



Universidad de Valladolid

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Máster en Análisis Económico y Finanzas

Trabajo de Fin de Máster

**Valoración de Contratos de Futuros sobre Energía
Eléctrica en el Polo Español del Mercado Ibérico de
Energía**

Presentado por:

Matheus Luiz Zani

Tutelado por:

María Lourdes Gómez del Valle

Julia Martínez Rodríguez

Valladolid, Septiembre de 2020

Resumen

El precio de la energía eléctrica, debido a sus características especiales, presenta un comportamiento extremadamente volátil, por tanto, su riesgo debe ser gestionado y mitigado por los participantes del mercado. Sobre este trasfondo, en este trabajo presentamos dos modelos para la valoración y predicción de los precios de los contratos de futuros y obtenemos una expresión cerrada para su valoración. En ambos modelos suponemos que el precio de este futuro depende del precio *spot* de la electricidad, cuya dinámica viene dada, en el primer caso, por un proceso geométrico, y en el segundo sigue un proceso con reversión a la media que recoge la posible estacionalidad a lo largo del año (a través de una serie de Fourier). Analizamos el comportamiento de los modelos con y sin estacionalidad, comparando los precios estimados con los observados en el mercado a plazo MEF Power para el periodo 2015-2019. De este estudio, se desprende que considerar reversión a la media y estacionalidad en los modelos de valoración de futuros ofrece precios más próximos a los observados, tanto en el periodo de estimación como de predicción considerados. Por tanto, creemos que la expresión obtenida en este trabajo para la valoración de los futuros sobre la electricidad en el Mercado Ibérico Español, teniendo en cuenta la reversión a la media y estacionalidad, supone una contribución interesante para los gestores que tratan de manejar el riesgo en todos los segmentos de la industria de electricidad.

Palabras clave: Mercado de electricidad, Movimiento Browniano geométrico, Precios de futuros, OTC, estacionalidad, reversión a la media.

Abstract

The electricity price, due to its special characteristics, has an extremely volatile behaviour. Therefore, its risk must be managed and mitigated by market participants. Against the current backdrop, in this paper, we show two pricing models for the valuation and prediction of electricity futures contracts, for that we obtain a closed-form expression. In both models, the future price is assumed to depend on the electricity *spot* price, which follows a geometric Brownian Motion process and one of them, also follow a mean reversion process, which collects the possible seasonality throughout the year, by introducing a Fourier series. The behavior of both models, with and without seasonality, were analyzed by comparing the prices obtained with those traded from 2015 to 2019 in the MEF Power. The present study suggests that considering mean reversion and the seasonality as a component in pricing models offers prices closer to those traded in both periods considered - estimation and forecasting period. Therefore, we believe that the closed-form expression obtained in this paper for the valuation of electricity futures traded at Spanish Iberian Market, represents an interesting contribution for managers when managing risk in all segments of the electricity industry.

Key-words: Electricity market, Brownian motion, Futures price, OTC, seasonality, mean reversion process.

Índice

Lista de Figuras	iii
Lista de Tablas	v
Índice de Acrónimos	vi
1. Introducción	1
2. El mercado español de energía eléctrica	3
2.1 La industria	3
2.2 La estructura de mercado	4
2.2.1 Mercado al contado o <i>spot</i> de la electricidad	6
2.2.2 Mercado a plazo o <i>forward</i> de la electricidad	8
3. Características de la electricidad	9
3.1 Estacionalidad	9
3.2 Reversión a la media	10
3.3 No almacenable	10
3.4 Cambios bruscos y frecuentes	11
4. Análisis de los datos	12
4.1 Análisis de los precios al contado de la electricidad	12
4.2 Análisis del precio de los futuros sobre la electricidad	16
5. Los modelos de valoración	19
5.1 Precios de futuros: modelo sin estacionalidad	20
5.2 Precios de futuros: modelo con reversión a la media y estacionalidad	22
6. Aplicación empírica	25
6.1 Los datos	25
6.2 Estimación de los coeficientes de los modelos	26
6.3 Resultados de la valoración de los precios de los contratos de futuros	29
7. Conclusiones	38
8. Bibliografía	40

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama simplificado de la distribución de electricidad de corriente alterna desde la estación de generación a los consumidores. Los elementos del sistema de transmisión se muestran en azul, los elementos del sistema de distribución están en verde y los elementos de generación están en rojo.	4
Figura 2. Secuencia de mercados en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).....	6
Figura 3. Esquema operativo de la OMIE para la formación del precio de referencia para el día siguiente.	7
Figura 4. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario.	7
Figura 5. Índice SPEL Base en Euro/MWh y sus primeras diferencias entre enero de 2015 y diciembre de 2019	13
Figura 6. La demanda eléctrica diaria en territorio nacional español para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019. El punto A representa un precio puntual que es muy superior a la media.	14
Figura 7. Análisis de la relación entre la demanda diaria y el precio <i>spot</i> diario para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019 y su regresión lineal simple.	15
Figura 8. Histograma de frecuencias del índice OMIP de precios diarios para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019.	15
Figura 9. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo durante el periodo comprendido entre enero de 2013 y enero de 2020. OTC reg. BME Clearing representa a MEFF Power.	17
Figura 10. Análisis de correlación precio <i>spot</i> y precio futuro para diferentes vencimientos. La correlación es de 53.36% entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019.....	18
Figura 11. Estructura para la valoración (estimación y predicción) de los contratos de futuros.	26
Figura 12. (a) Curva de aproximación con la serie de Fourier de orden 2. (b) Curva de aproximación con la serie de Fourier de orden 4.....	27
Figura 13. Precio <i>spot</i> diario y serie diaria desestacionalizada en el periodo de estimación (a) Serie de Fourier truncada con $n = 2$. (b) Serie de Fourier truncada con $n = 4$	28
Figura 14. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y sin tener en cuenta la estacionalidad durante el periodo de estimación.	29
Figura 15. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y teniendo en cuenta la revisión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 2$ durante el periodo de estimación.	30

Figura 16. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$ durante el periodo de estimación.	30
Figura 17. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico sin tener en cuenta la estacionalidad.	31
Figura 18. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 2$	31
Figura 19. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$	32
Figura 20. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, utilizando el movimiento geométrico.	34
Figura 21. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n = 2$	34
Figura 22. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, teniendo en cuenta reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n=4$	35
Figura 23. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico durante el periodo de predicción.	35
Figura 24. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n = 2$ durante el periodo de predicción.	36
Figura 25. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados y teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$	36

Lista de Tablas

Tabla 1. Estadísticos descriptivos para el precio <i>spot</i> diario P_t y sus primeras diferencias entre enero de 2015 y diciembre de 2019.....	13
Tabla 2. El test Dickey–Fuller Aumentado para el contraste de existencia de raíz unitaria.	16
Tabla 3. Contratos de futuros y sus características el 2 de enero de 2018. Codificación: los dos primeros caracteres alfanuméricos (FT) indican que el derivado es un futuro; el tercer carácter indica el tipo de contrato (B = Base); el cuarto carácter indica que el producto tiene una liquidación por diferencias (C); finalmente se indica el periodo de entrega (M = Mensual).....	17
Tabla 4. Coeficientes de Fourier estimados con el precio <i>spot</i> de la electricidad en el periodo de estimación.	27
Tabla 5. Errores totales en la valoración de los futuros utilizando el modelo no estacional y estacional durante el periodo de estimación.	33
Tabla 6. Errores en la valoración de los futuros utilizando el modelo no estacional y estacional durante el periodo de predicción.....	37

Índice de Acrónimos

ADF - Dickey-Fuller Aumentado

BME CLEAR - Bolsas y Mercados Españoles

ECC - European Commodity Clearing

EUPHEMIA - Algoritmo común para toda la Unión Europea que se encarga de gestionar la formación de precios para la electricidad mayorista en el mercado diario

EEX - European Energy Exchange

MAE - Mean Absolute Error

MAPE - Mean Absolute Percentage Error

MEFF - Mercado Español de Opciones y Futuros Financieros

MEFF POWER – *Trading* Energético de la MEFF

MIBEL - Polo Español del Mercado Ibérico de Energía

NEMO - Nominated Electricity Market Operator

OMEL - Operador del Mercado de Electricidad

OMI - Sociedad Gestora Española

OMICLEAR - Cámara de Compensación y Contraparte Central

OMIE - Operador del Mercado Ibérico de la Energía, Polo Español S.A.)

OMIP - Operador del mercado de futuros Ibérico con sede en Lisboa, Portugal

OTC – Over The Counter

PRMSE - Percent Root Mean Square Errors

PTEL – Indicador de precios en el mercado *spot* para Portugal

REE - Red Eléctrica Española

RMSE - Root Mean Square Error

SPEL - Indicador de precios en el mercado *spot* para España

1. Introducción

La creación y el desarrollo de los mercados de derivados ha sido un elemento más del continuo proceso de innovación financiera que se viene observando a lo largo de los años, Millán (1999). Además, recientemente, han surgido dos factores que han sido determinantes en este rápido desarrollo. En primer lugar, la elevada volatilidad de los precios de las *commodities*, y entre ellos el de la electricidad, ha dado lugar a la necesidad de modelos y productos de cobertura del riesgo cada vez más potentes. En segundo lugar, estos productos se han desarrollado y aplicado ampliamente gracias al importante avance de la informática y las comunicaciones, véase Galitz (1994).

Los derivados de productos energéticos son muy recientes, situándose fundamentalmente en la década de los 70. Adicionalmente, la fuerte regulación que ha existido en estos mercados en todos los países ha dado lugar a que su desarrollo se haya ralentizado. Sin embargo, su progresiva desregulación ha dado lugar al resurgimiento de nuevos contratos derivados, y entre ellos los futuros, véase Millán (1999).

El sector de la energía eléctrica está estructurado en 4 segmentos distintos desde producción, transporte y distribución hasta comercialización, esto implica diferentes riesgos en diferentes niveles del mercado. Así, el desarrollo de modelos de valoración de precios de los contratos de futuros se torna indispensable para mitigar el riesgo al que las empresas están expuestas, como para la evaluación de proyectos. En otras palabras, para gestionar los activos y riesgos energéticos en general.

El comportamiento de los precios de la electricidad del mercado *spot* difiere sustancialmente del precio de otros productos básicos, ya que presenta una dinámica compleja. Dicho comportamiento se basa en tres características principales: presencia de estacionalidad, falta de posibilidades de almacenamiento eficiente y reversión a la media. Tales características conducen a una menor flexibilidad en el funcionamiento de este mercado que a su vez conduce a una significativa volatilidad reflejada en la formación de desviaciones y picos de corta duración. Además, los precios de la electricidad en el mercado *spot* son altamente volátiles debido, en parte, a la rápida transformación del sector eléctrico en los últimos años. Dicho comportamiento de los precios al contado, especialmente en el Mercado Ibérico Español, se refleja también en el mercado de derivados donde tiene lugar la negociación de futuros de la electricidad.

En este contexto, una mayor comprensión del proceso de precios *spot* es de suma importancia para proponer un modelo de valoración de los precios de contratos de futuros.

El principal objetivo de este trabajo es analizar el funcionamiento y el comportamiento del mercado español de energía eléctrica. El precio de la electricidad presenta numerosas características que lo diferencia de otras *commodities*, pero si hay una que destaca es la estacionalidad. Por ello, en este trabajo analizamos

la posible estacionalidad del precio de la electricidad del mercado OMIP *spot* y, posteriormente, el efecto que esta tiene sobre los precios de los futuros negociados en el mercado MEFF Power.

Para el logro de este objetivo, en primer lugar, suponemos que el precio *spot* de la electricidad sigue un movimiento Browniano geométrico, el cual es muy utilizado en la literatura para modelar el comportamiento de las variables financieras, véase por ejemplo Black y Scholes (1973). Sin embargo, existe cierta evidencia empírica de que el precio de la electricidad presenta cierta estacionalidad, véase Schwartz y Lucia (2002), Genan y Roncoroni (2006), Escribano et al (2011).

Posteriormente, introducimos una componente determinista que recoge este posible comportamiento estacional de la electricidad. En ambos casos, obtenemos una solución cerrada para el precio de los futuros que nos permitirá estimar todos los parámetros de los modelos y valorar los futuros sobre la electricidad, utilizando datos del mercado español.

El trabajo se estructura de la siguiente forma: los Capítulos 2 y 3 son de carácter descriptivo, y presentan, respectivamente, el funcionamiento del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) y las características de la electricidad. En el Capítulo 4, realizamos un análisis estadístico del indicador de precios *spot* SPEL y de los precios de los contratos de futuros negociados en la MEFF Power (Trading energético de la MEFF “Mercado Español de Opciones y Futuros Financieros”) que utilizamos en una posterior aplicación empírica. En el Capítulo 5, obtenemos una expresión para el precio de los futuros sobre la electricidad, basándonos en que el precio de la electricidad sigue un movimiento Browniano geométrico para, posteriormente, tener en cuenta la estacionalidad. En el Capítulo 6, aplicamos estos modelos a la valoración de los futuros sobre la electricidad negociados en la MEFF Power desde el año 2015 hasta el año 2019.

