

los precios fueron las acciones focalizadas a la maximización de beneficios de ciertos productores de energía hidroeléctrica, y no tanto por el aumento del coste del gas por sí solo.

No obstante, pese a la ausencia de correlación entre los coeficientes, se puede observar que los periodos de altos costes del gas en unidades monetarias, como en diciembre de 2021 y en marzo, julio, agosto y septiembre de 2022, llevan a su vez incrementos en los coeficientes de la energía hidráulica, con una correlación positiva de 0,68 (figura 32). Mientras tanto, en la figura 35, se observa que los coeficientes del coste del gas presentan un comportamiento casi opuesto, con una correlación de -0,3 con el coste del gas en euros. Intuitivamente, un aumento del coste del gas en euros debería amplificar su impacto sobre los precios de la electricidad, suponiendo que el resto de las variables se mantienen constantes. Por lo tanto, el comportamiento observado a través de este análisis es realmente notable, y permite entender mejor algunas de las complejidades que entraña la determinación y fluctuación del precio de la electricidad.

### Figura 36

*Evolución del coste del gas en euros (eje y izquierdo) y de los coeficientes del coste del gas (eje y derecho)*



*Nota. Elaboración propia*

## 7. Conclusiones

El precio de la electricidad es un dato volátil que depende de numerosos factores, como el coste del gas, la cantidad de energía demandada, la producción y oferta de energía de las distintas centrales, las condiciones meteorológicas y los intercambios de energía entre mercados, entre otros. Por tanto, modelizar y comprender su comportamiento es una tarea compleja, y se han realizado numerosos estudios para tratar de comprender su sensibilidad a distintos factores y mejorar la precisión de la predicción de su valor.

El objetivo principal de este estudio consiste en entender la sensibilidad del precio de la electricidad, específicamente en el mercado mayorista, ante cambios producidos en otras variables, con el fin de proporcionar una posible explicación basada en datos de la subida histórica de los precios observada a partir de mediados del año 2021.

A través de una revisión de la literatura, se han identificado varias posibles razones para el notable aumento de los precios eléctricos. Por una parte, se ha producido un incremento de los costes incurridos por las centrales térmicas y de ciclo combinado, las cuales han marcado el precio marginal del mercado diario en un gran porcentaje de las horas subastadas. Este incremento se debió a la subida del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> causada por la transición europea hacia fuentes de energía más limpias, así como a la escalada del precio del gas natural causada por la creciente demanda de dicho hidrocarburo y el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania.

Además, la reducción de la oferta de energías renovables también fue una posible causa de la subida de precios eléctricos, ya que incrementó la dependencia de fuentes de energía más costosas para satisfacer la demanda. Sin embargo, a diferencia de otras fuentes renovables, las centrales hidroeléctricas tienen la capacidad de almacenar agua y esperar a los momentos óptimos para maximizar su rentabilidad. Estas suelen ofrecer su energía a precios elevados, pero ligeramente inferiores a los de las centrales de ciclo combinado para asegurarse su entrada en el mercado. Por consiguiente, aunque la energía hidroeléctrica marcó con frecuencia el precio del mercado diario, el precio de la electricidad no disminuyó.

Analizando estadísticamente la relación entre variables a lo largo del tiempo mediante el ajuste de modelos de regresión con coeficientes cambiantes, fue posible confirmar algunas de las razones mencionadas y extraer conclusiones adicionales sobre la sensibilidad de los precios de la energía.



Primero, con respecto a la influencia de la demanda sobre el precio casado, se pudo observar un patrón estacional, con un mayor impacto en el aumento de los precios durante los meses de invierno y un impacto casi nulo durante el verano. Este comportamiento puede atribuirse probablemente a una menor producción de energías renovables durante los meses más fríos, lo que lleva a una mayor dependencia de fuentes de energía más costosas, en particular las dependientes del gas natural.

La estacionalidad también fue evidente en la evolución de los coeficientes de la energía eólica. A pesar de la creciente influencia general de la energía eólica en la reducción de los precios de la electricidad, con coeficientes de regresión cada vez más negativos, su impacto fue especialmente significativo durante los meses de invierno, coincidiendo con caídas sustanciales de los coeficientes debidas al aumento de la producción de energía eólica a raíz de los patrones del viento.

