

RELACIÓN ENTRE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS ESPAÑOL, ALEMÁN Y FRANCÉS MEDIANTE LAS SERIES DE PRECIOS DE MERCADO DE RIESTO

Gracia María Esteve Giménez

Trabajo de investigación 018/020

Master en Banca y Finanzas Cuantitativas

Director/a: Dra. Eva Ferreira
Dra. M^a Dolores Furió

Universidad Complutense de Madrid

Universidad del País Vasco

Universidad de Valencia

Universidad de Castilla-La Mancha



Máster en Banca y Finanzas Cuantitativas

**RELACIÓN ENTRE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS
ESPAÑOL, ALEMÁN Y FRANCÉS MEDIANTE LAS
SERIES DE PRECIOS DE MERCADO DEL RIESGO**

Gracia María Esteve Giménez

Directores: Eva Ferreira y Maria Dolores Furió

Índice

1. Introducción	4
2. Diseño del mercado eléctrico	6
2.1. Mercado al contado de electricidad	7
2.2. Mercado de electricidad con entrega a plazo	7
3. Marco teórico	9
3.1. Modelo de Lucía y Schwartz (2002)	9
4. Datos	11
5. Metodología	16
5.1. Estimación de los parámetros del modelo de un factor	16
5.2. Calibración del precio de mercado de riesgo	16
5.3. Relación entre series de precios de mercado de riesgo (lambdas)	17
6. Resultados	20
6.1. Estimación de los parámetros en cada uno de los mercados eléctricos	20
6.2. Comparación entre las series de precios de mercado de riesgo	20
6.3. Relación entre series de precios de mercado de riesgo	22
7. Conclusión	27
8. Referencias	29
9. Apéndice de tablas	31
10. Apéndice de figuras	37
11. Apéndice de matrices	38

Resumen

Dada la existencia de la idea de un mercado único de energía a nivel europeo, surge la necesidad de analizar y comentar posibles relaciones entre mercados eléctricos mediante el uso de las series de precios de mercado del riesgo. En este estudio se trabaja con precios del mercado diario y precios de cierre de los contratos a plazo de los mercados eléctricos español, alemán y francés, durante el período 1 de Diciembre de 2011 al 28 de Agosto de 2018. El objetivo de este trabajo es estudiar si existen similitudes o diferencias entre los tres mercados y analizar las relaciones de causalidad entre las series de precio de mercado del riesgo. Este análisis se lleva a cabo utilizando pruebas de cointegración y causalidad. En general, en este estudio se encuentra que las series de precios de mercado del riesgo de Alemania son las más integradas presentando por un lado una relación bidireccional a corto plazo con las series de precios de mercado del riesgo de Francia y por otro lado, teniendo influencia a largo plazo sobre las series de precios de mercado del riesgo de España y Francia.

1. Introducción

Este trabajo se centra en el estudio del mercado eléctrico alemán, francés y español e intenta estudiar las posibles relaciones entre ellos mediante el uso de las series de precio de mercado por unidad de riesgo.

La electricidad es una "commodity"¹ que puede ser vendida y comprada con una calidad previamente definida y un alto nivel de estandarización. La entrega se realiza en las redes de alta tensión de cada país.

La electricidad se produce en centrales de generación. Las centrales se clasifican según la tecnología de la que provenga la energía: renovables (hidráulica o eólica principalmente), centrales nucleares, centrales térmicas de carbón, centrales térmicas de gas, etc. Las centrales pueden competir entre ellas para producir electricidad en función de los costes de combustibles y eficiencia. Por ello la producción de electricidad, también llamada generación, es una actividad en competencia, en el que los agentes construyen y operan centrales que les permitan competir en el suministro de electricidad.

La competencia en el sector provocó la aparición del riesgo de precio y surgió la necesidad de cobertura contra este riesgo. Los mercados a plazo desempeñan un papel muy importante en este nuevo contexto, ya que permiten a los agentes del mercado administrar el riesgo y la cobertura.

Es importante destacar que la electricidad presenta unas características diferentes a las de otras "commodities". La electricidad puede considerarse como un producto de flujo fuertemente caracterizado por su limitada capacidad de red y almacenamiento². Ambas limitaciones hacen que la posibilidad de transportar electricidad a través del tiempo y el espacio sean cruciales para explicar el comportamiento de los precios de electricidad. Estos precios dependen fuertemente de las necesidades de electricidad (demanda) y sus determinantes en cada momento (es decir, actividad comercial, condiciones climáticas temporales, etc). Distinguir entre los precios de electricidad en horas punta y fuera de horas punta, o entre los precios correspondientes a diferentes períodos de tiempo, como las estaciones, es de hecho importante en los mercados de energía. Knittel y Roberts (2005) enumeran la estacionalidad de los precios, los ciclos estacionales, las oscilaciones extremas de los precios y la volatilidad variable en el tiempo como características relevantes de los precios de la energía.

Con respecto a las limitaciones de capacidad de la red para la electricidad se refiere a los límites de capacidad en las líneas de transmisión y pérdidas de transporte, lo que puede hacer imposible o no la transmisión de electricidad entre ciertas regiones. Tanto la limitada capacidad de red como la limitada capacidad de almacenamiento hacen que los contratos y precios de electricidad sean altamente locales, es decir, que dependen fuertemente de los determinantes locales de la oferta y la demanda.

Es interesante analizar, tratar de explicar y modelizar estos precios por la necesidad que tienen los participantes en el sector eléctrico de cubrir el riesgo de variación de precios (cobertura y gestión de precios), habida cuenta de las características de los precios de electricidad como la volatilidad (explicada en buena parte por los factores de capacidad de red y almacenamiento antes comentados). Se han realizado muchos estudios sobre la modelización y pronóstico de los precios de la electricidad, así como sobre la cobertura y la gestión del riesgo en los mercados de electricidad, véase Lucia y Schwartz (2002); Bierbrauer et al. (2007); Manner et al. (2016); Secomandi (2016), solo por mencionar algunos.

En este trabajo para analizar el comportamiento del precio de la electricidad se utiliza el modelo propuesto por Lucia y Schwartz (2002). Estos autores modelizan los precios de electricidad del Nord Pool (mercado de energía escandinavo) incorporando la estacionalidad mediante un patrón cíclico determinista variable en el tiempo.

Muchos estudios se basan en comprender la estructura subyacente del mercado y los determinantes de los precios observados de la electricidad. Por ejemplo, Li y Flynn (2004), analizan el comportamiento del precio al contado de 14 mercados en América del Norte, Europa y Australia, Klaus Mayer et al. (2018) examinan un conjunto de precios intradía de 28 mercados de energía diferentes en todo el mundo, centrándose en las

¹Commodity: es un producto o bien por el que existe una demanda en el mercado y se comercian sin diferenciación cualitativa en operaciones de compra y venta.

²No es económicamente rentable con la tecnología actual almacenar la energía a gran escala

características clave de los precios al contado de la electricidad como son el comportamiento estacional, los niveles de precios y la variación, así como en los momentos superiores de la serie de precios observada y Jesus Lago et al. (2017) proponen un marco de modelado que puede mejorar la precisión predictiva explotando las relaciones entre los mercados de electricidad.