Finalmente, en el Capítulo 7 mostramos los principales resultados alcanzados, las limitaciones de construcción de los modelos y recomendaciones futuras.

2. El mercado español de energía eléctrica

El desarrollo de las sociedades modernas dentro del ámbito de la Cuarta Revolución Industrial exige que ocurran transformaciones en todos los sistemas productivos para que las nuevas demandas exigidas por las partes interesadas (*stakeholders*) sean atendidas lo más rápido posible. En este contexto, la electricidad, tanto su disponibilidad como su accesibilidad, son piezas indispensables para el avance de cualquier sociedad. Por lo tanto, un sistema eléctrico confiable, económicamente competitivo y ambientalmente sostenible es el cerne de este complejo proceso transformador.

En España, el panorama de esta *commodity* es un ejemplo de la Cuarta Revolución Industrial, ya que experimenta una transformación radical en sus fuentes de generación, con tecnologías y modelos energéticos más eficientes y limpios, véase Neslen (2018).

En este capítulo describimos brevemente la industria de la energía eléctrica en la península ibérica, con especial foco en el mercado español.

2.1 La industria

El sector eléctrico engloba a los elementos que componen el sistema de suministro eléctrico (Electrical Technology, s.f.), que mostramos en Figura 1. Las fuentes del suministro eléctrico son:

- La producción: corresponde a todas las plantas y centros de generación de energía eléctrica, desde centrales nucleares, termoeléctricas, hidroeléctricas, hasta plantas de biogás o fotovoltaicas.
- El transporte: una vez generada la electricidad se transforma para ser transportada por las líneas de alta tensión, propiedad de la Red Eléctrica Española (REE). Esta energía llega a las subestaciones transformadoras.
- La distribución: el transporte lo sigue realizando la empresa distribuidora, ahora por cables de media y baja tensión hasta los puntos de suministro. Estas instalaciones de transporte son propiedad de las empresas distribuidoras.
- La comercialización: la empresa que da el servicio y factura al cliente es la comercializadora y es la encargada de comprar la energía en los mercados mayoristas de electricidad.

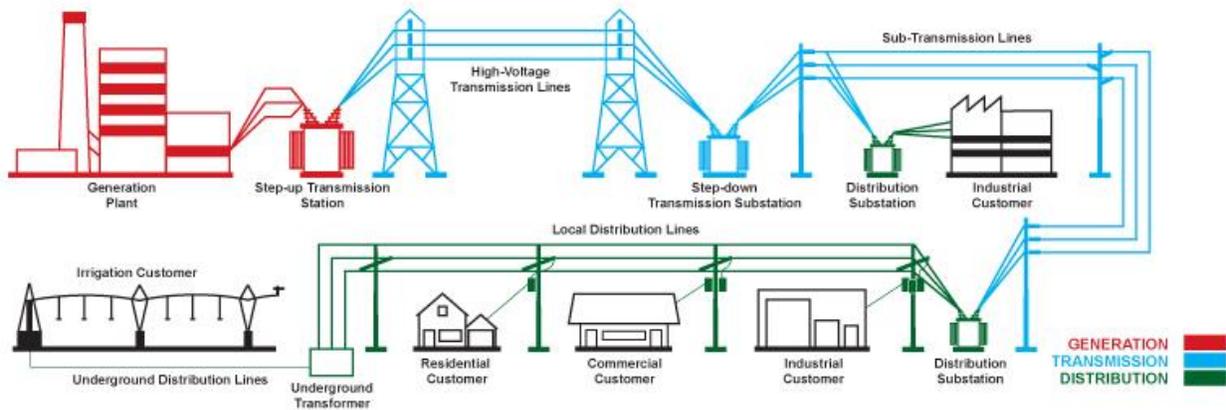


Figura 1. Diagrama simplificado de la distribución de electricidad de corriente alterna desde la estación de generación a los consumidores. Los elementos del sistema de transmisión se muestran en azul, los elementos del sistema de distribución están en verde y los elementos de generación están en rojo.

Fuente: http://www.protectsudbury.org/wp-content/uploads/2016/04/faq_20.png

2.2 La estructura de mercado

En 1997 llegó la liberalización del mercado eléctrico con la Ley del sector eléctrico de 1997, donde se estableció un mercado de compra-venta eléctrico gestionado por OMEL – Operador del Mercado de Electricidad – operadora española dentro del MIBEL. Este proceso de liberalización permitió la reestructuración del sector eléctrico, pasando de una estructura vertical, donde todos los elementos descritos anteriormente (producción, transmisión, distribución y comercialización) estaban agrupados en una sociedad pública estatal, a otra organización de sociedades mercantiles y privadas, cuyos elementos son ahora independientes.

Es importante resaltar que el Mercado Ibérico de la Electricidad es fruto del deseo de las administraciones de Portugal y España de compartir un camino común a nivel ibérico (promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países), así como también a escala europea, como un paso importante en la construcción del Mercado Interno de Energía (Conselho de Reguladores do MIBEL, 2009).

El MIBEL está dividido en dos grandes mercados. El primero es el mercado mayorista, también conocido como el *pool* eléctrico. A este mercado acuden grandes productores (ofertantes) y comercializadores (demandantes) que negocian la venta y adquisición de electricidad y es también donde se establecen los precios diarios para esta energía. El segundo mercado es el minorista. Este consiste en empresas que adquieren la energía en el mercado mayorista y la suministran a los clientes finales, que la han de destinar a su consumo individual.

En este trabajo nos centramos en describir los mercados mayoristas de electricidad *spot* y a plazo. Por tanto, es fundamental la definición previa de algunos términos (Pérez, 2013):

- Mercado: es el lugar de encuentro de oferta y demanda de un determinado bien o servicio, o también el conjunto de transacciones comerciales de compraventa.
- Mercados organizados: son aquellos en los que existe una entidad que gestiona los medios de contratación, exige garantías y actúa como cámara de compensación (contraparte en las operaciones). En ellos se negocian operaciones estandarizadas y contratos de adhesión.
- Mercados no organizados u “OTC – *Over The Counter*”: las partes liquidan libremente las transacciones. Las operaciones son libres y los contratos se acuerdan entre las partes.
- Mercados físicos: existe una obligación del vendedor de entregar el producto y del comprador de aceptarlo, por sí mismos o mediante terceros.
- Mercados financieros: son aquellos en los que sólo existe la obligación de liquidar el precio, o bien, mercados en los que se negocian derivados financieros.
- Mercados *spot*: se negocia el producto para su entrega inmediata.
- Mercados a plazo o *forward*: se negocian productos para su entrega en el futuro.

De acuerdo con el Manual de la Energía Eléctrica (s.f), los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años, etc.). Al llegar el día anterior al despacho de las centrales/entrega física de la energía (D-1), los agentes intercambian energía para el día D.

En el muy corto plazo (dentro de las 24 horas anteriores al momento de la entrega física de la energía), existen otros mercados en los que los agentes (generadores, comercializadores, etc.) pueden ajustar sus posiciones contractuales y en los que los generadores (y en algunos casos también la demanda) ofrecen una serie de servicios de gestión técnica al sistema. Este proceso se ilustra en la Figura 2.



Figura 2. Secuencia de mercados en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

Fuente: Manual de la energía eléctrica (s.f).

A continuación, describimos con más detalle el funcionamiento de los mercados *spot* y a plazo de la electricidad.

2.2.1 Mercado al contado o *spot* de la electricidad

Los mercados diarios (*daily*) e intradiarios (*intraday*) correspondientes al MIBEL son gestionados por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía, Polo Español S.A.), que es el único NEMO¹ (*Nominated Electricity Market Operator*) designado para España y Portugal. Aunque el mercado MIBEL incluye a ambos países, diariamente los precios pueden ser ligeramente diferentes para cada territorio, como resultado de la limitación de la energía derivada de un país a otro para no exceder la capacidad de las líneas de interconexión. Entonces, los indicadores de los precios de la electricidad en el mercado *spot* se identifican como SPEL para España y como PTEL para Portugal.

¹ Un NEMO es una entidad designada por la autoridad competente para llevar a cabo tareas relacionadas con el acoplamiento único en el mercado diario o intradiario. En otras palabras, los NEMO son las organizaciones encargadas de administrar los mercados de electricidad integrados diarios e intradiarios en la UE.

El OMIE recibe ofertas de compra y de venta de energía para el día siguiente hasta las 12:00 horas, que es la hora de cierre de la aceptación de ofertas. Cada entidad generadora y consumidora de energía debe formular veinticuatro ofertas distintas para las veinticuatro horas del día siguiente. Una vez se han recogido todas las ofertas se procesan utilizando un algoritmo europeo conocido como EUPHEMIA. Se trata de un programa informático que analiza los mercados eléctricos europeos con el fin de calcular de forma sincronizada el precio de la energía para cada país, véase Figura 3.

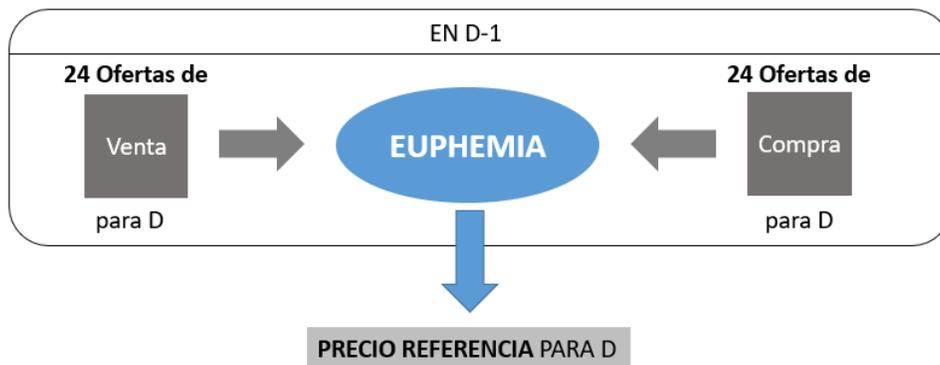


Figura 3. Esquema operativo de la OMIE para la formación del precio de referencia para el día siguiente.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 4 muestra un ejemplo de las casaciones de oferta y demanda que diariamente el OMIE lleva a cabo para cada hora del día siguiente.

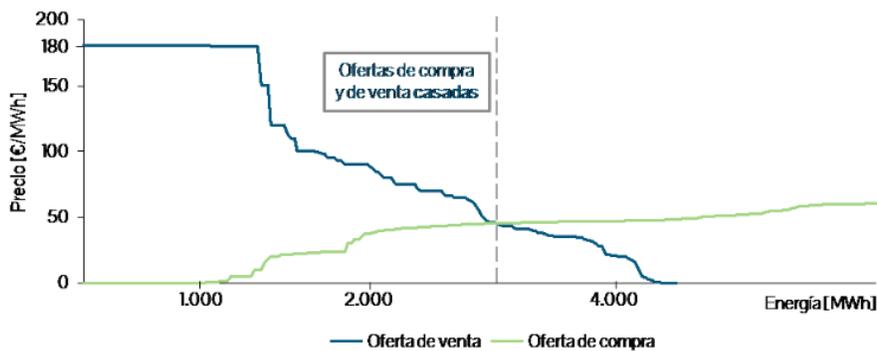


Figura 4. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario.

Fuente: Manual de la energía eléctrica (s.f).

2.2.2 Mercado a plazo o *forward* de la electricidad

Los mercados a plazo o *forward* de la electricidad son un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra y venta de electricidad con plazos de entrega superiores a veinticuatro horas (semanas, meses, trimestres, años). Es interesante destacar que son los mercados a plazo los que negocian productos financieros. La mayoría de la negociación a plazo en España es financiera, es decir, se entrega la diferencia entre el precio del contrato y el precio de referencia de dicho contrato, dada la existencia de un mercado bastante líquido, por su mayor flexibilidad.

En España, actualmente, es posible negociar en el mercado organizado o “regulado” de futuros eléctricos con los siguientes operadores:

- OMIP: operador del mercado de futuros Ibérico con sede en Lisboa, Portugal.
- EEX (*European Energy Exchange*): líder de las plataformas europeas de *trading* de energía. Los futuros de energía de España fueron introducidos en agosto de 2015.

En el mercado OTC o “no regulado” es posible operar los futuros de energía con las siguientes contrapartes²:

- MEFF Power (Trading energético de la MEFF “Mercado Español de Opciones y Futuros Financieros”): en funcionamiento desde el 21 de marzo de 2011. Los futuros son compensados y liquidados en BME *Clearing*.
- OMI: los futuros son compensados y liquidados en OMIClear. Esta es una empresa con domicilio en Portugal que, en su papel de Cámara de Compensación y Contraparte Central, presta servicios de compensación y liquidación.
- EEX (*European Energy Exchange*): los futuros son compensados y liquidados en ECC (*European Commodity Clearing*).

² Todas ofrecen a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente el indicador OMIP del precio spot español.