En cuanto al coste del gas, sus coeficientes mostraron grandes fluctuaciones a lo largo de los años, mostrando en general una correlación positiva con los precios de la electricidad. En marzo de 2021, se produjo un drástico aumento de la influencia de los precios del gas en las subidas de los precios de la electricidad. Sin embargo, esta influencia disminuyó a partir de entonces, alejándose de la expectativa de que los precios del gas fueran el principal motor de la subida descontrolada de los precios en 2022.

Por último, al analizar los coeficientes de la energía hidroeléctrica, se observó su mayor grado de influencia en los precios de la electricidad en comparación con otras variables. Mientras que esta influencia fue mínima en 2020, antes de las subidas del gas y de los precios, los coeficientes aumentaron significativamente en 2021 y 2022, especialmente cuando los costes del gas eran elevados. Se puede concluir que, efectivamente, las centrales hidroeléctricas aprovecharon los altos costes del gas para aumentar sus precios ofertados y ejercer un fuerte impacto en el aumento generalizado de los precios de la electricidad, actuando a menudo como la tecnología marginal en el mercado.

En conclusión, los resultados indican que, si bien todas las variables analizadas influyen en los precios de la electricidad en el mercado mayorista, la energía hidroeléctrica parece ser uno de los principales motores del aumento de los precios. Sin embargo, es importante señalar que el origen de este comportamiento se encuentra en la subida de los precios del gas natural, ya que sin esta atípica subida de costes, el impacto de la energía hidroeléctrica en los precios probablemente habría sido insignificante, tal y como se observó en el año 2020. A pesar de

estos resultados, se sigue requiriendo un estudio más sofisticado para conocer en profundidad el comportamiento de los precios de la electricidad.

Debido a las limitaciones de este estudio, sólo se examinó la influencia histórica de cuatro variables independientes (coste del gas, demanda, energía eólica y energía hidroeléctrica) sobre la variable objetivo, el precio de la electricidad. Para futuros estudios, sería interesante analizar el papel de variables adicionales, como la energía solar o la importación y exportación de electricidad de mercados extranjeros para captar mejor el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las limitaciones relacionadas con la multicolinealidad y la maldición de la dimensionalidad. Asimismo, se podría utilizar y comparar los resultados obtenidos a través de distintos modelos paramétricos y no paramétricos, o incluso se podría explorar la utilización del paquete tvReg para realizar predicciones del precio de la electricidad y evaluar si la captación del comportamiento cambiante de las distintas variables conduce a resultados más precisos y realistas.

## 8. Bibliografía

- Ari, A., Arregui, N., Black, S., Celasun, O., Iakova, D., Mineshima, A., Mylonas, V., Parry, I., Teodoru, J. y Zhunussova, K. (2022, 1 julio). *Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed Up the Transition Away from Fossil Fuels*. (IMF Working Paper No. 2022/152). International Monetary Fund. [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=4184693](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4184693)
- Casas, I., y Fernández-Casal, R. (2019). tvReg: Time-varying Coefficient Linear Regression for Single and Multi-Equations in R. *Social Science Research Network*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3363526>
- Casas I, y Fernandez-Casal R (2023). *tvReg: Time-Varying Coefficients Linear Regression for Single and Multi-Equations*. R package version 0.5.8, <https://CRAN.R-project.org/package=tvReg>.
- Comisión Europea. (2022). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones* [Comunicado de prensa]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0108&from=EN>
- Dumitru Zanfira, A. (2020). *Análisis y Predicción de Precios de la Electricidad en el Territorio Español* [Trabajo Fin de Grado]. Universidad de Cantabria.
- Endesa. (2023). Resultados consolidados 24 de febrero de 2023. En *Endesa*. <https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/registrosoficiales/hechosrelevantes/documentos/2022/presentacion-de-resultados-2022.pdf>
- Enseñat Saavedra, I. (2022). *El Mercado Eléctrico Mayorista Español* [Trabajo Fin de Grado]. Universidad Pontificia Comillas.
- ESIOS Electricidad. (s. f.). <https://www.esios.ree.es/es/acerca-de-esios>
- ESIOS Electricidad. (2023, 1 marzo). <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=01-03-2023>
- Fadillah, N., Audina Dariah, P., Anggraeni, A., Cahyani, N., y Handayani, L. (2022). Comparison Of Gaussian And Epanechnikov Kernels. *Tadulako Social Humaniora Journal*, 3(1), 13-22. <https://bestjournal.untad.ac.id/index.php/sochum/article/download/15745/11696/>