Este documento intenta comentar posibles relaciones entre los mercados eléctricos español, alemán y francés. Lo perseguimos suponiendo implícitamente mediante el modelo de Lucia y Schwartz (2002) que los precios a plazo están relacionados con los precios al contado en cada uno de los mercados ya que se utiliza la fórmula que relaciona ambos. Por tanto, se da por hecho que el precio a plazo y precio al contado están relacionados y se estudia que precio de riesgo de mercado están utilizando los agentes de mercado. Los mercados estudiados están activos, pero difieren en su interconectividad ya que Francia y Alemania están bien vinculados, pero España no lo está tanto. Estudios previos sobre la integración del mercado europeo han incluido a Bower (2002), Boisselau (2004) y Zachmann (2008), resultando en las observaciones generales que se estaba logrando una integración de mercado significativa, pero bastante ineficiente. Además, estos análisis se centraron solo en los mercados al contado, sin consideraciones estacionales y sin las distinciones de productos básicos y máximos.

El esquema de este trabajo está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se explica el mercado eléctrico detallando el funcionamiento del mercado al contado y a plazo de electricidad. En la sección 3 se presenta el marco teórico y en la sección 4 se presentan los datos analizando diferencias entre mercados y diferencias entre las series de precios a diferentes plazos. En la sección 5 se describe la metodología utilizada y en la sección 6 se detallan los resultados obtenidos. Finalmente la sección 7 resume las principales conclusiones.

2. Diseño del mercado eléctrico

Existen dos figuras claves en el mercado eléctrico: El Operador del Sistema y el Operador del Mercado. El Operador del Sistema se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compra-venta de los agentes y asegura que esas entregas son físicamente viables en la red eléctrica. Para que los generadores, comercializadores³ y "traders"⁴ puedan entregar y recibir la energía en la red de alta tensión se debe regular el Acceso de Tercero a Redes (ATR). Este acceso es gestionado por el Operador del Sistema de forma transparente y no discriminatoria.

El Operador del Mercado facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información. Si bien las responsabilidades de los Operadores del Sistema son similares en todos los países de la Unión, el alcance del Operador del Mercado es diferente según el diseño del mercado eléctrico en cada país. La Tabla 1 muestra el nombre de los Operadores de Sistema y de Mercado en algunos países europeos.

	Operador del Sistema	Operadores del Mercado
España	Red Eléctrica de España (REE)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Portugal	Rede Nacional de Electricidade (REN)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)
Alemania	AMPRION, Transpower, 50 Hertz, ENBW Transportnetze	EEX Spot(Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Francia	Reseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot(Spot) EEX Power Derivatives (Plazo)
Holanda	TenneT	APX(Spot) ENDEX (Plazo)
Italia	TERNA	GME (Spot)

Tabla 1: Operadores de sistema y Operadores de mercado en Europa

El diseño del mercado eléctrico puede ser un pool o un diseño basado en responsables de equilibrio. En un pool eléctrico, los agentes envían ofertas de venta al Operador del Mercado por cada una de sus centrales. Si además el agente es comercializador, deberá realizar una oferta de compra independiente de la venta de sus centrales. España e Italia son los dos países europeos más importantes con pool eléctrico, los agentes de ambos países están obligados en la práctica a ofertar toda su energía disponible en el pool de forma individualizada para cada una de sus centrales.

En los países de Centroeuropa, como Alemania, Francia y Holanda, el diseño está basado en la figura del responsable de equilibrio: cada agente tiene un perímetro de equilibrio compuesto por entradas -producción de las centrales propias, importaciones, - y salidas -venta a clientes, exportaciones, -. En consecuencia los agentes envían al Operador del Mercado sus ofertas ya neteadas, sin necesidad de realizar ofertas individuales por cada una de sus centrales. De hecho en la mayoría de estos países los agentes no están obligados a participar en las subastas del Operador del Mercado. Para cada hora, el balance de entradas y salidas de cada responsable de equilibrio tiene que estar compensado y en caso contrario, el Operador del Sistema suministra la energía de desvío necesaria para equilibrar el perímetro. La energía de desvío se suministra a través del mercado de servicios complementarios, y es más flexible y tiene mayor valor que la energía negociada con antelación. En consecuencia los agentes están incentivados a equilibrar previamente sus posiciones, apareciendo transacciones entre los agentes que tienen exceso de energía y los que carecen de ella. Además, la optimización del parque de generación hace que los agentes prefieran comprar energía en el mercado si el precio es menor que los costes de sus centrales o vender energía si el precio es superior al coste de producción, a pesar de que las salidas de su perímetro puedan estar cubiertas previamente. Como consecuencia de todo ello, surge de forma natural y sin necesidad de obligaciones un mercado en el que los agentes intercambian electricidad para equilibrar sus perímetros y optimizar su producción.

Una de las mayores ventajas del diseño de mercado basado en responsables de equilibrio es la enorme flexibilidad que poseen los agentes para definir los productos que negocian, lo que permite que cada uno de

³Los comercializadores actúan como agregadores de demanda de los clientes finales y compiten en la venta de energía para los clientes

⁴Los "traders" están dispuestos a asumir parte de riesgo de los generadores y de los comercializadores para obtener una expectativa de beneficio

ellos asuma el riesgo preciso que desea.

Por otra parte, los generadores, comercializadores y "traders" pueden gestionar el riesgo de mercado mediante la compra-venta en el mercado a plazo. Sin embargo, la participación en el mercado a plazo supone la aparición del riesgo de crédito o riesgo de contrapartida que es el potencial efecto adverso provocado por el incumplimiento de las obligaciones contractuales de la contraparte. La negociación de la electricidad puede hacerse de forma bilateral o a través de un mercado organizado. La negociación bilateral, también llamada OTC (over-the-counter) suele estar intermediada por un "broker" que obtiene una comisión una vez que se ha cerrado el contrato de compra-venta. En la mayoría de las ocasiones la transacción se realiza a través de plataformas electrónicas suministradas por los "brokers". En efecto, la negociación bilateral supone asumir un riesgo de crédito, pues la contraparte puede incumplir sus obligaciones en caso de default o quiebra. Si se desea reducir el riesgo de crédito, se debe recurrir a una cámara de compensación. En las cámaras de compensación las contrapartes se comprometen a depositar garantías para hacer frente a las obligaciones de los participantes en caso de incumplimiento.

Por último, en función de la anticipación con la que se realiza la compra-venta de electricidad podemos hablar de mercado "spot" o al contado y mercado con entrega a plazo, los cuales, se explican a continuación.

2.1. Mercado al contado de electricidad

En los mercados al contado o mercados "spot", la entrega del subyacente se realiza al instante. El hecho de que la electricidad sea una "commodity" que no puede ser almacenada hace la definición de al instante algo más complicada. En la mayoría de los mercados eléctricos, se considera mercado "spot" a aquellos en los que se negocia la energía que será entregada al día siguiente (también llamados "day-ahead"). Por ejemplo, OMIEPolo Español (anterior OMEL) organiza diariamente una subasta (Mercado Diario) en la que se intercambia energía para ser entregada en España y Portugal en el día siguiente. El precio horario resultante del mercado "spot" es utilizado por los agentes para optimizar la flexibilidad de sus activos y contratos.