3. Características de la electricidad

Una *commodity* es un producto o un bien por el que existe una demanda en el mercado y se comercializa sin diferenciación cualitativa en operaciones de compra y venta. Además, *commodity* es un término que generalmente se refiere a materias primas o bienes físicos que constituyen componentes básicos de productos más complejos, Caballero (2012). De este modo, la electricidad por ser un producto homogéneo, o sea, sin diferenciación se encuadra como *commodity*.

Sin embargo, el comportamiento de su precio es notablemente diferente al de cualquier otro bien primario o al de cualquier otro activo. Las características más destacadas de su dinámica de precios son la presencia de una tendencia estacional y desviaciones o picos de corta duración con una fuerte reversión a la media. Esa compleja dinámica en los precios está fundamentada únicamente porque la energía eléctrica no puede ser fácilmente almacenada debido a limitaciones tecnológicas y económicas. A diferencia de la mayoría de *commodities*, una vez que se produce la electricidad, esta debe consumirse.

3.1 Estacionalidad

Desde un punto de vista genérico, el precio de la electricidad está parcialmente correlacionado con su demanda. En muchos países el pico del consumo ocurre en verano (con altas temperaturas) y en invierno (con bajas temperaturas), dada la acumulación de aparatos de aire acondicionado y calefacción eléctrica. Esta situación tiene como resultado, por un lado, un alto costo del sistema eléctrico por la potencia requerida y por otro lado, las líneas de transporte y distribución que deben estar disponibles para ser utilizadas con un bajo factor de utilización (Mastronardi *et al.*, 2016).

Hay otros factores relevantes para explicar este comportamiento periódico, por ejemplo, el comportamiento de los mercados internacionales de gas y petróleo, así como el nivel de las reservas de agua. En este último caso, depende de la participación de hidroeléctricas en la matriz energética de un país, Casado Galdeano y Larrea Basterra (2017).

Schwartz y Lucia (2002) observaron una tendencia comportamental estrictamente relacionada con la actividad económica. En otras palabras, los ciclos diarios no son todos iguales, aunque razonablemente se puede afirmar que los ciclos de lunes a viernes son similares (días laborales), pero los del sábado y el domingo son bastante distintos (días no laborales). De esta forma, los autores identifican que la periodicidad del consumo no solo se observa en los meses del año, sino también en periodos más cortos: en la semana (*intra-week*) y en un día (*intra-day*).

Los precios de los futuros sobre la electricidad también exhiben patrones estacionales, aunque no se espera que exhiban patrones intradiarios ni intrasemanales como sucede con el precio al contado de la electricidad.

3.2 Reversión a la media

Una característica fundamental del precio de la electricidad (así como de otras *commodities*) es la reversión hacia un nivel que representa su coste marginal y que puede ser constante, periódico o periódico con tendencia, Geman y Roncoroni (2006). Algunos autores, como Moreno et al. (2019) interpretan el nivel medio de reversión como un precio a largo plazo o de equilibrio que depende de las condiciones estructurales y ambientales del mercado energético. De hecho, tal y como establecen Geman y Roncoroni (2006) la reversión a la media puede ser más o menos pronunciada dependiendo de los mercados.

En la literatura son numerosos los trabajos que tienen en cuenta esta característica para explicar el comportamiento de las *commodities*. Una de las contribuciones pioneras más importantes en su valoración fue hecha por Schwartz (1997), quien propone un comportamiento de reversión a la media de los precios de las *commodities* argumentando que, en un entorno de equilibrio, cuando los precios son relativamente altos (o bajos), la oferta aumentará (o disminuirá), mostrando una tendencia a la baja (o a la alza) sobre los precios.

En el caso más concreto de la electricidad, también consideran esta característica: Schwartz y Lucia (2002), Carrea y Figueroa (2005) y Geman y Roncoroni (2006).

3.3 No almacenable

Cuando el almacenamiento de un producto es factible, los desajustes entre oferta y demanda pueden cumplirse parcialmente almacenando el bien o sacándolo del inventario. Por ejemplo, en las *commodities* agrícolas, la característica de almacenamiento permite que los productores y consumidores manejen las oscilaciones de la oferta durante la cosecha y las mismas fuera de temporada, para suavizar la desviación de precios de su tendencia estacional esperada. Por lo tanto, esta falta de posibilidades de almacenamiento eficiente conduce a una menor flexibilidad en el funcionamiento de este mercado, ya que la electricidad debe producirse al mismo ritmo que se consume para evitar un colapso de la red.

Dado que existe menor flexibilidad en este mercado, los desajustes entre la oferta y la demanda son imprevisibles. Cualquier interrupción no programada de una planta generadora, debido a cambios en la condición climática o cualquier otro factor que puede paralizar la generación, acarrea un desequilibrio entre la oferta y la demanda, tanto de la fuente generadora como del consumidor, debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada. Esta característica va a ser determinante para que en los modelos de valoración de derivados sobre la electricidad no se tenga en cuenta el rendimiento de conveniencia como segunda variable, como sucede en los modelos de *commodities* en general.

El rendimiento de conveniencia es el beneficio de poseer la *commodity* en vez de un contrato a plazo sobre ella. En el caso de la electricidad, si no se puede almacenar no puede existir ni un beneficio ni un coste por poseerlo y almacenarlo. Por tanto, su precio debe recoger las propiedades fundamentales de la electricidad, véase Geman y Roncoroni (2006).

3.4 Cambios bruscos y frecuentes

El precio de la electricidad presenta en, numerosas ocasiones, cambios bruscos que dan lugar a valores extremos con bastante frecuencia. Como afirman Schwartz y Lucia (2002), estas variaciones bruscas posiblemente se deban a la forma de la curva de la oferta, que agrava los cambios bruscos de la demanda debidos habitualmente a variaciones repentinas y bruscas de las temperaturas. Además, posteriormente, los precios de la electricidad retornan rápidamente a sus niveles iniciales, dando lugar a picos en los valores del precio de la electricidad, que también se observa en otras *commodities* aunque con menor intensidad.

En la literatura, son muchos los autores que han incorporado esta característica en la modelización del precio de la electricidad como, por ejemplo, Escribano *et al.* (2011) y Kegnenlezom *et al.* (2019).

4. Análisis de los datos

En este capítulo analizamos los datos del mercado OMIP *spot*, así como del mercado a plazo MEEF Power desde 2015 hasta 2019. Estudiamos la dinámica de los precios y examinamos si los comportamientos particulares del mercado de la electricidad que comentamos en el capítulo anterior se observan en el mercado español de energía eléctrica. En la Sección 4.1 estudiamos los precios *spot* de la electricidad y en la Sección 4.2 los precios de futuros sobre la electricidad.

4.1 Análisis de los precios al contado de la electricidad

El análisis de precios al contado se centra en el índice *spot* diario SPEL Base calculado por OMIP, que equivale a la media aritmética de los precios marginales horarios (para las 24 horas del día), de la zona española, formados en el mercado diario.

El conjunto de datos analizados cubre el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019, con un total de 1.826 observaciones. Los datos se obtuvieron de la página *web* de la OMIP³. Para simplificar la terminología, el mercado al contado diario lo denominaremos mercado *spot* a partir de ahora.

La Figura 5 muestra el nivel del precio *spot* diario y sus primeras diferencias durante el periodo de diez años considerado y la Tabla 1 muestra sus estadísticos descriptivos.

En un primero momento, se observa que los precios *spot* de energía eléctrica del mercado mayorista español presentan una volatilidad intensa y variaciones abruptas que se dibujan en un espacio de tiempo muy corto, regresando a niveles normales en los días subsecuentes.

³ <https://www.omip.pt/es/market-data/spot?date=2020-02-28&zone=ES>

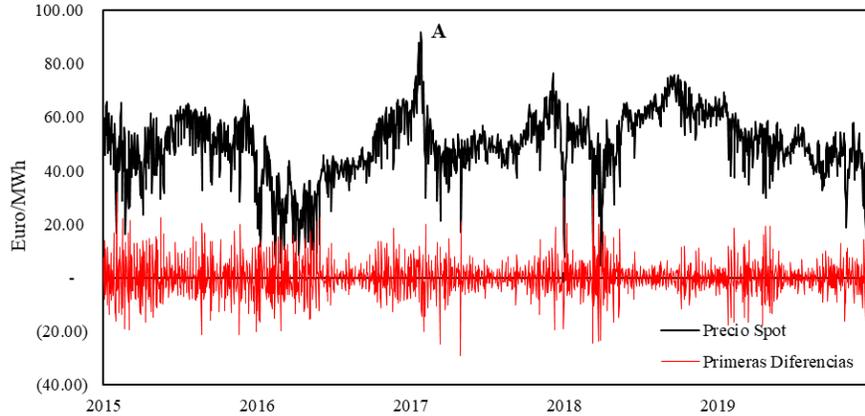


Figura 5. Índice SPEL Base en Euro/MWh y sus primeras diferencias entre enero de 2015 y diciembre de 2019

Fuente: Elaboración propia.

Los precios extremadamente bajos (alrededor de cero) que observamos en la Figura 5, son situaciones que ocurren cuando la cantidad de electricidad ofertada a coste cero es superior a la demandada en ese momento, por ejemplo, una sobrecapacidad de los molinos de viento junto con una baja demanda. Esta situación describe el efecto en los precios de una de las características intrínsecas de la energía eléctrica - no almacenable – ya comentada en la Sección 3.3.

	2015	2016	2017	2018	2019	Muestra Total
Precio Spot Diario (SPEL Base), P_t [Euro/MWh]						
# Obs.	365	366	365	365	365	1,826
Media	50.32	39.66	52.24	57.29	47.68	49.43
Dev. Típica	9.26	13.49	10.23	11.05	9.28	12.23
Varianza	85.71	181.86	104.56	122.06	86.12	149.69
Asimetría	-0.85	-0.15	0.71	-1.47	-1.04	-0.58
Curtosis	0.86	-0.27	2.30	3.68	3.38	1.05
Mínimo	16.35	5.46	16.15	4.50	1.94	1.94
Máximo	66.41	66.92	91.88	75.93	69.43	91.88
Precio Spot Diario Primeras Diferencias, $P_t - P_{t-1}$ [Euro/MWh]						
# Obs.	365	366	365	365	365	1,825
Media	0.00	0.09	-0.10	0.15	-0.07	0.00
Dev. Típica	7.92	6.47	5.69	5.94	5.66	6.40
Varianza	62.75	41.81	32.42	35.29	32.09	41.00
Asimetría	0.37	0.33	-0.47	0.52	0.12	0.23
Curtosis	0.69	0.86	4.06	5.83	2.08	2.35
Mínimo	-21.19	-19.67	-28.94	-24.32	-17.78	-28.94
Máximo	31.73	22.64	20.98	30.97	21.46	31.73

Tabla 1. Estadísticos descriptivos para el precio *spot* diario P_t y sus primeras diferencias entre enero de 2015 y diciembre de 2019.

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 1 se advierte que la desviación típica es fluctuante a lo largo del periodo analizado. Además, se pueden observar valores altos de curtosis que en conjunto con altos valores nominales de asimetría reflejan picos esporádicos en el indicador de precio *spot* diario. Por ejemplo, el punto A de la Figura 5 puede ser un ejemplo de los picos que ocurren casualmente y desaparecen en los días posteriores. El pico A corresponde al precio de 91.88 €/MWh, negociado en 25 de enero de 2017. Su valor es 28.5% superior a la media para sus respectivos meses de negociación. Ese pico se puede asociar con una eventual demanda alta en dicho mes. Este hecho se observa en la Figura 6. Sin embargo, solo un incremento puntual de la demanda no justifica íntegramente la presencia de dichos picos una vez que existen otros periodos con alta demanda b.c. (barras de central) y no hay picos extremos en los precios.

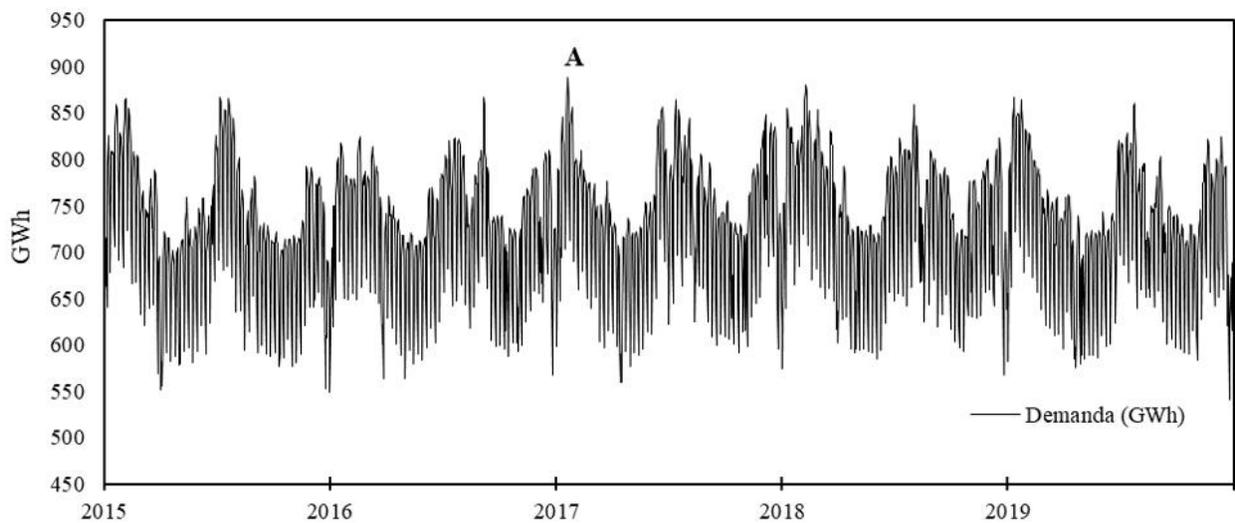


Figura 6. La demanda eléctrica diaria⁴ en territorio nacional español para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019. El punto A representa un precio puntual que es muy superior a la media.