- Fernández, F. (2021, 20 agosto). El Gobierno investiga el vaciado de cuatro embalses gallegos de Iberdrola y Naturgy. *La Voz de Galicia*. <https://www.lavozdegalicia.es/noticia/economia/2021/08/19/gobierno-investiga-iberdrola-naturgy-vaciado-cuatro-embalses-gallegos/00031629381132402327514.htm>
- INE. (2023). *España en cifras 2023*. [https://www.ine.es/ss/Satellite?L=es\\_ES&c=INEPublicacion\\_C&cid=1259924856416&p=1254735110672&pagename=ProductosYServicios%2FPYSLayout&param1=PYSDetalleGratis](https://www.ine.es/ss/Satellite?L=es_ES&c=INEPublicacion_C&cid=1259924856416&p=1254735110672&pagename=ProductosYServicios%2FPYSLayout&param1=PYSDetalleGratis)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 350, de 27 de diciembre de 2013. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645&p=20221019&tn=1>
- López Domínguez, M. I. (2022). *El mercado eléctrico español. Evolución del precio de la electricidad en un entorno de crisis energética* [Trabajo Fin de Grado]. Universidad de Barcelona. [https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/189065/1/TFG\\_ECO\\_Lopez-Mar%C3%ADaIsabel.pdf](https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/189065/1/TFG_ECO_Lopez-Mar%C3%ADaIsabel.pdf)
- Martínez Farreres, R., y Merino, A. (2022). Mercado del gas natural: Visión general y análisis del mercado europeo. *Boletín Económico de ICE*, 24. <https://doi.org/10.32796/bice.2022.3142.7337>
- MIBGAS. (2023). <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- OCU. (2021, 18 agosto). La hidráulica, responsable del precio de la luz. *OCU*. <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/hidraulica-subida-luz#:~:text=Las%20hidr%C3%A1ulicas%20fijan%20el%20precio%20m%C3%A1s%20de%20la%20mitad%20del%20tiempo&text=Las%20plantas%20de%20ciclo%20combinado,de%20los%20100%20euros%20MWh>.
- OMI. (2021). *Informe Integrado OMI 2021*. [https://www.omie.es/sites/default/files/2022-05/informe\\_integrado\\_omie\\_2021\\_es.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2022-05/informe_integrado_omie_2021_es.pdf)
- OMIE. (s. f.). *Mercado de electricidad*. <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- OMIE. (2022). Evolución del mercado de electricidad - Informe anual. En *OMIE*. <https://www.omie.es/sites/default/files/2023-02/Informe%20Anual%202022%20ESP.pdf>