El mercado eléctrico es una subasta marginalista. Es decir, el precio de referencia de compra-venta es el coste de la central más cara necesaria para suministrar la demanda. En efecto, si se intercambia el mismo producto en el mismo instante, la retribución debe ser la misma independientemente de que sea producida con tecnologías submarginales, como la nuclear, o tecnologías con mayores costes variables como el carbón o el gas.

El mercado además de servir para optimizar el parque de generación, realiza una función de descubrimiento de precio: el precio al que se realiza la compra-venta sirve como referencia para que los comercializadores conozcan el importe que pagarán por la electricidad y que recibirán los generadores por su venta. El precio del mercado se convierte así en una referencia importante para posteriores decisiones de inversión. No obstante, estas decisiones también están influenciadas por otros elementos como la independencia energética, la seguridad de suministro, compromisos medioambientales de reducción de emisiones, etc.

2.2. Mercado de electricidad con entrega a plazo

El mercado "spot" tiene una limitación clave: sólo permite conocer el precio del día siguiente. Los generadores y los comercializadores necesitan negociar con mayor antelación si quieren asegurarse el precio de compra-venta de la energía a futuro y aislarse de los vaivenes del precio spot. De forma natural surge el mercado con entrega a plazo (conocido como mercado a plazo), en el que los agentes intercambian energía con entrega en el futuro. Así, los comercializadores tendrán un precio fijo de aprovisionamiento de energía y los generadores unos ingresos de venta durante un plazo determinado.

Si en el mercado "spot" la mayor parte del volumen suele intercambiarse mediante subasta, en los mercados a plazo se realiza mediante "trading" continuo. El "trading" continuo consiste en que los agentes muestran sus ofertas firmes de compra y venta durante un plazo determinado de forma que el resto de los participantes puedan acceder a esas ofertas.

En el desarrollo de los mercados a plazo existen unos factores claves como son la liquidez, transparencia y estabilidad regulatoria.

- **Liquidez:** un mercado líquido es aquél en el que se pueden negociar volúmenes elevados sin sufrir una variación significativa del precio. Un mercado sin liquidez suficiente genera señales de precio poco creíbles, lo que puede provocar que los agentes decidan no participar y, en consecuencia, reducir aún más la liquidez del mismo.
- **Transparencia:** un mercado es transparente cuando todos los agentes tienen a su disposición los datos que afectan de forma relevante en la formación del precio. El mercado de la electricidad es uno de los más complejos y que mayor información necesita para tener una expectativa de precio razonablemente correcta. La temperatura, pluviosidad, evolución de la demanda, previsión de precios en los mercados vecinos o disponibilidad de las centrales son datos necesarios para construir la expectativa de precio. Pero no sólo se necesitan previsiones a futuro, también se requiere los datos de producción por central, demanda, disponibilidad, etc. lo más cerca del tiempo real. El mercado eléctrico español, el de los países nórdicos (Nordpool) y el del Reino Unido son los mercados que más y mejor información proporcionan a los agentes.
- **Estabilidad regulatoria:** el desarrollo del mercado mayorista de electricidad necesita un marco regulatorio predecible que favorezca el comercio de energía. El mercado no sólo sirve para optimizar el despacho de la generación y la compra de la energía a corto plazo, también debe suministrar las señales adecuadas de inversiones, cuyo plazo de recuperación es de decenas de años.

3. Marco teórico

En este apartado se describe el modelo utilizado para explicar el comportamiento del precio al contado y sus implicaciones para la valoración de cualquier derivado.

3.1. Modelo de Lucía y Schwartz (2002)

Para este estudio se utiliza el modelo de un factor basado en el precio al contado que explica Lucía y Schwartz (2002). Se ha utilizado este modelo porque interesa la relación entre los mercados alemán, español y francés queriendo ver hasta que punto los precios de mercado de riesgo de estos tres mercados están relacionados, suponiendo implícitamente que los precios a plazo están relacionados con el precio al contado en cada uno de los mercados.

Como se ha comentado anteriormente, estos autores examinan la importancia de los patrones regulares en el comportamiento de los precios de la electricidad analizando los precios al contado, futuros y a plazo en el Nord Pool (mercado energético nórdico) ya que el patrón sistemático estacional durante todo el año es importante para explicar la forma de los precios de los futuros. Este modelo para describir el comportamiento del precio al contado incorpora dos tipos de componentes. El primero es un componente determinista totalmente predecible que explica las regularidades en la evolución de los precios como una tendencia determinista y cualquier comportamiento periódico natural. El segundo componente es estocástico y se supondrá que sigue un proceso de difusión en tiempo continuo. Por simplicidad, se consideran tipos de interés constantes y además que el precio a plazo y futuro son iguales. Por tanto, como se ha comentado, se toma el modelo de un factor basado en el precio al contado suponiendo que el proceso del precio al contado puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_t = f(t) + X_t \quad (1)$$

donde $f(t)$ es una función determinista variable en el tiempo. X_t sigue un proceso de reversión a la media de tipo Ornstein - Uhlenbeck:

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dZ \quad (2)$$

Suponiendo un precio del mercado de riesgo constante, λ , la versión neutral al riesgo de este proceso es:

$$dX_t = \kappa(\alpha^* - X_t)dt + \sigma dZ^*, \alpha^* = \frac{-\lambda\sigma}{\kappa} \quad (3)$$

La función determinista f_t intenta capturar cualquier componente previsible relevante del comportamiento de los precios de electricidad derivados de regularidades naturales a lo largo del tiempo. Por ello, el comportamiento estacional será descrito mediante un proceso que fluctúa aleatoriamente alrededor de una media constante a largo plazo.

Por tanto, esta función determinista incluirá una constante más dos términos. Estos términos intentan captar, respectivamente, la variación en el nivel de precios entre días laborales y no laborales y la evolución estacional de los precios a lo largo del año. En concreto, esta función viene dada de la siguiente forma:

$$f(t) = \alpha + \beta D_t + \sum_{i=2}^{12} \beta_i M_{it} \quad (4)$$

donde D_t tomará el valor 1 si t es fin de semana o festivo y se anula en caso contrario. M_{it} tomará el valor de 1 si t pertenece al mes en cuestión y 0 en el caso contrario. Los parámetros α , β y β_i para $i=2, \dots, 12$ son constantes. En este caso, los β capturan los cambios en el nivel de la variable para días festivos y fin de semana y para los diferentes meses del año.

Bajo la probabilidad neutral al riesgo se tiene:

$$P_t = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t}) + \sigma \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ^*(s) \quad (5)$$

El proceso estocástico P_t es gaussiano. P_t es condicionalmente normal bajo la medida neutral al riesgo.

$$E_0^*[P_t] = E^*[P_t|X_0] = f(t) + X_0 e^{-\kappa(t)} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa(t)}) \quad (6)$$

Por tanto, el valor de cualquier derivado debe ser el valor esperado bajo la medida neutral al riesgo de sus beneficios descontados a la fecha de valoración a la tasa libre de riesgo, la cual Lucia y Schwartz asumen como constante.