Fuente: Elaboración propia.

La correlación entre la demanda diaria y el precio *spot* diario para el periodo del 01 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019 es de 35.81% y para las primeras diferencias es de 50.50%. Además, aplicando una regresión lineal simple, (véase Figura 7) el R^2 será igual a 0.1282). Estadísticamente, esto significa que la demanda solo explica el 12.82% las variaciones de los precios diarios. Por lo tanto, podría hacerse otro enfoque analizando la disponibilidad de los recursos naturales y otras fuentes de generación de energía eléctrica, así como la contribución de las tecnologías, ya que son fundamentales en la valoración del coste de la electricidad.

⁴ Datos disponibles en: www.ree.es

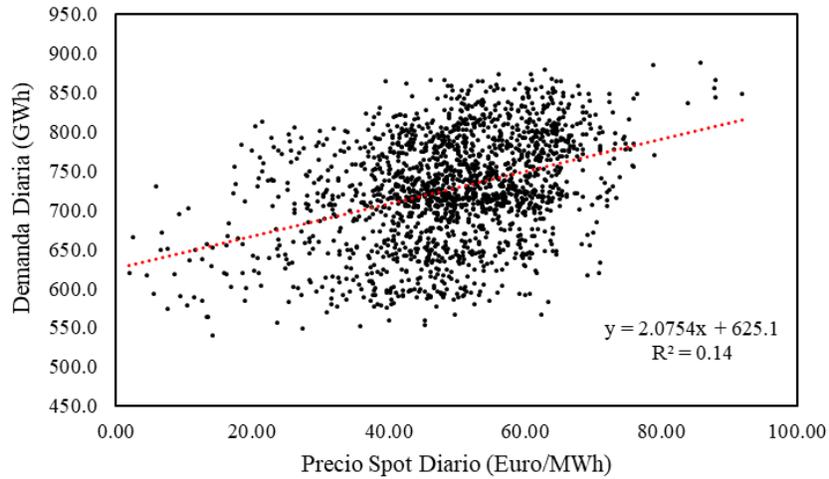


Figura 7. Análisis de la relación entre la demanda diaria y el precio *spot* diario para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019 y su regresión lineal simple.

Fuente: Elaboración propia usando el software Microsoft Excel 2019.

Para visualizar la distribución de la muestra, confeccionamos un histograma que mostramos en la Figura 8. La distribución de la variable precio *spot* es una distribución asimétrica negativa, es decir, la cola de la distribución se alarga a la izquierda para valores inferiores a la media, indicando que el conjunto de datos se concentra en su mayoría en el lado derecho del histograma de densidad. Este hecho junto con los elevados valores de curtosis y los valores negativos del coeficiente de asimetría corroboran que la frecuencia de probabilidad de la serie no sigue una distribución gaussiana.

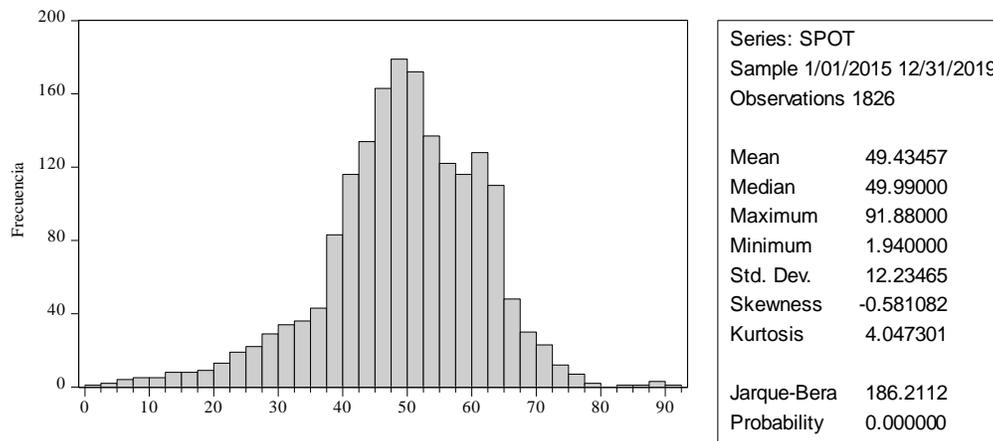


Figura 8. Histograma de frecuencias del índice OMIP de precios diarios para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019.

Fuente: Elaboración propia usando el software Eviews 10.

Además, contrastamos formalmente, mediante el test Dickey-Fuller Aumentado (ADF), la posible existencia de una raíz unitaria con constante y sin tendencia. En la Tabla 2, mostramos que se rechaza con total claridad que esta serie sea integrada de orden 1. En otras palabras, la hipótesis nula es rechazada con el t -estadístico -2.953179 en un intervalo de confianza al 95%. Por lo tanto, la serie tiene un comportamiento estacionario.

Null Hypothesis: SPOT has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 21 (Automatic - based on SIC, maxlag=24)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.953179	0.0397
Test critical values: 1% level	-3.433773	
5% level	-2.862939	
10% level	-2.567562	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Tabla 2. El test Dickey–Fuller Aumentado para el contraste de existencia de raíz unitaria.

Fuente: Elaboración propia usando el software Eviews 10.

4.2 Análisis del precio de los futuros sobre la electricidad

Las observaciones de los precios de los futuros recogidos en esta sección provienen de la base de datos en línea MEF Power⁵. La muestra incluye el precio de cierre diario de todos los contratos de futuros negociados con entrega mensual desde enero de 2015 hasta diciembre de 2019. Además, los datos incluyen la estructura temporal completa de 7 contratos de futuros a partir del primer día de negociación dentro del periodo de entrega inicial. La Tabla 3 muestra la curva temporal de los contratos de futuros disponibles el 2 de enero de 2018.

⁵ Disponible en: <https://www.meff.es/esp/Derivados-Commodities/Historico-Detalle>

Fecha	Código Contrato Futuro	Período Entrega Inicial	Período Entrega Final
02/ene/2018	FTBCMJan18	01/ene/2018	31/ene/2018
02/ene/2018	FTBCMFEB18	01/feb/2018	28/feb/2018
02/ene/2018	FTBCMMar18	01/mar/2018	31/mar/2018
02/ene/2018	FTBCMABR18	01/abr/2018	30/abr/2018
02/ene/2018	FTBCMMay18	01/may/2018	31/may/2018
02/ene/2018	FTBCMJun18	01/jun/2018	30/jun/2018
02/ene/2018	FTBCMJul18	01/jul/2018	31/jul/2018

Tabla 3. Contratos de futuros y sus características el 2 de enero de 2018. Codificación: los dos primeros caracteres alfanuméricos (FT) indican que el derivado es un futuro; el tercer carácter indica el tipo de contrato (B = Base); el cuarto carácter indica que el producto tiene una liquidación por diferencias (C); finalmente se indica el periodo de entrega (M = Mensual).

En la Figura 9 mostramos el volumen anual en teravatio-hora (TWh) correspondiente al número de contratos de futuros negociados en el mercado a plazo. OTC reg. BME Clearing representa a MEFF Power y observamos que representa una pequeña proporción del volumen total anual negociado durante todos los años considerados.

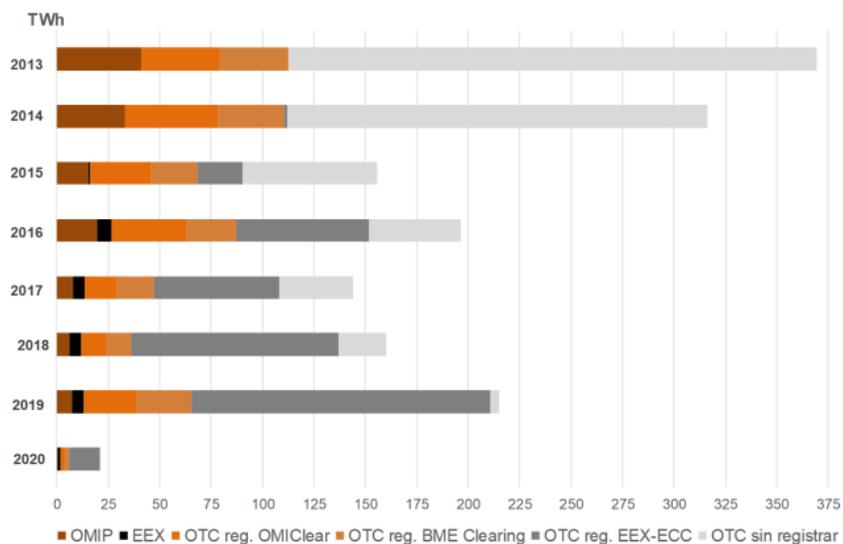


Figura 9. Volumen anual negociado (TWh) en el mercado a plazo durante el periodo comprendido entre enero de 2013 y enero de 2020. OTC reg. BME Clearing representa a MEFF Power.

Fuente: Informe de Seguimiento de Mercados a Plazo de Energía Eléctrica en España (Septiembre 2019) – CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Disponible en: https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_seguimiento/block/250

En la Figura 10 mostramos el análisis de correlación entre el precio *spot* y el precio futuro desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2019. La correlación obtenida entre ambos precios es del 53.36% en el periodo considerado. Por tanto, desafortunadamente, MEFF Power podría no ser lo suficiente líquido como para proporcionar una larga serie de precios futuros homogénea para sus diferentes vencimientos, así como para presentar una alta correlación con el precio *spot*.

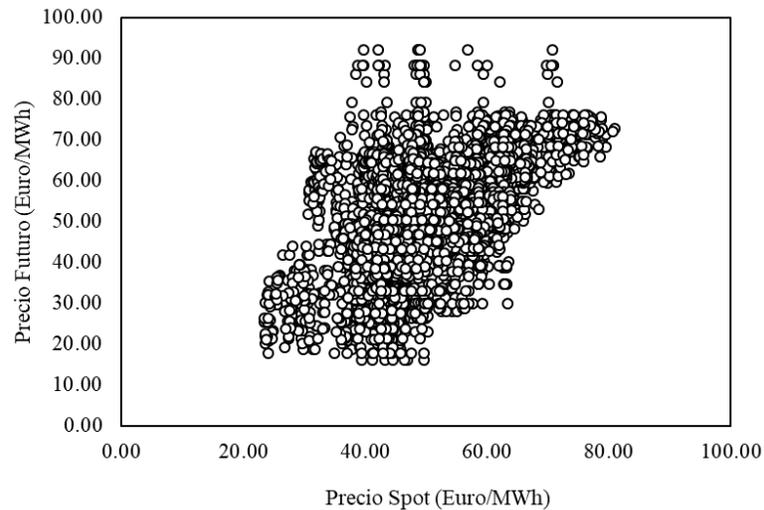


Figura 10. Análisis de correlación precio *spot* y precio futuro para diferentes vencimientos. La correlación es de 53.36% entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019.

Fuente: Elaboración propia usando el software Microsoft Excel 2019.

5. Los modelos de valoración

En este capítulo, mostramos los modelos que utilizaremos para describir el comportamiento del precio *spot* de la electricidad y obtenemos expresiones para los precios de los contratos de futuros.

Al igual que un contrato a plazo, un contrato de futuros es un acuerdo entre dos partes para comprar o vender un activo en un momento posterior determinado por un precio fijo. Para hacer posible la negociación, la bolsa especifica ciertas características estandarizadas del contrato. Como las dos partes en el contrato no necesariamente se conocen, la bolsa también proporciona un mecanismo que le da a las dos partes una garantía de que el contrato se cumplirá. En este trabajo, se supone que el precio de este futuro depende del momento de valoración t , del precio *spot* de la electricidad S , y de su instante de vencimiento T y lo denotaremos por $F(t,S;T)$.

Una característica importante del precio de la electricidad, como comentamos detalladamente en el Capítulo 3, es que no se puede almacenar. Por tanto, a diferencia de los futuros sobre otras *commodities*, el precio del futuro sobre la electricidad no se ve afectado por el rendimiento de conveniencia.

El primer modelo propuesto en este capítulo se basa en el movimiento Browniano geométrico para explicar el comportamiento del precio de la electricidad. El segundo modelo propuesto incorpora la estacionalidad y la reversión a la media, dos características ampliamente documentadas para la electricidad, tal y como detallamos en el Capítulo 3.