- OMIE. (2023a). *Curvas agregadas de oferta y demanda*. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>
- OMIE. (2023b). *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario*. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=1>
- Pacce, M., Sánchez, I., y Suárez-Varela, M. (2022). El Papel del Coste de los Derechos de Emisión de CO2 y del Encarecimiento del Gas en la Evolución Reciente de los Precios Minoristas de la Electricidad en España. En *Banco de España* (ISSN: 1696-2230). <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSeriadas/DocumentosOcasionales/21/Fich/do2120.pdf>
- Palicio García, S. (2022). *El Mercado Mayorista Eléctrico* [Trabajo Fin de Grado]. Universidad Pontificia Comillas.
- Red Eléctrica. (s. f.). *Operación del sistema eléctrico*. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- Red Eléctrica (2023). *Mercados*. <https://www.ree.es/es/datos/mercados>
- Reuters. (2021, 6 noviembre). Russian gas flows via Yamal-Europe pipeline to Germany halted again. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/russian-gas-flows-via-yamal-europe-pipeline-germany-halted-again-2021-11-06/#:~:text=Russian%20gas%20flows%20via%20Yamal%2DEurope%20pipeline%20to%20Germany%20halted%20again,-Reuters&text=MOSCOW%2FFRANKFURT%2C%20Nov%206%20>
- SendeCO2. (2023). *Precios CO2*. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Shucany, W. R. (2004). Kernel Smoothers: An Overview of Curve Estimators for the First Graduate Course in Nonparametric Statistics. *Statistical Science*, 19(4), 663-675. <http://dx.doi.org/10.1214/088342304000000756>
- Vélez, A. M. (2023, 24 febrero). Iberdrola, Endesa y Naturgy pulverizan su récord conjunto de beneficios en plena batalla judicial contra el nuevo impuesto. *elDiario.es*. [https://www.eldiario.es/economia/iberdrola-endesa-naturgy-pulverizan-record-conjunto-beneficios-plena-batalla-judicial-nuevo-impuesto\\_1\\_9982069.html](https://www.eldiario.es/economia/iberdrola-endesa-naturgy-pulverizan-record-conjunto-beneficios-plena-batalla-judicial-nuevo-impuesto_1_9982069.html)

- Vidalon, D. (2022, 30 agosto). France accuses Russia over gas supply as Nord Stream shutdown looms. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/france-accuses-russia-using-gas-weapon-war-2022-08-30/>
- Vilà Baños, R., Torrado Fonseca, M., y Reguant Álvarez, M. (2019). Análisis de regresión lineal múltiple con SPSS: un ejemplo práctico. *REIRE Revista d'Innovació i Recerca en Educació*. <https://revistes.ub.edu/index.php/REIRE/article/download/reire2019.12.222704/28913/61419#:~:text=Para%20aplicar%20la%20regresi%C3%B3n%20lineal,homocedasticidad%2C%20normalidad%20y%20no%20colinealidad.>
- Villascusa, Á. (2021, 9 agosto). Iberdrola aprovechó el cambio en las tarifas eléctricas para vaciar el 79% del principal embalse de Zamora. *elDiario.es*. [https://www.eldiario.es/castilla-y-leon/iberdrola-aprovecho-cambio-tarifas-electricas-vaciar-79-principal-embalse-zamora\\_1\\_8202507.html](https://www.eldiario.es/castilla-y-leon/iberdrola-aprovecho-cambio-tarifas-electricas-vaciar-79-principal-embalse-zamora_1_8202507.html)