El valor en $t=0$ del contrato forward donde el precio Spot tiene vencimiento en T es el siguiente:

$$\nu_0(X_t, T) = e^{-rt} E_0^*[P_T - F_0(P_0, T)]$$

donde $F_0(P_0, T)$ representa el precio a plazo establecido en el tiempo cero para un contrato que vence en el momento T , y r es la tasa de interés compuesta sin riesgo continuamente. Si el valor de un contrato a plazo debe ser cero cuando se ingresa por primera vez, finalmente tenemos la siguiente solución de forma cerrada para el precio a plazo (futuros), usando (6) y (1) para $t = 0$.

$$F_0(P_0, T) = E_0^*[P_t] = f(T) + X_0 e^{-\kappa(T)} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa(T)}) = f(T) + (P_0 - f_0) e^{-\kappa(T)} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa(T)})$$

$$\text{donde } \alpha^* = \frac{-\lambda\sigma}{\kappa}$$

Finalmente, el precio en el momento t del futuro con vencimiento en T viene dado por la siguiente expresión:

$$F_t(P_t, T) = E_t^*(P_T) = f(T) + (P_t - f(t)) e^{-\kappa(T-t)} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa(T-t)})$$

$$\text{donde } \alpha^* = \frac{-\lambda\sigma}{\kappa}$$

4. Datos

En esta sección se indica la naturaleza de los datos y se presentan los resultados del análisis empírico con tablas y figuras. El estudio empírico se basa en observaciones de los precios del mercado diario o "spot" y de los precios de cierre de los contratos a plazo de los tres mercados estudiados. Todas las series temporales han sido extraídas de Bloomberg utilizando las series de precios futuros con diferentes vencimientos los cuales son resultado de una negociación continua en mercados organizados (OMIP en el caso español y EEX Power Derivatives en el caso alemán y francés) a través de la correspondiente cámara de compensación (OMIClear y European Commodity Clearing).

El precio a plazo $F(t, T)$ es el precio observado en el día t para la entrega en el vencimiento T . En este estudio se tiene el precio para el mes siguiente (1M), se entrega cada día del mes siguiente, el precio para el año siguiente (1Y), se entrega cada día del siguiente año y el precio con entrega dentro de dos años (2Y). Consideramos el período comprendido entre el 1 de Diciembre de 2011 al 28 de Agosto de 2018. Para este análisis, las series utilizadas tienen una frecuencia diaria pero se ha eliminado los precios de mercado "spot" que corresponden a fines de semana y festivos porque para el estudio que se analiza, en días no laborables no existen precios a plazo.

El comportamiento de los datos utilizados se pueden ver en la Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4, donde se muestra el análisis descriptivo del precio de contado y precio a plazo de los diferentes vencimientos para España, Alemania y Francia respectivamente.

Mercado español

Resumen estadístico para los datos de España				
Estadísticos	Spot España	1M España	1Y España	2Y España
Media	47.46	48.39	49.41	50.32
Mediana	48.8	49.13	50.12	51.36
Max	91.89	65.25	56.2	56.5
Min	0	24.25	39.7	39.83
Desviación típica	12.88	7.53	3.66	3.86
Asimetría	-0.79	-0.77	-0.10	0.01
Curtosis	2.14	1.06	-0.65	-0.67

Tabla 2: Análisis descriptivo de los precios al contado y a plazo. La unidad de medida de los precios es /MWh

Con respecto a España se observa que el promedio del precio de contado es de 47.46, siendo el precio máximo 91.89 que se alcanza en diciembre de 2013. La media del precio a plazo a 1M, 1Y y 2Y (48.39, 49.41 y 50.32) es mayor que la del precio de contado (47.46). En diciembre de 2013, el Gobierno elaboró un Decreto para frenar el 'tarifazo eléctrico', es decir, utilizó su capacidad legislativa para fijar una subida del 2.3% e instó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a que investigara. Sospechaba que algún actor, eléctrica o "broker" financiero había manipulado la subasta. En los días anteriores, los precios del mercado habían subido casi 15 euros por encima de lo ocurrido en subastas anteriores de ese mismo año. Existían lo que la CNMC califica como "circunstancias atípicas" (Cristina G. Bolinches (2005)).

Consistentemente con la literatura, se puede observar que los precios a plazo para España presentan una menor desviación típica que los precios de contado, tomando un valor de 12.88 la serie de precios de contado y siendo la desviación típica⁵ para los precios a plazo 1M, 1Y y 2Y de 7.53, 3.66 y 3.86 respectivamente.

El signo negativo de la asimetría⁶ estimada para contado revela que los valores inferiores (valores meno-

⁵La desviación típica es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Dicho de otra manera, la desviación estándar es simplemente el "promedio" variación esperada con respecto a la media aritmética.

⁶Las medidas de asimetría son indicadores que permiten establecer el grado de simetría (o asimetría) que presenta una distribución de probabilidad de una variable aleatoria sin tener que hacer su representación gráfica.

res a la media) tienen una mayor probabilidad de ocurrencia que los valores superiores. El valor de curtosis ⁷ no es alto para el precio de contado lo que nos indica que los precios mas cercanos a la media tienen mayor probabilidad de ocurrencia.

Mercado alemán

Resumen estadístico para los datos de Alemania				
Estadísticos	Spot Alemania	1M Alemania	1Y Alemania	2Y Alemania
Media	37.99	40.49	41.23	42.78
Mediana	37.03	39.38	41.9	42.28
Max	101.9	70.2	54.5	55
Min	-45.77	19.95	25.53	25.39
Desviación típica	10.81	7.50	6.10	6.33
Asimetría	0.16	1.73	-0.21	0.06
Curtosis	4.96	8.34	-0.06	-0.10

Tabla 3: Análisis descriptivo de los precios al contado y a plazo. La unidad de medida de los precios es /MWh

En el estudio de los datos de Alemania se obtiene que la media del precio de contado es de 37.99, llegando a un precio máximo de 101.92, el cual es alcanzado en Enero de 2017.

La desviación típica del precio al contado para Alemania es de 10.81, siendo esta mayor que la correspondiente para los precios a plazo. La asimetría en el mercado alemán presenta signo positivo tanto para los precios diarios como para los precios a plazo (1M y 2Y), diferencia con respecto al mercado español, por lo que en el mercado eléctrico alemán los valores superiores a la media tienen mayor probabilidad de ocurrencia que los valores inferiores.

Mercado francés

Resumen estadístico para los datos de Francia				
Estadísticos	Spot Francia	1M Francia	1Y Francia	2Y Francia
Media	42.99	42.78	44.25	46.15
Mediana	41.324	42.32	44.51	45.36
Max	367.6	54.3	54.35	54.45
Min	7.106	21.1	20.7	20.05
Desviación típica	16.32	6.78	7.56	8.16
Asimetría	5.69	0.35	0.57	0.66
Curtosis	97.99	-0.37	-0.20	-0.28

Tabla 4: Análisis descriptivo de los precios al contado y a plazo. La unidad de medida de los precios es /MWh

Con respecto al mercado eléctrico francés se observa que la media del precio al contado es de 42.99, alcanzando el precio máximo de 367.6, el cual tuvo lugar el 8 de febrero de 2012 a causa de una ola de frío. La desviación típica del precio al contado para Francia es de 16.32, siendo esta superior a la de los precios de los diferentes vencimientos. Con respecto a la asimetría presenta signo positivo tanto para los precios diarios como para los precios a plazo 1M,1Y,2Y. El alto valor de la curtosis viene explicado por los valores picos alcanzados los días 6,7,8,9 de febrero de 2012, siendo el valor de la curtosis sin estos datos de 2.82.