La principal ventaja que poseen estos modelos que presentamos es que proporcionan una solución cerrada y sencilla y, por tanto, de fácil implementación. Sin embargo, también presentan ciertas desventajas, ya que los posibles cambios bruscos no son tenidos en cuenta. Si se deseara incluir esta característica, necesitaríamos añadir un proceso de Poisson al proceso estocástico que reflejase dichas variaciones. Este hecho complicaría el modelo y posiblemente no fuese posible encontrar una solución cerrada. Por tanto, el modelo sería mucho más complicado de implementar.

Más concretamente, en la Sección 5.1 desarrollamos un modelo de precios de futuros en el que el precio *spot* de la electricidad sigue un proceso geométrico y en la Sección 5.2, recogemos la posible reversión a la media de la electricidad e introducimos un término que recoge la estacionalidad a lo largo del año.

5.1 Precios de futuros: modelo sin estacionalidad

En esta sección construimos la ecuación en derivadas parciales que permite valorar los contratos de futuros sobre la electricidad, y obtenemos una solución cerrada. Para ello, inicialmente, introducimos el marco teórico necesario para tratar este problema de valoración. Utilizaremos el concepto de movimiento Browniano (o proceso de Wiener) $W(t)$ es un proceso estocástico tal que:

- $W(0) = 0$;
- $W(t)$ es continuo;
- Los incrementos $W(t_0) - W(t_1)$ y $W(t_2) - W(t_3)$ para $0 = t_0 < t_1 < t_2 < t_3$ son independientes y solo dependen del incremento del tiempo;
- Los incrementos $W(t_1) - W(s)$ siguen una distribución $\sim N(0, t - s)$ para $0 \leq s \leq t$, es decir:

$$\begin{cases} E[W(t) - W(s)] = 0 \\ Var[W(t) - W(s)] = t - s \end{cases}$$

Sea $\{W_t\}_{t \geq 0}$ un movimiento Browniano definido sobre un espacio de probabilidad filtrado completo $(\Omega, \mathcal{F}, \{F_t\}_{t \geq 0}, P)$, que verifica las condiciones habituales, véase (Øksendal, 2000).

Denotamos el precio *spot* de la electricidad en t como $S(t)$ y suponemos que sigue un movimiento Browniano geométrico de la forma

$$dS(t) = \mu S(t)dt + \sigma S(t)dW(t), \quad (1)$$

donde $\mu S(t)$ es la tendencia, $\sigma S(t)$ la volatilidad y W el proceso de Wiener. Este proceso se ha utilizado habitualmente en la literatura financiera para explicar el comportamiento de diferentes variables financieras, véase por ejemplo Black y Scholes (1973).

Aplicando argumentos de arbitraje (véase Shreve, 2004), si en este mercado no hay oportunidades de arbitraje, existirá una medida neutral al riesgo Q , equivalente a P de forma que bajo esta medida martingala equivalente el precio de la electricidad sigue el proceso

$$dS(t) = \mu^Q S(t)dt + \sigma S(t)dW^Q(t),$$

donde W^Q es un proceso Browniano y μ^Q el coeficiente de la tendencia bajo esta nueva medida (recordemos que la volatilidad no cambia con la medida).

Teniendo en cuenta que el precio de la electricidad sigue un movimiento Browniano geométrico como en (1), aplicando el Lema de Ito, el valor del futuro $F(t,S;T)$ verifica

$$dF(t, S; T) = \left(\frac{\partial F}{\partial t} + \mu^Q S \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} \right) dt + \sigma S \frac{\partial F}{\partial S} dW^Q. \quad (2)$$

Si no existen oportunidades de arbitraje, el precio del futuro debe ser una martingala,

$$F(t, S; T) = E^Q[S(T)|S(t) = S],$$

por tanto, el término en dt de la diferencial dF en (2) debe ser 0. Si anulamos este término en (2), obtenemos la siguiente ecuación en derivadas parciales, a la cual añadimos la condición final, que consiste en que el precio del futuro al vencimiento, coincide con el precio *spot* en dicho momento,

$$\frac{\partial F}{\partial t} + \mu^Q S \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} = 0,$$

$$F(T, S; T) = S.$$

Para resolver este problema de condición final, realizamos el siguiente cambio en la variable temporal $\tau = T - t$ y obtenemos el siguiente problema de valores iniciales,

$$\frac{\partial F}{\partial \tau} = \mu^Q S \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2}, \quad (3)$$

$$F(0, S) = S, \quad (4)$$

donde consideramos en la notación que $F(\tau, S) = F(t, S; T)$.

Para obtener una solución del problema de valores iniciales (3)-(4), expresamos dicha solución como $F(\tau, S) = S e^{A(\tau)}$ donde A es función del tiempo t . En este caso, tendríamos

$$\frac{\partial F}{\partial \tau} = A'(\tau) S e^{A(\tau)},$$

$$\frac{\partial F}{\partial S} = e^{A(\tau)},$$

$$\frac{\partial^2 F}{\partial S^2} = 0.$$

Sustituyendo esta solución en la ecuación (3), obtenemos

$$A'(\tau) F(\tau, S) = \mu^Q F(\tau, S).$$

Finalmente, teniendo en cuenta la condición final (4), debemos resolver el problema de Cauchy

$$A'(\tau) = \mu^Q,$$

$$A(0) = 0.$$

La solución de este problema es el precio del futuro y deshaciendo el cambio de variable obtenemos

$$F(t, S; T) = Se^{\mu^Q(T-t)}. \quad (5)$$

5.2 Precios de futuros: modelo con reversión a la media y estacionalidad

En esta sección, al igual que en Schwartz y Lucia (2002), suponemos reversión a la media y estacionalidad en el precio de la electricidad. Concretamente, introducimos un término determinista $f(t)$ en el precio *spot* que recoge el posible comportamiento estacional de dicho precio de la siguiente forma

$$S(t) = f(t) + X(t). \quad (6)$$

La función $f(t)$, se expresa como una truncación de una serie de Fourier:

$$f(t) = a_0 + \sum_{i=1}^n (a_i \cos(iwt) + b_i \sin(iwt)), \quad (7)$$

donde a_0 , w y a_i , b_i , con $i=1 \dots n$, son números reales.

La segunda componente $X(t)$, suponemos que es un proceso estocástico estacionario con reversión a la media como el siguiente:

$$dX(t) = -\kappa X(t)dt + \sigma dW(t),$$

donde κ denota la velocidad de ajuste a la reversión, que corresponde a la tasa de convergencia al precio a largo plazo y su valor será mayor que cero. El componente $W(t)$ representa el movimiento Browniano estándar, un comportamiento aleatorio del precio y, por último, σ la volatilidad, véase Schwartz y Lucia, (2002).

A partir de (6) y aplicando el Lema de Ito, obtenemos que el precio *spot* sigue un proceso estocástico con reversión a la media de la forma

$$dS(t) = \kappa(\mu(t) - S(t))dt + \sigma dW(t),$$

donde $\mu(t)$ es una función determinista que viene dada por

$$\mu(t) = \frac{1}{\kappa} f'(t) + f(t).$$

De nuevo, aplicando un razonamiento de arbitraje, debe existir una medida equivalente Q , neutral al riesgo, bajo la cual S sigue un proceso de la forma

$$dS(t) = \kappa(\mu^Q(t) - S(t))dt + \sigma dW^Q(t),$$

donde $\mu^Q(t) = \mu(t) - \lambda\sigma$, con λ el precio del riesgo de mercado.

De forma análoga a la sección anterior, aplicando el Lema de Ito al precio del futuro $F(t, S; T)$, obtenemos:

$$dF(t, S; T) = \left(\frac{\partial F}{\partial t} + \kappa(\mu^Q(t) - S) \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} \right) dt + \sigma \frac{\partial F}{\partial S} dW^Q. \quad (8)$$

De nuevo, aplicando un razonamiento de no arbitraje, véase Shreve (2004), el precio del futuro es una martingala, bajo Q ,

$$F(t, S; T) = E^Q[S(T) | S(t) = S].$$

Por tanto, el término en dt de la diferencial dF en (8) debe ser 0. De esta forma se obtiene la siguiente ecuación en derivadas parciales:

$$\frac{\partial F}{\partial t} + \kappa(\mu^Q(t) - S) \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} = 0, \quad (9)$$

sujeta a la condición final

$$F(T, S; T) = S.$$

Si realizamos el cambio en la variable temporal $\tau = T - t$, obtenemos el siguiente problema de valores iniciales,

$$\frac{\partial F}{\partial \tau} = \kappa(\mu^Q - S) \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} \sigma^2 \frac{\partial^2 F}{\partial S^2}, \quad (10)$$

$$F(0, S) = S. \quad (11)$$

Para este problema en concreto, consideramos una solución general de la forma

$$F(S, \tau) = SA(\tau) + B(\tau),$$

y substituyendo en (9), obtenemos que las funciones $A(\tau)$ y $B(\tau)$ deben verificar

$$A'(\tau) = -\kappa A(\tau), \dots$$

$$B'(\tau) = \kappa \mu A(\tau),$$

junto con las condiciones iniciales

$$A(0) = 1,$$

$$B(0) = 0.$$

Resolviendo el problema de valores iniciales (10)-(11), obtenemos $A(\tau) = e^{-\kappa\tau}$, por tanto,

$$F(t, S; T) = S e^{-\kappa(T-t)} + B(T-t), \quad (12)$$

donde $B(T-t)$ es una función que se puede expresar como

$$\begin{aligned} B(T-t) &= a_0 (1 - e^{-\kappa(T-t)}) + \\ &+ \sum_{j=1}^n a_j^* \left(\frac{-\kappa^2}{\kappa^2 + w^2 j^2} \right) [e^{-\kappa(T-t)} \cos(wj(T-t)) - \cos(wjT) + \frac{wj}{\kappa} e^{-\kappa(T-t)} \operatorname{sen}(wjT) - \frac{wj}{\kappa} \operatorname{sen}(wjT)] + \\ &+ \sum_{j=1}^n b_j^* \left(\frac{-\kappa^2}{\kappa^2 + w^2 j^2} \right) [e^{-\kappa(T-t)} \operatorname{sen}(wj(T-t)) - \operatorname{sen}(wjT) - \frac{wj}{\kappa} e^{-\kappa(T-t)} \cos(wjT) + \frac{wj}{\kappa} \cos(wjT)]. \end{aligned} \quad (13)$$

6. Aplicación empírica

En este capítulo mostramos cómo implementar los modelos de valoración de futuros propuestos en el capítulo anterior utilizando datos del MIBEL. En la primera sección detallamos los precios *spot* de la electricidad y los contratos de los futuros con los que realizamos la estimación de los parámetros y, por otro lado, aquellos para los que calculamos los precios durante el periodo de predicción. Posteriormente, en la segunda sección, describimos el proceso de estimación de todos los coeficientes de la función de estacionalidad, cuando la incorporamos al modelo. Por último, en la tercera sección, presentamos los resultados de la valoración de los contratos de futuros tanto durante el periodo de estimación como de predicción. Destacamos que todos los cálculos y gráficas se implementaron utilizando el software MATLAB.

6.1 Los datos

Para la realización de esta aplicación empírica utilizamos precios al contado de la electricidad del mercado OMIP *spot* y precios de contratos de futuros del mercado MEEFF Power desde 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2019. La obtención de estos datos y su análisis ha sido objeto de estudio en el Capítulo 4.

La muestra disponible la hemos dividido en dos submuestras. La primera comprende el periodo 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018 y la utilizaremos para la estimación de todos los parámetros del modelo. Esta submuestra contiene $M=1,461$ precios *spot* de electricidad, pero $m_e=7,127$ precios de futuros con diferentes vencimientos, dependiendo de los contratos disponibles en cada momento. Todos los precios se expresan en Euros/MWh (euros por cada megavatio contratado y cada hora durante el periodo de entrega). La segunda submuestra se refiere al periodo 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019 y comprende $N=365$ precios *spot* de la electricidad y $q_e=1,674$ precios de futuros. Esta submuestra la usaremos para analizar el efecto que la estacionalidad y la reversión a la media tienen sobre los precios de los futuros.

La estructura básica de nuestro procedimiento de estimación y predicción de precios de los contratos de futuros se describe en la Figura 11.

A lo largo de este trabajo, llamaremos periodo de estimación al comprendido entre 2015 y 2018. Por otro lado, denotaremos como periodo de predicción al correspondiente al año 2019.