## 9. Anexos

### ANEXO 1: Código de R

```
# TFG - Análisis histórico de la sensibilidad del precio de la electricidad del mercado mayorista español
```

```
library(dplyr)
library(corrplot)
library(reshape2)
library(ggplot2)
library(forecast)
library(gdata)
library(zoo)
library(dygraphs)
library(xts)
library(strucchange)
library(tidyverse)
library(readxl)
library(datetime)
library(MASS)
library(rollRegres)
library(tidyquant)
library(ggrepel)
library(tseries)
library(tsoutliers)
library(reshape)
library(bfast)
library(tvReg)
library(Metrics)
library(changepoint)

#Cargamos los datos
setwd(dirname(rstudioapi::getActiveDocumentContext()$path))
getwd()
datos <- read.csv("PREC_MD_DATA.csv", sep = ";")
write.csv2(datos, file = "datos.csv", row.names = FALSE)

#ANALISIS EXPLORATORIO -----
#Conocer estructura del dataset
str(datos)
datos$Fecha <- as.POSIXct(datos$Fecha, format = "%d/%m/%Y %H:%M")
datos$Hora <- factor(datos$Hora)
summary(datos)
datos <- na.omit(datos)
sum(is.na(datos))

#BOXPLOTS
numdatos <- dplyr::select_if(datos, is.numeric)
datoslong <- melt(numdatos) # Reshaping data frame
head(datoslong)

p <- ggplot(data = datoslong, aes(x = variable, y = value)) +
  geom_boxplot(outlier.colour = "red")
p + facet_wrap(~ variable, scales = "free", nrow = 2)

#VALORES ATIPICOS
out_precio <-
  datos[which(datos$PREC_MD %in% boxplot.stats(datos$PREC_MD)$out), ]
nrow(out_precio) #234 atipicos
```

```

out_gas <-
  datos[which(datos$COSTE_GAS %in% boxplot.stats(datos$`COSTE_GAS`)$out), ]
nrow(out_gas) #336 atípicos

out_dem <-
  datos[which(datos$DEMANDA %in% boxplot.stats(datos$`DEMANDA`)$out), ]
nrow(out_dem) #11 atípicos

out_eol <-
  datos[which(datos$EOL %in% boxplot.stats(datos$`EOL`)$out), ]
nrow(out_eol) #235 atípicos

out_hidr <-
  datos[which(datos$HIDR %in% boxplot.stats(datos$HIDR)$out), ]
nrow(out_hidr) #295 atípicos

out_hter <-
  datos[which(datos$HTER %in% boxplot.stats(datos$HTER)$out), ]
nrow(out_hter) #69 atípicos

#MATRIZ DE CORRELACIONES
cor(numdatos)
corrplot(cor(numdatos), method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)
write.csv(cor(numdatos), file = "cor.csv", row.names = FALSE)

#Añadimos nuevas variables en el df
datos1 <- datos
Sys.setlocale(locale = "English")
datos1$Dia <- weekdays(datos1$Fecha)
datos1$Mes <- months(datos1$Fecha)
datos1$Mes = factor(datos1$Mes, levels = month.name) #ordenamos los meses
datos1$Dia <-
  factor(
    datos1$Dia,
    levels = c(
      "Monday",
      "Tuesday",
      "Wednesday",
      "Thursday",
      "Friday",
      "Saturday",
      "Sunday"
    )
  )
#ordenamos los dias

#Correlaciones por años
datos2020 <- datos1 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2020-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2020-12-31 23:59:59")))
datos2021 <- datos1 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2021-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2021-12-31 23:59:59")))
datos2022 <- datos1 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2022-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2022-12-31 23:59:59")))

```



```

numdatos20 <- dplyr::select_if(datos2020, is.numeric)
numdatos21 <- dplyr::select_if(datos2021, is.numeric)
numdatos22 <- dplyr::select_if(datos2022, is.numeric)

par(mfrow=c(1,3))
cor20 <- cor(numdatos20)
corrplot(cor(cor20), method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)
cor21 <- cor(numdatos21)
corrplot(cor21, method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)
cor22 <- cor(numdatos22)
corrplot(cor22, method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)
dev.off()

write.csv(cor20, file = "cor20.csv", row.names = FALSE)
write.csv(cor21, file = "cor21.csv", row.names = FALSE)
write.csv(cor22, file = "cor22.csv", row.names = FALSE)

#GRAFICOS
ggplot(datos1, aes(x = COSTE_GAS, y = PREC_MD, color = Mes)) +
  geom_point(size = 2) + ggtitle("PREC_MD vs Coste del Gas por mes")
ggplot(datos2020, aes(x = COSTE_GAS, y = PREC_MD, color = Mes)) +
  geom_point(size = 2) + ggtitle("PREC_MD vs Coste del Gas por mes (Año 2020)")
ggplot(datos2021, aes(x = COSTE_GAS, y = PREC_MD, color = Mes)) +
  geom_point(size = 2) + ggtitle("PREC_MD vs Coste del Gas por mes (Año 2021)")
ggplot(datos2022, aes(x = COSTE_GAS, y = PREC_MD, color = Mes)) +
  geom_point(size = 2) + ggtitle("PREC_MD vs Coste del Gas por mes (Año 2022)")

#Serie temporal coste del gas
Gas_ts <- xts(x = datos$COSTE_GAS, order.by = datos$Fecha)
Gas_int <- dygraph(Gas_ts) %>% dyRangeSelector()
Gas_int #grafico interactivo

#Serie temporal coste gas y PREC_MD
ggplot(datos, aes(x = Fecha, y = PREC_MD)) +
  geom_line() +
  geom_line(aes(x = Fecha, y = COSTE_GAS, color = "Coste del gas")) +
  theme(legend.position = "bottom", legend.title = element_blank())