⁷La curtosis es una medida estadística, que determina el grado de concentración que presentan los valores de una variable alrededor de la zona central de la distribución de frecuencias.

Diferencias o similitudes entre mercados

Comparando el análisis descriptivo de estos tres mercados, se puede comentar que el mercado que alcanza el precio más alto es el mercado francés, siendo este también el mercado que presenta la desviación típica más alta. Pasando a los vencimientos más largos, la teoría sugiere que estos deberían ser menos volátiles y lo vemos con una disminución de los máximos y un aumento de los precios mínimos en los tres mercados.

En la siguiente figura se muestra el precio de la electricidad con entrega al día siguiente (D+1) en los tres países europeos. Los tres mercados presentan una tendencia de precios similar, aunque como se observa en la figura, el mercado alemán llega a alcanzar precios por debajo de cero ya que en el mercado alemán y francés, a diferencia del mercado español, se permiten precios negativos. En el mercado español, hay un precio máximo y mínimo, sin permitir números negativos, además la mayoría de las grandes empresas están en el lado de las compras y en el lado de la venta, lo que explica los menores picos del mercado español con respecto al mercado alemán.

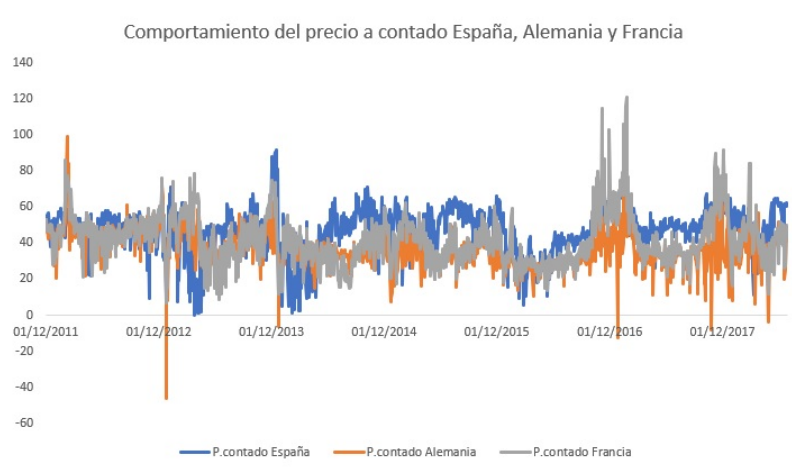


Figura 1: Evolución de precios al contado de los diferentes mercados

En la figura 2 que se muestra a continuación, se puede ver la evolución de los precios con entrega durante el mes siguiente en los tres países europeos. Los tres mercados presentan las mismas tendencias pues independientemente de las especificidades y estructura del sector eléctrico de cada país, los mercados de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (CO_2) y de combustibles de ciertas tecnologías de generación (carbón y gas) son globales.

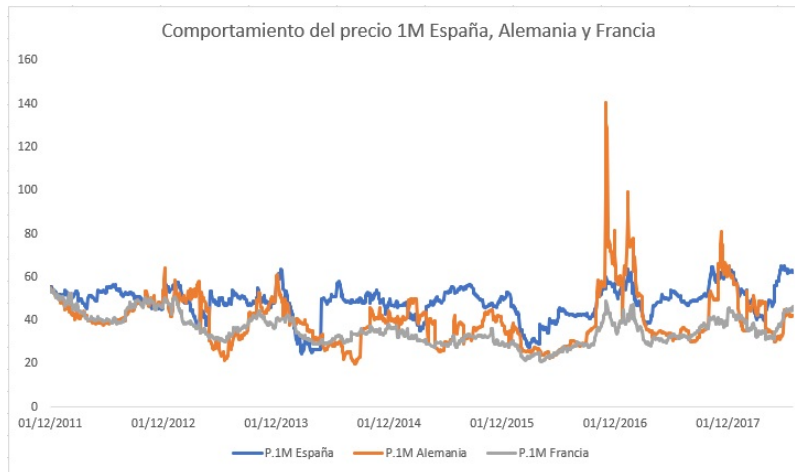


Figura 2: Evolución de precios con entrega durante todo el mes siguiente de los diferentes mercados

En la siguiente figura se representa la evolución del precio de electricidad con entrega el año siguiente (1Y) en España, Alemania y Francia. Se observa más claramente que los tres mercados presentan una misma tendencia, siendo el precio de España mayor que el de Alemania, mientras que Francia tiene un precio inferior al de Alemania. Este parecido comportamiento se puede ver con los precios de electricidad con entrega dentro de dos años, figura 7 del apéndice.

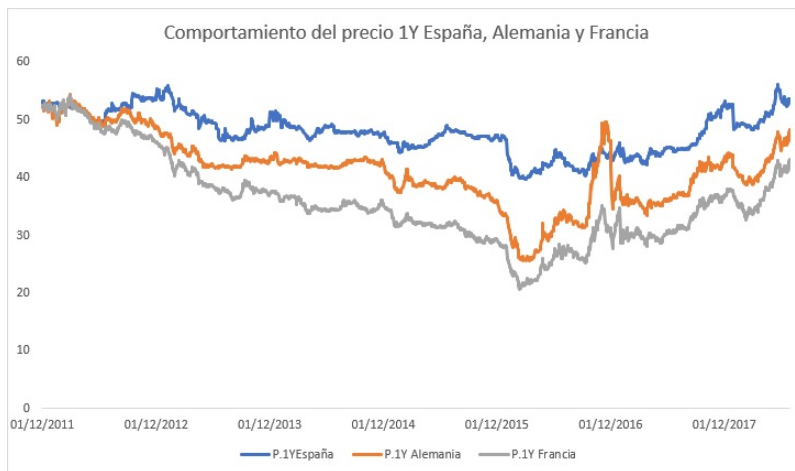


Figura 3: Evolución de precios con entrega durante todo el año siguiente de los diferentes mercados

Con todo lo comentado, es considerable el estudio de correlaciones entre las diferentes series de precios por lo que en el apéndice se muestran las matrices de correlaciones en cada uno de los países estudiados. Como se ve en las tres matrices la correlación entre los precios a plazo con el vencimiento mas cercano de este estudio (1M) y los precios al contado es de 0.7 en el caso español, 0.5 en Alemania y 0.6 en Francia. Con respecto a los otros vencimientos se ve que la correlación entre el precio al contado y precios a plazo 1Y, 2Y va disminuyendo conforme aumenta el plazo de entrega por lo que, una característica importante de los mercados de electricidad es el plazo de entrega.

5. Metodología

Para analizar las relaciones entre las series de precio de mercado por unidad de riesgo de los diferentes mercados se utiliza el modelo de corrección de errores (VECM) ya habiendo realizado con anterioridad el análisis basado en la estimación de los parámetros y calibración del precio de mercado por unidad de riesgo. A pesar de que estas herramientas estadísticas y econométricas son lo suficientemente estándar, se incluye una explicación de ellas con el objetivo de hacer el estudio más autónomo.