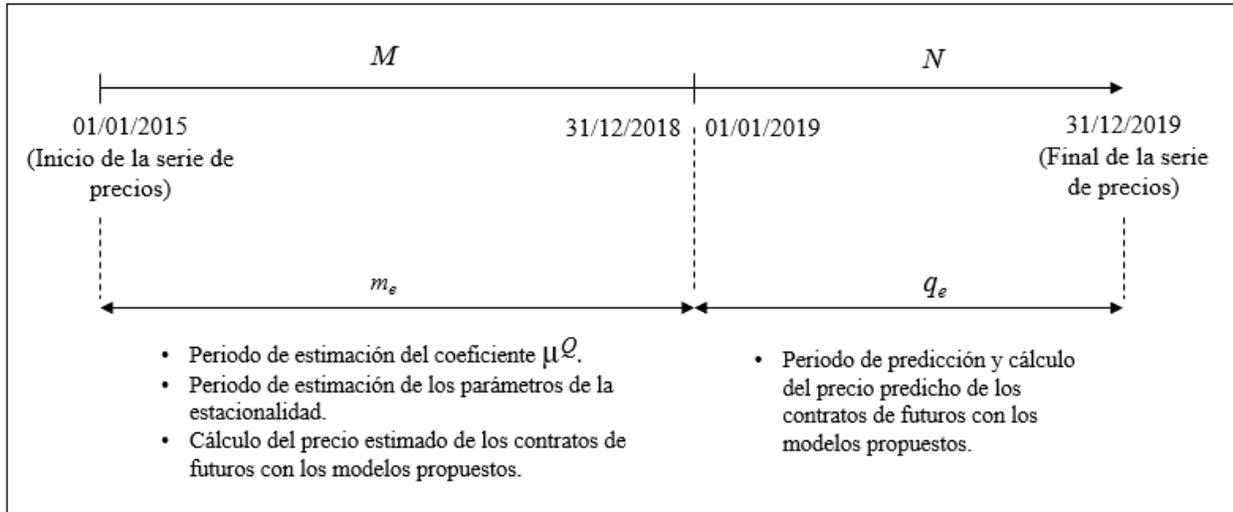


Figura 11. Estructura para la valoración (estimación y predicción) de los contratos de futuros.

6.2 Estimación de los coeficientes de los modelos

En esta sección detallamos cómo estimar los parámetros de los dos modelos, considerados en el Capítulo 5, utilizando los datos del precio de la electricidad y de los futuros sobre la electricidad disponibles desde del año 2015 hasta el año 2018.

La estimación del modelo que no presenta estacionalidad es muy sencilla pues solo presenta un parámetro μ^Q . Además, se puede estimar dicho parámetro utilizando la expresión del precio (5) y aplicando mínimos cuadrados ordinarios. Su implementación la realizamos con la función *fit* de MATLAB. El valor obtenido para este parámetro es $\mu^Q = -0.0666$.

El modelo con estacionalidad lo estimamos en dos fases. En una primera fase estimamos los parámetros relacionados únicamente con la estacionalidad del precio de la electricidad y en una segunda fase, utilizando las estimaciones anteriores, obtenemos el resto de parámetros del modelo.

En este trabajo, utilizamos el método aditivo de descomposición, véase (6), Schwartz y Lucia (2002). Más concretamente, consideramos que la función determinista que recoge la estacionalidad en el indicador del precio *spot*, $f(t)$, está modelada por una serie trigonométrica de Fourier truncada, véase (7). Para su implementación truncamos la serie de Fourier con $n = 2$ y $n = 4$ y solo consideramos la descomposición estacional mensual. Por lo tanto, realizamos la descomposición con las medias mensuales de los años comprendidos en el periodo de estimación.

Para la estimación de los parámetros de (7) utilizamos mínimos cuadrados no lineales mediante la función *fit* de MATLAB. En la Tabla 4 mostramos los resultados de esta estimación. Concretamente, obtenemos $R^2 = 0.9640$ para la serie de Fourier truncada con $n = 2$ y $R^2 = 0.9994$ con $n = 4$. En ambos casos, mostramos en dicha tabla los intervalos de confianza al 95%, de los parámetros estimados.

Coefficientes	$n = 2$	Intervalos de confianza al 95%	$n = 4$	Intervalos de confianza al 95%
a_0	73.060	(-78.420, 224.500)	50.06	(48.560, 51.560)
a_1	4.113	(-20.540, 28.770)	3.646	(1.415, 5.877)
b_1	-36.550	(-254.700, 181.600)	-7.585	(-8.967, -6.203)
a_2	-10.990	(-117.300, 95.340)	3.938	(3.089, 4.787)
b_2	-10.670	(-22.600, 1.259)	0.447	(-2.063, 2.956)
a_3			-0.367	(-1.121, 0.386)
b_3			0.457	(-1.427, 2.340)
a_4			0.549	(-0.3077, 1.405)
b_4			0.352	(-0.7665, 1.471)
w	3.214	(-1.48500, 7.914)	6.100	(4.975, 7.224)

Tabla 4. Coeficientes de Fourier estimados con el precio *spot* de la electricidad en el periodo de estimación.

Con el objetivo de comparar el ajuste realizado cuando truncamos la serie de Fourier con $n = 2$ y $n = 4$, en la Figura 12 mostramos las gráficas de aproximación obtenidas con los parámetros de la Tabla 4. En ellas observamos que la serie de Fourier truncada con $n = 4$ ofrece una mejor aproximación que si se trunca con $n = 2$.

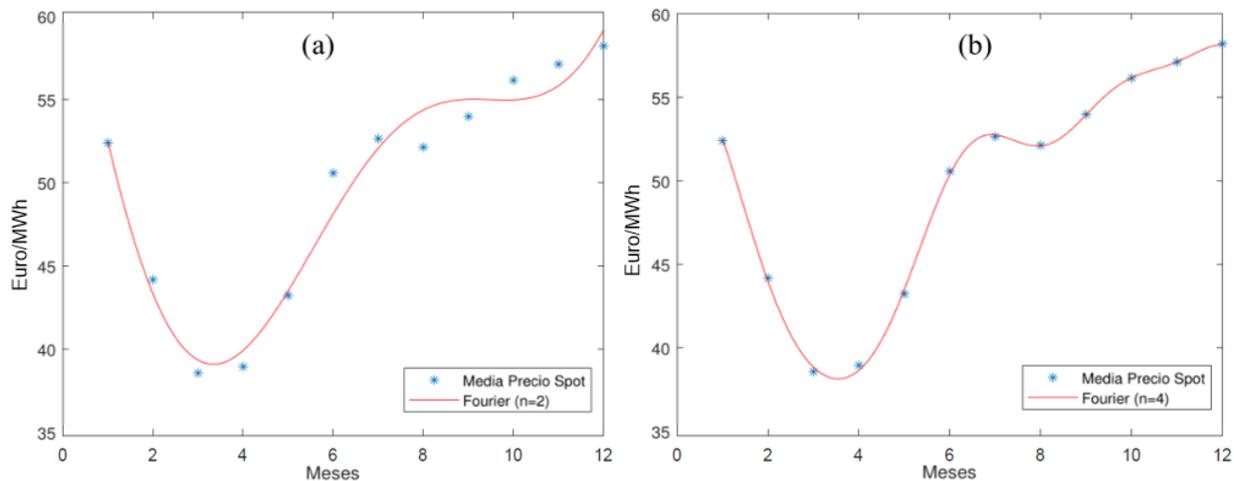


Figura 12. (a) Curva de aproximación con la serie de Fourier de orden 2. (b) Curva de aproximación con la serie de Fourier de orden 4.

Fuente: Elaboración propia usando el software MATLAB R2019b.

En la Figura 13 ilustramos la serie del *spot* desestacionalizada tras corregir el efecto de las fluctuaciones periódicas o cuasi-periódicas de duración inferior o igual al año (patrones estacionales). Tal como se observa, la evolución temporal de los precios de la electricidad se caracteriza por la presencia de cambios bruscos que provocan variaciones importantes en el nivel de precios, para regresar rápidamente a su nivel anterior. Como consecuencia, aparecen picos temporales que son positivos o negativos. Esta observación puede evidenciar la necesidad de considerar saltos en los modelos además de la estacionalidad. Aunque esta característica no se contempla en los modelos que planteamos e implementamos en este trabajo, podría ser interesante considerarla en trabajos futuros.

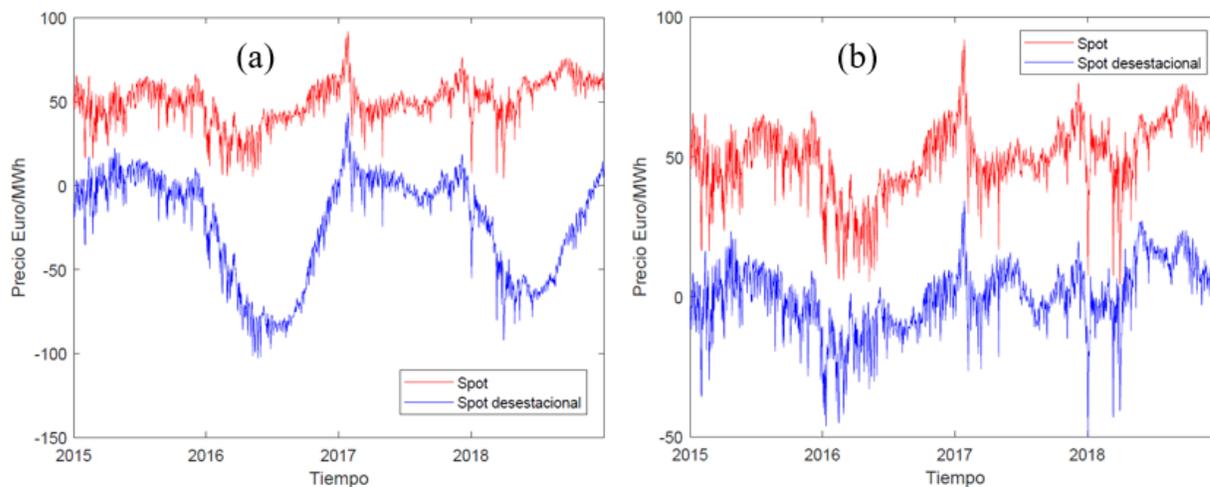


Figura 13. Precio *spot* diario y serie diaria desestacionalizada en el periodo de estimación (a) Serie de Fourier truncada con $n = 2$. (b) Serie de Fourier truncada con $n = 4$.

Fuente: Elaboración propia usando el software MATLAB R2019b.

Finalmente, sustituimos los parámetros obtenidos en la Tabla 4 mediante la estimación de la serie de Fourier (7) truncada con diferentes valores de n en la expresión del precio del futuro (12)-(13) y aplicamos mínimos cuadrados no lineales para obtener el parámetro k . La implementación de esta función la realizamos mediante la función *lscurvefit* de MATLAB y obtenemos los siguientes valores: $k = 0.0253$ cuando $n = 2$ y $k = 0.4146$, cuando $n = 4$.

6.3 Resultados de la valoración de los precios de los contratos de futuros

En esta sección discutimos los resultados obtenidos en la valoración de diferentes contratos de futuros sobre la electricidad con los datos del mercado español anteriormente detallados, tanto durante el periodo de estimación como de predicción, utilizando los modelos descritos previamente en el Capítulo 5.

En primer lugar, analizamos la calidad del ajuste de los modelos a los datos utilizados durante el periodo para la estimación de los parámetros.

En la Figura 14 mostramos el comportamiento del precio observado de los futuros sobre la electricidad, junto con el precio estimado con el modelo sin estacionalidad a lo largo del periodo de estimación, considerando los diferentes vencimientos disponibles. En esta gráfica observamos que los precios estimados se ajustan, en general, bastante bien a los precios observados. Sin embargo, hay periodos con importantes diferencias, como por ejemplo finales del año 2016 y comienzos del año 2017, que coincide con uno de los periodos de mayor variación de los precios.

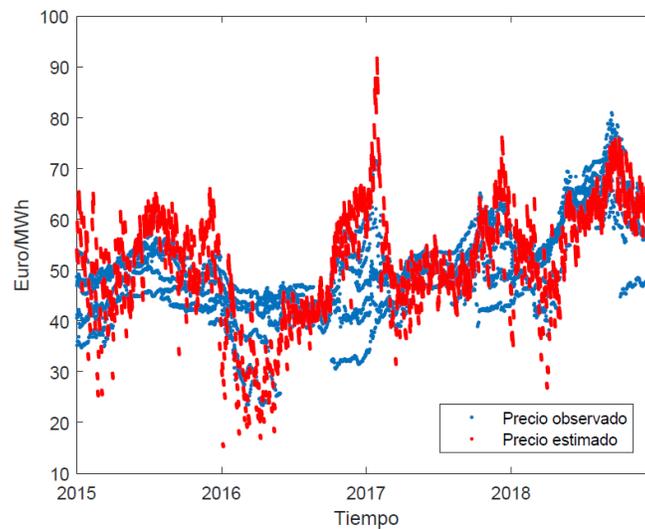


Figura 14. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y sin tener en cuenta la estacionalidad durante el periodo de estimación.

En las Figuras 15 y 16 mostramos el comportamiento de los precios observados de los futuros con diferentes vencimientos junto con los precios estimados con el modelo que recoge la reversión a la media y la estacionalidad a lo largo del periodo de estimación. Más concretamente, en la Figura 15 mostramos los precios estimados cuando la serie de Fourier se trunca con $n = 2$ y en la Figura 16 cuando el truncamiento se realiza con $n = 4$. En estas gráficas observamos que los precios estimados con $n = 4$ se ajustan mejor a

los precios del mercado que con $n = 2$, y que cuando no se tiene en cuenta la estacionalidad, véase Figura 14.