```

```

#Serie temporal PREC_MD
Prec_ts <-
  xts(x = datos$PREC_MD, order.by = datos$Fecha)
Prec_int <- dygraph(Prec_ts) %>% dyRangeSelector()
Prec_int

#ESTUDIO ANOMALIAS
#install.packages("devtools")
#devtools::install_github("business-science/anomalize")
library(anomalize)
tibble_data <- as_tibble(datos[c("Fecha", "PREC_MD")])
head(tibble_data)

tibble_data %>%
  time_decompose(PREC_MD, message = TRUE) %>%
  anomalize(remainder) %>%
  time_recompose() %>%
  plot_anomalies(time_recomposed = TRUE, ncol = 3, alpha_dots = 0.5)

tibble_data %>%
  time_decompose(PREC_MD, method = "stl", frequency = "auto", trend = "auto", message = TRUE) %>%
  anomalize(remainder, method = "gesd", alpha = 0.05, max_anoms = 0.2) %>%
  plot_anomaly_decomposition()+
  ggtitle("Anomaly decomposition: Electricity Price")

tibble_data %>%
  time_decompose(PREC_MD) %>%
  anomalize(remainder) %>%
  time_recompose() %>%
  filter(anomaly=="Yes")

#TIME-VARYING REGRESSION -----
#Eliminamos y editamos variables
datos <- subset(datos, select = -c(HTER, NUCL, SOLAR))
datos$DEMANDA <- datos$DEMANDA/1000
datos$EOL <- datos$EOL/1000
datos$HIDR <- datos$HIDR/1000

write.csv(summary(datos), file = "resumendatos.csv", row.names = FALSE)

set.seed(123456)
modelo_tvLM <- tvLM(PREC_MD~COSTE_GAS+DEMANDA+EOL+HIDR, data = datos)
summary(modelo_tvLM$coefficients)

resumen <- summary(modelo_tvLM$coefficients)
write.csv(resumen, file = "resumencoef.csv", row.names = FALSE)

summary(modelo_tvLM)

#ANALISIS DE COEFICIENTES
coeficientes <- modelo_tvLM$coefficients
coeficientes <- as.data.frame(coeficientes)

coeficientes$Fecha <- datos$Fecha
View(coeficientes)

write.csv2(coeficientes, file = "coeficientes.csv", row.names = FALSE)

#coeficientes <- na.omit(coeficientes)
ggplot(data = coeficientes, aes(x=Fecha, y=COSTE_GAS))+

```

```

geom_line()+
geom_line(aes(x=Fecha, y=DEMANDA), color="red")+
geom_line(aes(x=Fecha, y=EOL), color="blue")+
geom_line(aes(x=Fecha, y=HIDR), color="green")+
scale_y_continuous(limits = c(-500,500))

ggplot(data = coeficientes, aes(x = Fecha)) +
  geom_line(aes(y = COSTE_GAS, color = "COSTE_GAS"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = DEMANDA, color = "DEMANDA"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = EOL, color = "EOL"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = HIDR, color = "HIDR"), show.legend = TRUE) +
  scale_y_continuous(limits = c(-800, 800)) +
  labs(color = "Variables", x = "Fecha", y = "Coeficientes") +
  scale_color_manual(values = c("COSTE_GAS" = "black", "DEMANDA" = "red", "EOL" = "blue", "HIDR" =
"green"))

#ST: Coeficiente del coste del gas.
anyNA(coeficientes$COSTE_GAS)
coeficientes$COSTE_GAS <- na.approx(coeficientes$COSTE_GAS, rule=2, na.rm=FALSE)
anyNA(coeficientes$COSTE_GAS)

ggplot(data = coeficientes, aes(x = Fecha, y = COSTE_GAS)) +
  geom_line(color = "Darkblue") + # Set line color
  labs(title = "Evolución coeficientes Coste del Gas", x = "Fecha", y = "Coste del Gas") + # Set title and axis
  labels
  theme_minimal() + # Set a minimal theme
  theme(plot.title = element_text(hjust = 0.5), # Center the plot title
        axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

#AUMENTAMOS BW
#bw = 0,001
set.seed(123456)
modelo_tvLM_2 <- tvLM(PREC_MD~COSTE_GAS+DEMANDA+EOL+HIDR, data = datos, bw = 0.001)
summary(modelo_tvLM_2$coefficients)

coeficientes2 <- modelo_tvLM_2$coefficients
coeficientes2 <- as.data.frame(coeficientes2)

coeficientes2$Fecha <- datos$Fecha
ggplot(data = coeficientes2, aes(x = Fecha)) +
  geom_line(aes(y = COSTE_GAS, color = "COSTE_GAS"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = DEMANDA, color = "DEMANDA"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = EOL, color = "EOL"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = HIDR, color = "HIDR"), show.legend = TRUE) +
  scale_y_continuous(limits = c(-200, 200)) +
  labs(color = "Variables", x = "Fecha", y = "Coeficientes") +
  scale_color_manual(values = c("COSTE_GAS" = "black", "DEMANDA" = "red", "EOL" = "blue", "HIDR" =
"green"))

#bw = 0,01
set.seed(123456)
modelo_tvLM_3 <- tvLM(PREC_MD~COSTE_GAS+DEMANDA+EOL+HIDR, data = datos, bw = 0.01)
summary(modelo_tvLM_3$coefficients)

coeficientes3 <- modelo_tvLM_3$coefficients
coeficientes3 <- as.data.frame(coeficientes3)
coeficientes3$Fecha <- datos$Fecha
ggplot(data = coeficientes3, aes(x = Fecha)) +
  geom_line(aes(y = COSTE_GAS, color = "COSTE_GAS"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = DEMANDA, color = "DEMANDA"), show.legend = TRUE) +