5.1. Estimación de los parámetros del modelo de un factor

El modelo a partir del cual se estiman los parámetros mediante el método de mínimos cuadrados es el siguiente:

$$P_t = \alpha + \beta D_t + \sum_{i=2}^{12} \beta_i M_{it} + X_t$$

$$X_t = \phi X_{t-1} + u_t$$

donde: $\phi \equiv 1 - \kappa$

Por tanto, para este modelo se va a estimar el término independiente α y el vector de parámetros $\beta = (\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5, \beta_6, \beta_7, \beta_8, \beta_9, \beta_{10}, \beta_{11}, \beta_{12})$ tales que se minimiza la suma de errores de ajuste al cuadrado.

A continuación, una vez estimados los parámetros, se estima un autorregresivo de orden 1 para obtener las estimaciones de ϕ y así tener el valor de κ .

5.2. Calibración del precio de mercado de riesgo

Una de las complicaciones de este análisis empírico reside en la manera de calibrar el precio de mercado de riesgo (λ). La idea de este proceso es obtener un precio de mercado implícito por unidad de riesgo de forma independiente para cada día y así calcular el precio de mercado implícito de riesgo para toda la muestra.

Este proceso se basa en la ecuación anteriormente definida, la cual relaciona el precio a plazo con el precio al contado.

$$F_t(P_t, T) = E_t^*(P_T) = f(T) + (P_t - f(t))e^{-\kappa T} + \alpha^*(1 - e^{-\kappa T})$$

El proceso que se realiza es el siguiente: lo primero que se analiza es si la fecha (momento actual, t) es día festivo o fin de semana, ya que para días festivos y fines de semana no se calibra el precio de mercado por unidad de riesgo.

Una vez que se tiene claro si se puede obtener el precio por unidad de riesgo en ese t , se presenta una complicación en este proceso, el cálculo del tiempo a vencimiento para los datos diarios ya que para cada día de la muestra se tiene que calcular los días que faltan para cada uno de los precios a plazo del mes siguiente, año siguiente o dos años siguientes. Es decir, $T = \tau + t$ donde τ hace referencia a los días que faltan para vencimiento, t recalca el momento actual y T indica el vencimiento. Para ello se define una variable que indique el mes o el año en el que se encuentra para así indicar cuantos días tiene ese mes o ese año y definir otras variables que indiquen el mes siguiente, el año siguiente y para dentro de dos años.

Entonces en el caso del precio a plazo 1M, para cada día (t) se ha calibrado mediante la fórmula anterior una lambda para cada uno de los días del mes próximo, teniendo así para ese día t , 28, 29, 30 o 31 lambdas que hacen referencia al precio de riesgo de mercado que relaciona el precio de contado a día t con el precio a plazo de vencimiento un mes. Así, la media de esas lambdas, será el precio de riesgo de mercado del día t para todo el mes siguiente. En el caso del precio a plazo 1Y, se ha obtenido una lambda para cada uno de los días del año próximo teniendo así para cada día 365 o 366 lambdas, la media de las cuales da la lambda de cada día para el contrato anual. Y por último para el caso del precio a plazo 2Y, se han sacado una lambda para cada uno de los días del segundo año, siendo la media de esas lambdas la lambda de cada día para el contrato de electricidad dentro de dos años.

5.3. Relación entre series de precios de mercado de riesgo (lambdas)

Para poder descubrir, analizar o comentar posibles relaciones entre las series de precios de mercado de riesgo de los tres mercados eléctricos estudiados se analizan las relaciones de equilibrio a largo plazo (cointegración) y su causalidad a corto y largo plazo (VECM).

Análisis de cointegración

Para realizar el test de cointegración, primero se debe analizar la estacionariedad de las series. Este estudio se lleva a cabo a través del test Dickey Fuller (Test DF). Se trata de un contraste de no estacionariedad, es decir, en el que la hipótesis nula es precisamente la presencia de una raíz unitaria en el proceso generador de datos de la serie analizada.

Con respecto al análisis de cointegración, Johansen y Juselius (1990) proponen un procedimiento basado en el principio de la razón de verosimilitud bajo el supuesto de la normalidad para evaluar la cointegración. Este procedimiento utiliza el modelo de corrección de errores del vector (VECM) que no distingue, a priori, ningún orden de causalidad entre las variables.

El punto de partida es la metodología del vector autorregresivo (VAR) de la siguiente expresión:

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

donde y_t y ε_t son vectores $n \times 1$; A_1 es la matriz de parámetros ($n \times n$). Sustrayendo y_{t-1} en ambas partes de la ecuación se obtiene:

$$\Delta y_t = A_1 y_{t-1} - y_{t-1} + \varepsilon_t = (A_1 - I) y_{t-1} + \varepsilon_t = \pi y_{t-1} + \varepsilon_t$$

donde I es la matriz de identidad ($n \times n$) y π es $(A_1 - I)$. El rango de π indica el número de vectores de cointegración independientes, que pueden obtenerse al verificar el significado de la raíz característica (valores propios) de π (λ_i) que establece el rango de la matriz. Hay varias formas de generalizar el modelo: por ejemplo, la inclusión de una deriva en la ecuación, la inclusión de una constante en el vector de cointegración, o ambas a la vez.

Si las series temporales que conforman y_t no están cointegradas, el rango de π es cero y todas sus raíces características son iguales a 1. La prueba de cointegración de Johansen para determinar el número de raíces características que son diferentes de la unidad se puede determinar utilizando las dos siguientes estadísticas.

El test de traza prueba la hipótesis nula de que el número de vectores de cointegración es menor o igual que r frente la hipótesis alternativa de que no es el caso:

$$\lambda_{traza} = -T \sum_{i=r+1}^n \ln(1 - \lambda'_i)$$

donde λ'_i son los valores estimados de las raíces características obtenidas al estimar π y T el número total de observaciones.

La segunda estadística (λ máximo) prueba la hipótesis nula de que el número de vectores de cointegración es r frente a la alternativa de que es $r+1$:

$$\lambda_{max}(r, r+1) = -T \ln(1 - \lambda'_{r+1})$$

Relaciones de causalidad a corto y largo plazo

Este procedimiento utiliza el modelo de corrección de error (VECM) el cual es un modelo de autocorrelación vectorial (VAR) diseñado para ser utilizado con series no estacionarias que se sabe que están cointegradas. El VECM restringe el comportamiento a largo plazo de las variables endógenas para converger a la relación de cointegración, al tiempo que permite el ajuste dinámico a corto plazo. Además Granger (1983) muestra que si las series están cointegradas, el modelo VECM mejora el modelo VAR en eficiencia y pronóstico.