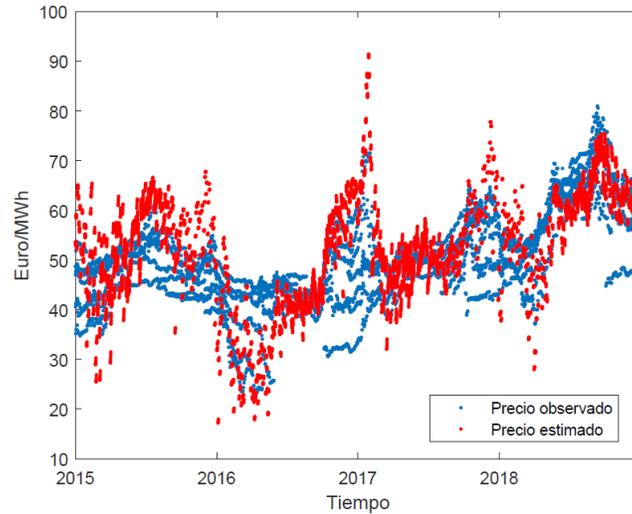


Figura 15. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 2$ durante el periodo de estimación.

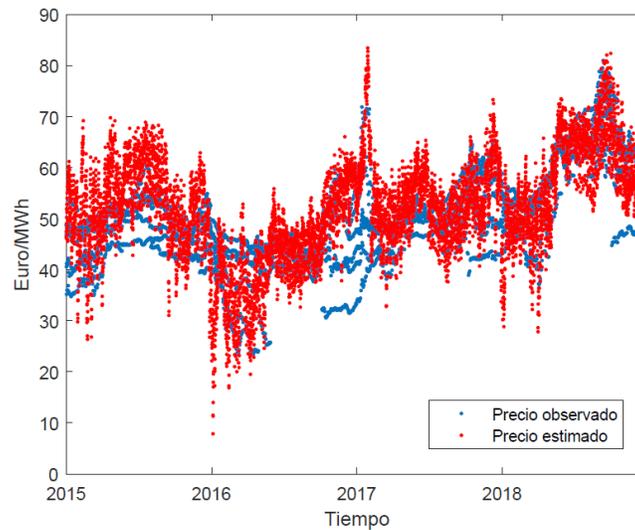


Figura 16. Precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico y teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$ durante el periodo de estimación.

A continuación, para poder analizar mejor las diferencias entre estos precios, representamos en las Figuras 17, 18 y 19 los errores relativos en valor absoluto en función del precio de la electricidad, que es la variable subyacente del modelo, de la forma

$$E_{relativo} = \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right|, \quad (14)$$

donde y_i es el precio observado, \hat{y}_i es el precio estimado.

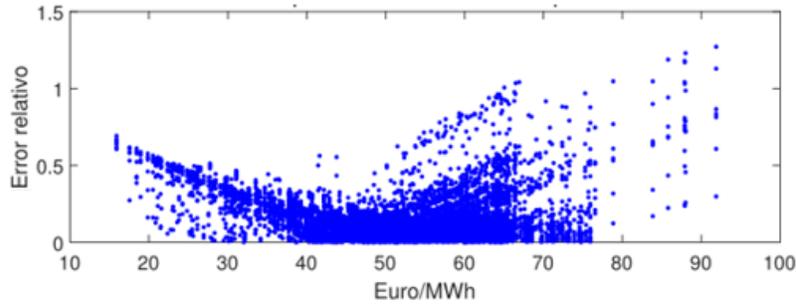


Figura 17. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico sin tener en cuenta la estacionalidad.

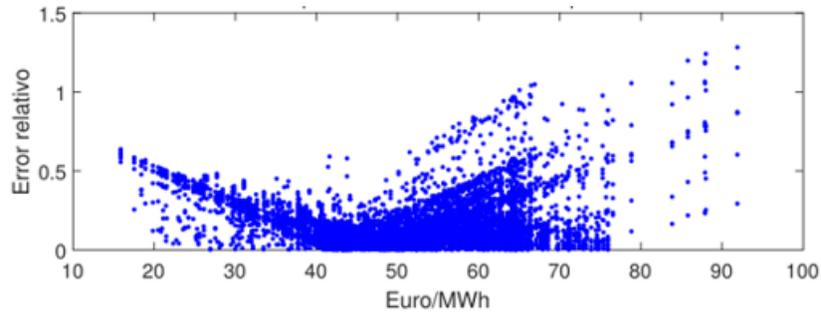


Figura 18. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la revisión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 2$.

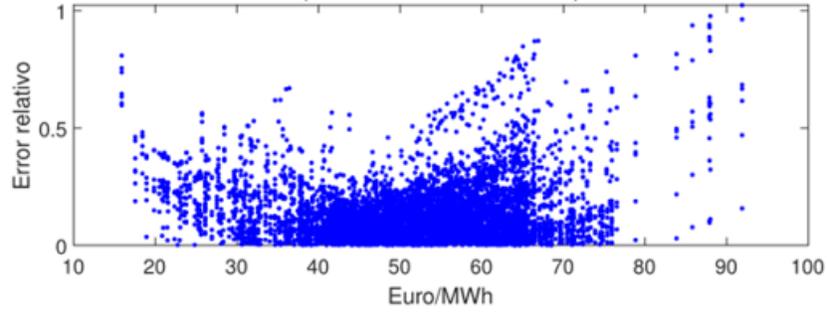


Figura 19. Error relativo, durante el periodo de estimación, asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la revisión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$.

En las tres gráficas anteriores observamos que los errores relativos se comportan de forma similar con los diferentes modelos. En todos los casos, los errores más pequeños se concentran en el rango de precios [30-70] Euros/MWh, donde estos precios son menores, y se dispersan en el resto alcanzando valores mayores. Sin embargo, es importante destacar que es el modelo con estacionalidad y $n = 4$ es el que presenta, en general, menores errores, como se observa en la escala de la Figura 19.

Para finalizar este análisis, obtenemos el error general del modelo. Para ello, utilizamos como medidas de error el error absoluto medio (*Mean Absolute Error* - MAE), el error porcentual absoluto medio (*Mean Absolute Percentage Error* - MAPE), el error cuadrático medio (*Root Mean Square Errors* – RMSE) y el error porcentual cuadrático medio (*Percent Root Mean Square Errors* - PRMSE):

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - \hat{y}_i|, \quad (15)$$

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right|, \quad (16)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}, \quad (17)$$

$$PRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right)^2}, \quad (18)$$

donde y_i es el precio observado, \hat{y}_i es el precio estimado y N el número de observaciones.

La Tabla 5 muestra los errores globales obtenidos, para el periodo de estimación cuando valoramos los futuros sin tener en cuenta ni la reversión a la media ni la estacionalidad y cuando las tenemos en cuenta, truncando la serie de Fourier (7) con $n = 2$ y $n = 4$. En esta tabla observamos que, cuando truncamos la serie de Fourier con $n = 4$, el modelo que recoge la reversión a la media y la estacionalidad ofrece menores errores que el que no las tiene en cuenta. Aunque también observamos que cuando truncamos la serie con $n = 2$ la consideración de la estacionalidad de esta determinada forma no proporciona menores errores que el modelo sin estacionalidad. Este hecho puede deberse a que el truncar la serie de Fourier a $n = 2$ no sea suficiente para recoger de forma adecuada la estacionalidad de estos datos a lo largo del periodo de estimación. Este hecho se ve también reflejado en la Figura 12a.

Coeficientes	No Estacional	Estacional	
	Geométrico	$n = 2$	$n = 4$
MAE	7.1442	7.3638	6.3381
MAPE	0.1533	0.1583	0.1345
RMSE	9.6412	9.9047	8.2363
PRMSE	0.2187	0.2246	0.1839

Tabla 5. Errores totales en la valoración de los futuros utilizando el modelo no estacional y estacional durante el periodo de estimación.

Una vez analizado el comportamiento de los modelos planteados en el Capítulo 5 durante el periodo de estimación, resulta interesante analizar la capacidad que tienen para predecir el comportamiento de los precios futuros durante el año siguiente, 2019.

En primer lugar, en las Figuras 20, 21 y 22 mostramos el comportamiento de los precios observados de los futuros sobre la electricidad, junto con los precios estimados con el modelo geométrico y con el modelo con reversión a la media y estacionalidad (con diferentes truncamientos) a lo largo del año 2019. En estas gráficas observamos que, aunque no hay mucha diferencia entre los precios estimados con los diferentes modelos, aquellos obtenidos con el modelo con reversión a la media y estacionalidad son más próximos a los observados.

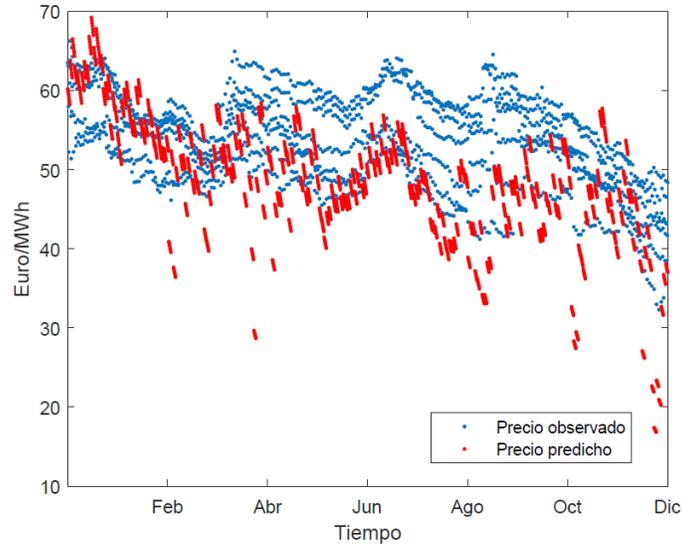


Figura 20. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, utilizando el movimiento geométrico.

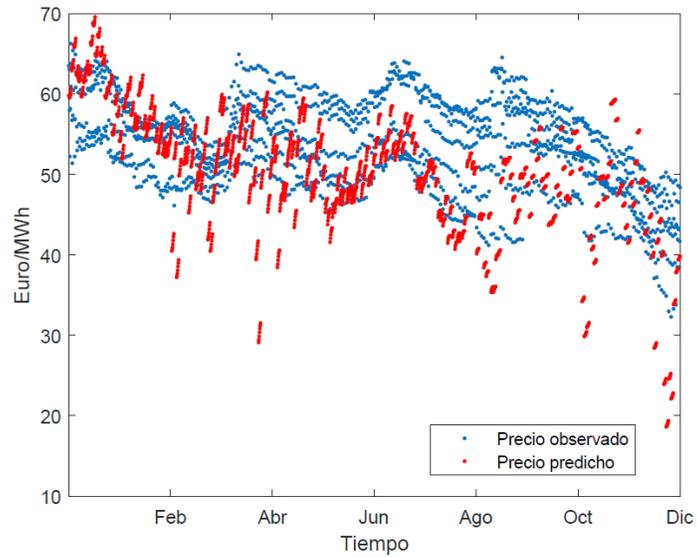


Figura 21. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n = 2$.

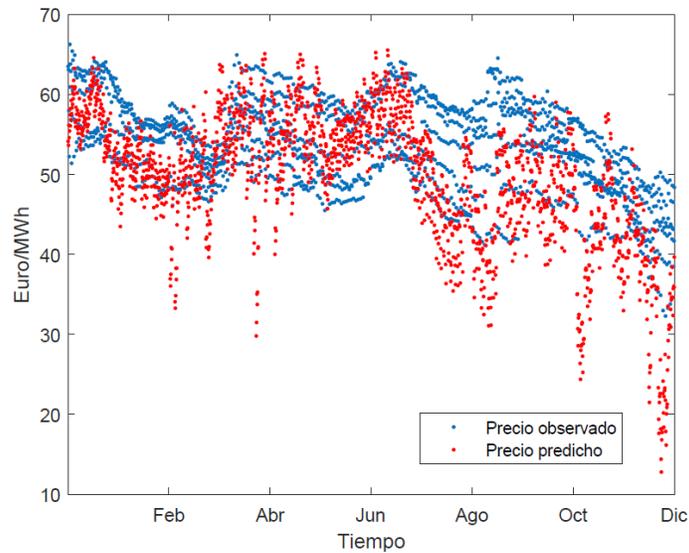


Figura 22. Precios observados y precios estimados, durante el periodo de predicción, teniendo en cuenta reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n=4$.

En las Figuras 23, 24 y 25 mostramos los errores relativos en valor absoluto, véase (14), en función del precio de la electricidad que es la variable subyacente del modelo. En estas tres gráficas observamos que, al igual que en el periodo de estimación, los errores relativos se comportan de forma similar con los diferentes modelos planteados. Sin embargo, en este caso, los errores más pequeños se concentran sobre todo en el rango [40-60] Euros/MWh y posteriormente se dispersan alcanzando mayores valores.