```

```

geom_line(aes(y = EOL, color = "EOL"), show.legend = TRUE) +
geom_line(aes(y = HIDR, color = "HIDR"), show.legend = TRUE) +
scale_y_continuous(limits = c(-25, 50)) +
labs(color = "Variables", x = "Fecha", y = "Coeficientes") +
scale_color_manual(values = c("COSTE_GAS" = "black", "DEMANDA" = "red", "EOL" = "blue", "HIDR" =
"green"))

#bw = 0,05 -----
set.seed(123456)
modelo_tvLM_4 <- tvLM(PREC_MD~COSTE_GAS+DEMANDA+EOL+HIDR, data = datos, bw = 0.05)
summary(modelo_tvLM_4$coefficients)

coeficientes4 <- modelo_tvLM_4$coefficients
coeficientes4 <- as.data.frame(coeficientes4)
coeficientes4$Fecha <- datos$Fecha
ggplot(data = coeficientes4, aes(x = Fecha)) +
  geom_line(aes(y = COSTE_GAS, color = "COSTE_GAS"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = DEMANDA, color = "DEMANDA"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = EOL, color = "EOL"), show.legend = TRUE) +
  geom_line(aes(y = HIDR, color = "HIDR"), show.legend = TRUE) +
  scale_y_continuous(limits = c(-15, 35)) +
  labs(color = "Variables", x = "Fecha", y = "Coeficientes") +
  scale_color_manual(values = c("COSTE_GAS" = "black", "DEMANDA" = "red", "EOL" = "blue", "HIDR" =
"green"))

write.csv2(coeficientes4, file = "coeficientes005.csv", row.names = FALSE)

#Coeficiente coste del gas
anyNA(coeficientes4$COSTE_GAS)
ggplot(data = coeficientes4, aes(x = Fecha, y = COSTE_GAS)) +
  geom_line(color = "Darkblue") + # Set line color
  labs(title = "Evolución coeficientes coste del gas (bw=0,05)", x = "Fecha", y = "Coste del Gas") + # Set title
and axis labels
  theme_minimal() + # Set a minimal theme
  theme(plot.title = element_text(hjust = 0.5), # Center the plot title
        axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

#Coeficiente demanda
ggplot(data = coeficientes4, aes(x = Fecha, y = DEMANDA)) +
  geom_line(color = "Darkblue") + # Set line color
  labs(title = "Evolución coeficientes demanda (bw=0,05)", x = "Fecha", y = "Demanda") + # Set title and axis
labels
  theme_minimal() + # Set a minimal theme
  theme(plot.title = element_text(hjust = 0.5), # Center the plot title
        axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

#Coeficiente eolica
ggplot(data = coeficientes4, aes(x = Fecha, y = EOL)) +
  geom_line(color = "Darkblue") + # Set line color
  labs(title = "Evolución coeficientes eólica (bw=0,05)", x = "Fecha", y = "Eólica") + # Set title and axis labels
  theme_minimal() + # Set a minimal theme
  theme(plot.title = element_text(hjust = 0.5), # Center the plot title
        axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

#Coeficiente hidraulica
ggplot(data = coeficientes4, aes(x = Fecha, y = HIDR)) +
  geom_line(color = "Darkblue") + # Set line color
  labs(title = "Evolución coeficientes hidráulica (bw=0,05)", x = "Fecha", y = "Hidráulica") + # Set title and axis
labels
  theme_minimal() + # Set a minimal theme