Así, la representación de VECM ilustra la relación entre los conceptos de cointegración y la causalidad de Granger pudiendo analizar la causalidad entre las series a través de los elementos del VECM.

$$\Delta Y_t = \alpha_1 + \sum_{i=1}^{p_1} \delta_{1i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=1}^{q_1} \delta_{2j} \Delta X_{t-j} + \sum_{k=1}^{u_1} \delta_{3k} \Delta Z_{t-k} + \gamma_1 z_{t-1} + \varepsilon_{1t}$$

$$\Delta X_t = \alpha_2 + \sum_{i=1}^{p_2} \delta'_{1i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=1}^{q_2} \delta'_{2j} \Delta X_{t-j} + \sum_{k=1}^{u_2} \delta'_{3k} \Delta Z_{t-k} + \gamma_2 z_{t-1} + \varepsilon_{2t}$$

$$\Delta Z_t = \alpha_3 + \sum_{i=1}^{p_3} \delta''_{1i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=1}^{q_3} \delta''_{2j} \Delta X_{t-j} + \sum_{k=1}^{u_3} \delta''_{3k} \Delta Z_{t-k} + \gamma_3 z_{t-1} + \varepsilon_{3t}$$

donde γ_1 , γ_2 y γ_3 miden la velocidad del ajuste de la variable endógena hacia el equilibrio. z_{t-1} es el residuo de la regresión de cointegración retrasado un periodo. Si el término de corrección de error es significativo en las tres ecuaciones ($\gamma_1 \neq 0$, $\gamma_2 \neq 0$ y $\gamma_3 \neq 0$), existe una causalidad a largo plazo en todas las direcciones, de modo que ninguna de las variables puede considerarse débilmente exógena con respecto a los parámetros de la otra ecuación, aunque según Engle, Hendry y Richard (1983), la condición de que no hay causalidad de Granger es necesaria pero no suficiente para una exogeneidad débil. Si se acepta la hipótesis nula ($\delta_{2j}=0$ para $j=1\dots n$ y $\delta_{3k}=0$ para $k=1\dots n$), entonces se puede decir que X y Z no causa a Y en el corto plazo. Si se acepta que ($\delta'_{1i}=0$ para $i=1\dots n$ y $\delta'_{3k}=0$ para $k=1\dots n$), entonces se puede decir que Y y Z no causan a X en el corto plazo y por último si se acepta la hipótesis nula ($\delta''_{1i}=0$ para $i=1\dots n$ y $\delta''_{2j}=0$ para $j=1\dots n$), entonces se diría que la variable Z no se ve afectada por las variables X e Y a corto plazo.

6. Resultados

6.1. Estimación de los parámetros en cada uno de los mercados eléctricos

Los valores de los parámetros estimados en cada uno de los mercados se pueden observar en las Tablas 11, 12 y 13 que se encuentran en el apéndice de este trabajo.

En ellas se puede ver que en los tres mercados el valor α es diferente de cero, siendo 50.7, 40.6 y 48.35 para cada uno de los mercados español, alemán y francés respectivamente. El coeficiente β acompaña a la variable que define si es festivo o fin de semana siendo significativamente distinta de cero en los tres mercados. Con respecto al modelo del precio de contado para España, se puede ver que los coeficientes que acompañan a las variables dicotómicas referidas a los meses de febrero, marzo, abril, mayo y diciembre son significativas⁸ por lo que la variable dependiente precio al contado español se ve alterada por cambios en esos meses. Por ejemplo, el coeficiente para el mes de mayo es de -5.66, indicando que si la variable mayo es 1, se puede esperar que el precio al contado disminuya en 5.66 €/MWh. Por el contrario, a la variable diciembre le acompaña un coeficiente de signo positivo, concretamente 3.13, lo que indica que si la variable diciembre toma el valor de 1 el precio al contado de España aumenta en 3.13 €/MWh. Por otra parte los resultados de estimación mediante el método de mínimos cuadrados del modelo del precio al contado para Alemania muestran que las variables dicotómicas marzo, abril, mayo, junio y diciembre son significativas. En este caso, todos los coeficientes que acompañan a dichas variables presentan signo negativo por lo que si esas variables toman el valor de 1 harían que disminuyese el precio de contado del mercado eléctrico alemán. Por último en el mercado francés todas las variables son significativas menos octubre y diciembre, presentando algunas de ellas signo negativo y otras positivo. Por ejemplo, se puede decir que el precio al contado francés en el mes de julio es significativamente menor mientras que en el mes de noviembre sería significativamente mayor.

6.2. Comparación entre las series de precios de mercado de riesgo

En la siguiente figura se ve el comportamiento de las series de precios de mercado de riesgo obtenidas mediante la calibración del modelo utilizando precios al contado y a plazo 1M, a estas series las llamamos Spot-1M.

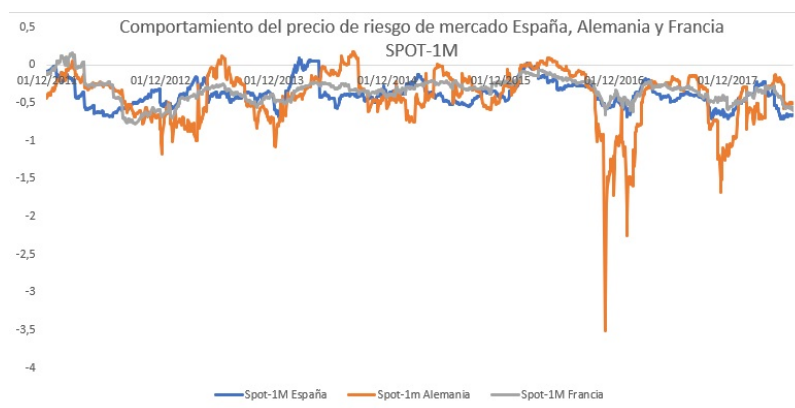


Figura 4: Evolución de las series de precios de mercado por unidad de riesgo Spot-1M

⁸ nivel de significatividad del 0.05

Las tres series de precios de mercado de riesgo siguen el mismo comportamiento, destacando que en las series de Alemania existen "outliers" en el año 2016. Este comportamiento puede venir explicado porque aunque estemos hablando de mercados diferenciados, no obstante, tanto el precio al contado como sobre todo el precio a plazo se ven afectados por los precios de los combustibles que normalmente siguen referencias internacionales.

Un parecido comportamiento se observa en la figura 5 que se encuentra a continuación, donde se ve la evolución de las series de precios de mercado de riesgo obtenidas mediante la utilización del precio 1Y y precio de contado a la hora de la calibración. Se puede ver que se ha reducido el "outlier" del mercado alemán, pero se sigue viendo que el precio de mercado por unidad de riesgo no es constante, lo que nos ayuda a plantearnos analizar las relaciones entre las series de lambdas a lo largo del tiempo, como se verá a continuación.

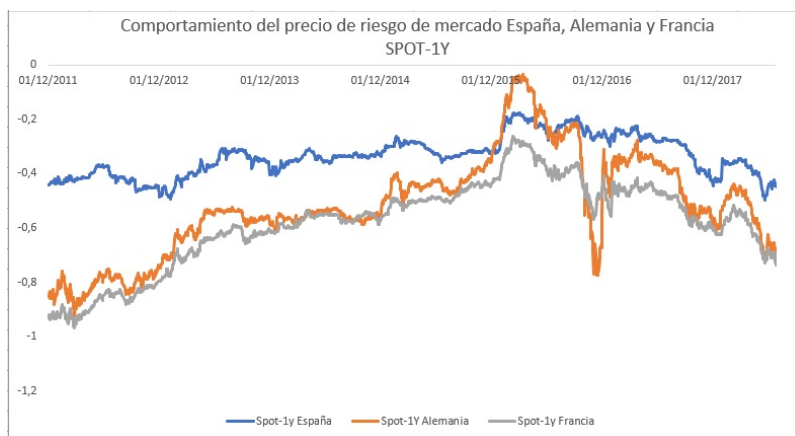


Figura 5: Evolución de las series de precios de mercado por unidad de riesgo Spot-1Y

Dentro del nivel de precios, los resultados muestran precios de mercado de riesgo negativos, entonces el valor esperado en el momento cero del precio futuro de contado que se iguala al precio a plazo sería mayor al precio de contado.