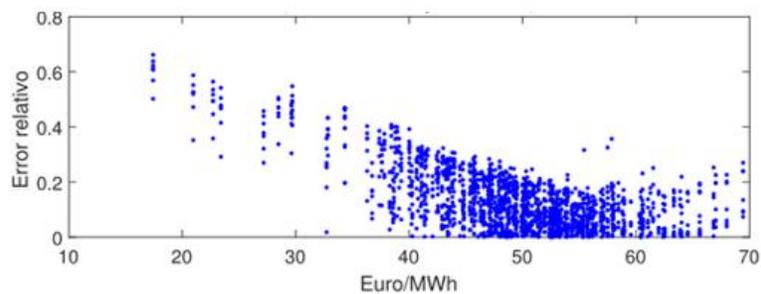


Figura 23. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados utilizando el movimiento geométrico durante el periodo de predicción.

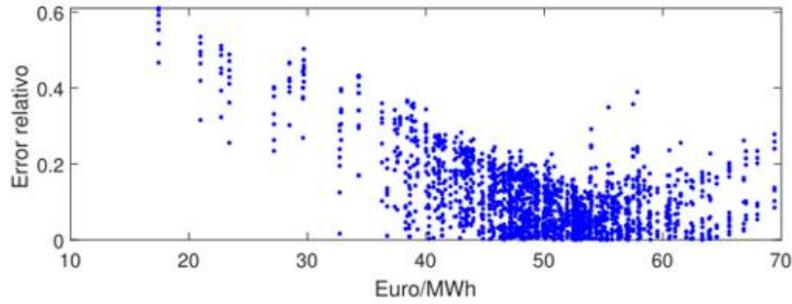


Figura 24. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad con la Serie de Fourier truncada a $n = 2$ durante el periodo de predicción.

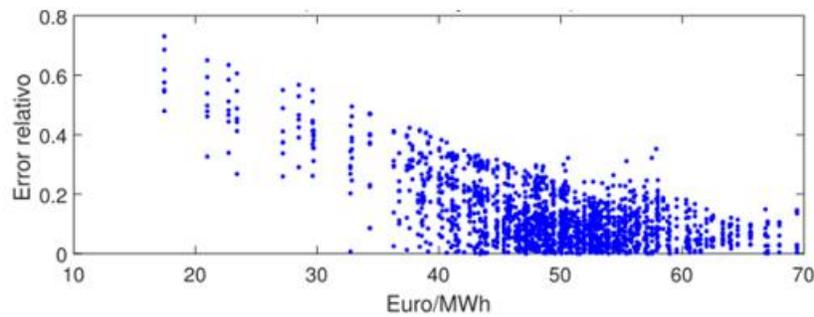


Figura 25. Error relativo asociado a los precios observados y precios estimados y teniendo en cuenta la reversión a la media y la estacionalidad considerando la Serie de Fourier truncada a $n = 4$.

Finalmente, en la Tabla 6, mostramos los errores globales obtenidos utilizando las medidas de error (15)-(18), para el año 2019. En esta tabla observamos que, al igual que en el periodo de estimación, considerar la estacionalidad en el modelo proporciona menores errores en la valoración de los contratos de futuros. Sin embargo, en este caso, los menores errores los obtenemos cuando truncamos la serie con $n = 2$, aunque las diferencias son pequeñas. Por tanto, podemos afirmar que la consideración de la reversión a la media y la estacionalidad en el precio *spot* de la electricidad es fundamental en los modelos de valoración de derivados sobre dicha *commodity*.

Coeficientes	No Estacional	Estacional	
	Geométrico	$n = 2$	$n = 4$
MAE	7.3183	6.1581	6.8382
MAPE	0.1354	0.1148	0.1284
RMSE	9.4719	8.1379	8.9338
PRMSE	0.1746	0.1518	0.1685

Tabla 6. Errores en la valoración de los futuros utilizando el modelo no estacional y estacional durante el periodo de predicción.

A lo largo de este capítulo hemos observado que, en ocasiones, los precios estimados con los modelos propuestos no se ajustan de forma muy precisa a los precios observados. Las razones de estas diferencias creemos que pueden deberse a diferentes motivos. En primer lugar, existen una característica del precio de la electricidad detallada en el Capítulo 3 que no ha sido tomada en cuenta para modelizar el comportamiento del precio de la electricidad: los posibles saltos. Esta característica se podría añadir al modelo añadiendo un proceso de Poisson. Indudablemente, esto complicaría mucho el modelo y perderíamos la flexibilidad que proporciona conocer una solución cerrada fácilmente implementable como hemos mostrado en este trabajo. En segundo lugar, a la vista de los resultados del análisis realizado en el Capítulo 4, el mercado MEF Power podría no ser lo suficientemente líquido como para proporcionar una larga serie de datos homogénea para sus diferentes vencimientos, así como para presentar una alta correlación con el precio *spot* de la electricidad. Por tanto, quizás los datos utilizados podrían no ser muy adecuados.

7. Conclusiones

En el siglo pasado, en el sector de la electricidad los precios eran establecidos por reguladores y reflejaban el coste de su generación, transmisión y distribución. Por tanto, su precio raramente cambiaba y cuando lo hacía era de una forma fácilmente predecible, véase Geman y Roncoroni (2006). Sin embargo, desde comienzos del siglo XXI, e incluso finales del XX, las principales economías han llevado a cabo un proceso de desregulación tanto en la generación como en la oferta de la electricidad. Una de las principales consecuencias de esta reestructuración ha sido que en la actualidad los precios se determinan en función de la oferta y la demanda. En el caso de España esta liberalización llegó en el año 1997 con la Ley del Sector Eléctrico.

Por otro lado, en los últimos años ha aumentado considerablemente la presencia de inversores financieros en los mercados de *commodities* que buscan diversificar sus inversiones más allá de los tradicionales activos financieros, Back y Propkoczuk (2013). Este proceso se conoce como *financiarización* y da lugar a que los inversores tomen decisiones de negocio basándose en aspectos relacionados con la composición de sus carteras, en vez de con la oferta y la demanda de la correspondiente *commodity* subyacente. Esto ha dado lugar a que actualmente los mercados de *commodities* se caractericen por una elevada volatilidad y movimientos bruscos de los precios ante fenómenos no siempre relacionados con la evolución de la oferta y la demanda.

La electricidad, además, presenta una serie de características particulares. En primer lugar, no es inventariable, lo cual da lugar a que su modelización deba ser diferente al resto de *commodities*. Por otro lado, también presenta otras características como la reversión a la media, la presencia de movimientos bruscos y picos y un comportamiento diferente dependiendo del periodo del año en el que nos encontremos que puede reflejar que su precio tiene cierta estacionalidad.

En este trabajo hemos analizado el efecto que la reversión y estacionalidad del precio de la electricidad puede tener sobre los precios de los futuros en el mercado español de la electricidad en los últimos años (2015-2019). Para ello estudiamos dos modelos de valoración de contratos de futuros que se basan en el comportamiento del precio de la electricidad. En un primer modelo consideramos que el precio *spot* de la electricidad sigue un proceso Browniano geométrico y en un segundo modelo, introducimos la reversión a la media y una componente determinista que recoge la posible estacionalidad, a lo largo del año, del precio de la electricidad. Para ambos modelos obtenemos una solución cerrada que nos permite una fácil estimación de los parámetros y su implementación.

Con anterioridad a la implementación de este modelo, realizamos un análisis estadístico de la estructura de precios *spot* SPEL. De este análisis podemos concluir que estos precios exhiben todas las

características que hacen a la electricidad una *commodity* único, incluyendo reversión a la media, cierta estacionalidad en función de la demanda de la electricidad y presencia de saltos. Estos últimos se caracterizan por ser de corta duración y ocurrir de forma arbitraria y podrían ser explicados por la falta de posibilidades de almacenamiento de la energía. Por lo tanto, el suministro de la electricidad es muy inelástico en el corto plazo, produciendo desajustes entre la oferta y demanda que conducen a la formación de saltos en los precios *spot*. Este comportamiento limita y dificulta la valoración de los contratos de futuros con los modelos propuestos, una vez que las componentes incorporadas en ambos modelos no recogen tal comportamiento. Por tanto, los resultados anteriores muestran cierta evidencia de la necesidad de incorporar saltos de tipo Poisson.

A continuación, implementamos los modelos de valoración propuestos utilizando precios de futuros provenientes de la MEF Power. A partir de este estudio observamos que la inclusión de la reversión a la media y la estacionalidad (mediante una componente determinista que aproximamos mediante una serie de Fourier truncada) mejora la estimación de los precios de los futuros, tanto durante el periodo de estimación como durante el periodo de predicción. Sin embargo, en ocasiones, los precios estimados no se ajustan a los observados con la precisión que deseáramos. A este respecto, es importante destacar que tal y como comentamos cuando analizamos los datos de los futuros disponibles, el mercado MEF Power podría no ser lo suficientemente líquido como para proporcionar una larga serie de datos homogénea para sus diferentes vencimientos, así como para presentar una alta correlación con el precio *spot* de la electricidad, lo cual puede influir en los resultados. A pesar de esto, creemos que este modelo supone una importante herramienta para gestores que deban manejar el riesgo en todos los segmentos de la industria de la electricidad.

Finalmente, creemos que para mejorar este ajuste podríamos añadir al proceso que modela el comportamiento del precio de la electricidad un proceso de Poisson, que recoja los posibles saltos. Sin embargo, esto complicaría mucho el modelo y perderíamos la flexibilidad que proporciona el conocer una solución cerrada fácilmente implementable, como hemos mostrado en este trabajo.

8. Bibliografía

- Back, J. y Prokopczuk, M. (2013): *Commodity price dynamics and derivatives valuation: a review*. International Journal of Theoretical and Applied Finance, 16, pp. 1-30.
- Black, F. y Scholes, M. (1973): The pricing of options and corporate liabilities. Journal of Political Economy, 81, pp.: 637-659.
- Caballero, J.L. (2012): ABC de los *commodities*. El Economista, 11 de mayo de 2012. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/mercados/ABC-de-los-commodities-20120511-0061.html>
- Cartea, A. y Figueroa, M. G. (2005): Pricing in electricity markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality. Applied Mathematical Finance, 12, pp. 313-335.
- Casado Galdeano, U. y Larrea Basterra, M. (2017): Determinantes del precio de la electricidad en España. Estadística Española, 59, pp. 119-149.
- Conselho de Reguladores do MIBEL (2009): Descrição do Funcionamento do MIBEL.
- Electrical Technology (s.f.): Electric Power System – Generation, Transmission & Distribution of Electricity. Electrical Technology. Fecha de consulta: 13 de mayo de 2020. Disponible en: <https://www.electricaltechnology.org/2013/05/typical-ac-power-supply-system-scheme.html>
- Escribano, A., Peña, J. I. y Villaplana, P. (2011): Modelling electricity prices: international evidence. Oxford Bulletin of Economic and Statistics, 73, p. 622-650.
- Galitz, L. (1994): Ingeniería Financiera. Barcelona: Ediciones Folio. 1ª edición.
- Geman, H. y Roncoroni, A. (2006): Understanding the fine structure of electricity prices. Journal of Business, 2006, 79, pp. 1225-126.
- Kegnenlezom, M., Takam Soh, P. y Mbele Bidima, M.L.D. (2019): A jump-diffusion model for pricing electricity under price-cap regulation. Math Sci 13, 395–405.
- Ley 54/1997 (Texto Refundido), de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Actualmente derogada. Disponible en http://www.omel.es/files/t.r.ley_54-1997de_27_de_noviembre.pdf
- Manual de la Energía Eléctrica (s.f): Energía y Sociedad. Fecha de consulta: 15 de marzo de 2020. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- Mastronardi, L. J., Sfeir, A. y Sánchez, S. (2016): La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos. Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, noviembre, 0–21.
- Millán R. (1999): Los Mercados de Futuros de Electricidad, Ed. Civitas.

- Moreno, M., Novales, A. y Platania, F. (2019): Long-term swings and seasonality in energy markets. *European Journal of Operational Research*, 279, pp. 1011–1023.
- Neslen (2018): Spain plans switch to 100% renewable electricity by 2050. *The Guardian*, 13 de noviembre de 2018. Disponible en <https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/13/spain-plans-switch-100-renewable-electricity-2050>
- Øksendal, B. (2000): *Stochastic Differential Equations. An Introduction with Applications*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Perez, J. A. (2013): Seminario “Gestión de la Energía en el Mercado Eléctrico Español”. Universidad de Sevilla. Departamento Ingeniería Eléctrica. Disponible en: http://catedraendesa.us.es/documentos/sem_javier_alonso/ETSII%202013.pdf
- Schwartz, E. S. (1997): The stochastic behavior of *commodity* prices: Implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, 52, pp. 923–973.
- Schwartz, E. S. y Lucia, J. J. (2002): Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5, pp. 5-50.
- Shreve, S.E. (2004): *Stochastic Calculus for Finance II. Continuous-Time Models*. Springer, Berlin.