```

```

theme(plot.title = element_text(hjust = 0.5), # Center the plot title
      axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

#Serie temporal demanda
ggplot(datos, aes(x = Fecha, y = DEMANDA)) +
  geom_line() +
  theme(legend.position = "bottom", legend.title = element_blank())

ST_Demanda <- ts(datos$DEMANDA, start = 2020, frequency=8760)
comp_demanda <- decompose(ST_Demanda)
plot(comp_demanda)

ggplot(datos1, aes(x = Fecha, y = HTER/1000)) +
  geom_line() +
  scale_y_continuous(limits = c(-10, 35)) +
  labs(x = "Fecha", y = "Hueco Termico") +
  theme(legend.position = "bottom", legend.title = element_blank())

#Serie temporal eolica
ggplot(datos, aes(x = Fecha, y = EOL)) +
  geom_line() +
  scale_y_continuous(limits = c(0, 25)) +
  theme(legend.position = "bottom", legend.title = element_blank())

ST_Eolica <- ts(datos$EOL, start = 2020, frequency=8760)
comp_eolica <- decompose(ST_Eolica)
plot(comp_eolica)

#Serie temporal hidraulica
ggplot(datos, aes(x = Fecha, y = HIDR)) +
  geom_line() +
  scale_y_continuous(limits = c(0, 15)) +
  labs(x = "Fecha", y = "Hidráulica") +
  theme(legend.position = "bottom", legend.title = element_blank())

#Correlaciones entre coeficientes -----
numcoef <- dplyr::select_if(coeficientes4, is.numeric)
corrplot(cor(numcoef), method = "color",
         order = "alphabet",
         addCoef.col = 'black',
         number.cex = 0.6,
         tl.cex = 0.7,
         tl.col = 'black',
         col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
         cl.cex = 0.7)

#2020
coef2020 <- coeficientes4 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2020-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2020-12-31 23:59:59")))
numcoef2020 <- dplyr::select_if(coef2020, is.numeric)
corrplot(cor(numcoef2020), method = "color",
         order = "alphabet",
         addCoef.col = 'black',
         number.cex = 0.6,
         tl.cex = 0.7,
         tl.col = 'black',
         col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
         cl.cex = 0.7)

#2021

```

```

coef2021 <- coeficientes4 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2021-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2021-12-31 23:59:59")))
numcoef2021 <- dplyr::select_if(coef2021, is.numeric)
corrplot(cor(numcoef2021), method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)

#2022
coef2022 <- coeficientes4 %>%
  filter(between(Fecha, as.POSIXct("2022-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2022-12-31 23:59:59")))
numcoef2022 <- dplyr::select_if(coef2022, is.numeric)
corrplot(cor(numcoef2022), method = "color",
  order = "alphabet",
  addCoef.col = 'black',
  number.cex = 0.6,
  tl.cex = 0.7,
  tl.col = 'black',
  col= colorRampPalette(c("red", "white", "darkgreen"))(200),
  cl.cex = 0.7)

write.csv(cor(numcoef), file = "cor_coef.csv", row.names = FALSE)
write.csv(cor(numcoef2020), file = "cor_coef2020.csv", row.names = FALSE)
write.csv(cor(numcoef2021), file = "cor_coef2021.csv", row.names = FALSE)
write.csv(cor(numcoef2022), file = "cor_coef2022.csv", row.names = FALSE)

```