Por último, en la figura 6, se puede ver la evolución de las series de precios de mercado por unidad de riesgo Spot-2Y obtenidas mediante la utilización del precio 2Y y precio "spot" a la hora de la calibración. En esta figura se puede ver que el "outlier" se ha reducido más aún cuando aumenta el vencimiento de la serie de precios y se sigue visualizando que las series de precios de mercado de riesgo son negativas concluyendo lo ya comentado anteriormente.



Figura 6: Evolución de las series de precios de mercado por unidad de riesgo Spot-2Y

Como se ha comentado anteriormente, en este análisis se observa que el precio de mercado por unidad de riesgo no es constante, lo que nos ayuda a plantearnos analizar las relaciones entre las series de lambdas a lo largo del tiempo.

6.3. Relación entre series de precios de mercado de riesgo

Posibles relaciones entre las series de precios de mercado de riesgo Spot-1M

Al realizar el estudio del número de retardos de las variables se observa que bajo el criterio AIC, el número de retardos a introducir es 5. Por lo que en este caso, el modelo de corrección de error sería el siguiente:

$$\Delta Al_t = \alpha_{Al} + c(1)\Delta Esp_{t-1} + c(2)\Delta Esp_{t-2} + c(3)\Delta Esp_{t-3} + c(4)\Delta Esp_{t-4} + c(5)\Delta Esp_{t-5} + c(6)\Delta Al_{t-1} + c(7)\Delta Al_{t-2} + c(8)\Delta Al_{t-3} + c(9)\Delta Al_{t-4} + c(10)\Delta Al_{t-5} + c(11)\Delta Fr_{t-1} + c(12)\Delta Fr_{t-2} + c(13)\Delta Fr_{t-3} + c(14)\Delta Fr_{t-4} + c(15)\Delta Fr_{t-5} + \gamma_{Al}z_{t-1} + \varepsilon_{Alt}$$

$$\Delta Es_t = \alpha_{Es} + c'(1)\Delta Esp_{t-1} + c'(2)\Delta Esp_{t-2} + c'(3)\Delta Esp_{t-3} + c'(4)\Delta Esp_{t-4} + c'(5)\Delta Esp_{t-5} + c'(6)\Delta Al_{t-1} + c'(7)\Delta Al_{t-2} + c'(8)\Delta Al_{t-3} + c'(9)\Delta Al_{t-4} + c'(10)\Delta Al_{t-5} + c'(11)\Delta Fr_{t-1} + c'(12)\Delta Fr_{t-2} + c'(13)\Delta Fr_{t-3} + c'(14)\Delta Fr_{t-4} + c'(15)\Delta Fr_{t-5} + \gamma_{Es}z_{t-1} + \varepsilon_{Est}$$

$$\Delta Fr_t = \alpha_{Fr} + c''(1)\Delta Esp_{t-1} + c''(2)\Delta Esp_{t-2} + c''(3)\Delta Esp_{t-3} + c''(4)\Delta Esp_{t-4} + c''(5)\Delta Esp_{t-5} + c''(6)\Delta Al_{t-1} + c''(7)\Delta Al_{t-2} + c''(8)\Delta Al_{t-3} + c''(9)\Delta Al_{t-4} + c''(10)\Delta Al_{t-5} + c''(11)\Delta Fr_{t-1} + c''(12)\Delta Fr_{t-2} + c''(13)\Delta Fr_{t-3} + c''(14)\Delta Fr_{t-4} + c''(15)\Delta Fr_{t-5} + \gamma_{Fr}z_{t-1} + \varepsilon_{Frt}$$

A continuación, se estudia la estacionariedad de las series Spot-1M de cada uno de los países. Este proceso se realiza a través del test de DickeyFuller (Test DF). En el caso de la serie Spot-1M de Alemania, nos indica que la serie original no presenta raíz unitaria, siendo esta estacionaria, mientras que en el caso de las series originales Spot-1M de España y Francia se confirma que hay estadística suficiente para pensar que existe raíz unitaria, por lo que las series originales son no estacionarias.

Debido a la estacionariedad de la serie original Spot-1M Alemania, se pasa a estudiar la posible relación entre los mercados eléctricos mediante el uso de las series de precios de mercado de riesgo Spot-1Y.

Posibles relaciones entre las series de precios de mercado de riesgo Spot-1Y

Se vuelve a realizar el mismo estudio observando en este caso que bajo el criterio AIC, el número de retardos a introducir de cada una de las variables es 2. En este caso, el modelo de corrección de error es el siguiente:

$$\Delta Al_t = \alpha_{Al} + c(1)\Delta Esp_{t-1} + c(2)\Delta Esp_{t-2} + c(3)\Delta Al_{t-1} + c(4)\Delta Al_{t-2} + c(5)\Delta Fr_{t-1} + c(6)\Delta Fr_{t-2} + \gamma_{Al}z_{t-1} + \varepsilon_{Alt}$$

$$\Delta Est = \alpha_{Es} + c'(1)\Delta Esp_{t-1} + c'(2)\Delta Esp_{t-2} + c'(3)\Delta Al_{t-1} + c'(4)\Delta Al_{t-2} + c'(5)\Delta Fr_{t-1} + c'(6)\Delta Fr_{t-2} + \gamma_{Es}z_{t-1} + \varepsilon_{Est}$$

$$\Delta Fr_t = \alpha_{Fr} + c''(1)\Delta Esp_{t-1} + c''(2)\Delta Esp_{t-2} + c''(3)\Delta Al_{t-1} + c''(4)\Delta Al_{t-2} + c''(5)\Delta Fr_{t-1} + c''(6)\Delta Fr_{t-2} + \gamma_{Fr}z_{t-1} + \varepsilon_{Frt}$$

Para las tres series Spot-1Y se confirma que hay estadística suficiente para pensar que existe raíz unitaria, lo que implica que las series originales son no estacionarias y se pasa a estudiar el comportamiento de las primeras diferencias de cada una de las series. Realizando el mismo análisis para las series en primeras diferencias se rechaza la existencia de raíz unitaria por lo que las primeras diferencias serian estacionarias. Se dice así que las series originales Spoy-1Y de España , Alemania y Francia son integradas de primer orden.

Seguidamente se contrasta la cointegración de las series de precios de mercado por unidad de riesgo Spot-1Y de los tres mercados eléctricos viendo en la Tabla 23 del apéndice que los resultados deslumbran que al menos existen dos ecuaciones de cointegración.

Si existe relación de cointegración entre los precios de mercado de riesgo de los tres mercados debe existir un mecanismo de corrección de error que las relacione en el corto y largo plazo. Como bien dice la teoría, el modelo de corrección de error muestra que en presencia de cointegración, existe importante causalidad entre las variables, en principio con carácter bidireccional. Sólo si algunos de los coeficientes del modelo VECM resultan ser estadísticamente no significativos, podría hablarse de causalidad unidireccional.

Mercado español

Respecto a las series de precios de mercado del riesgo Spot-1Y, los resultados obtenidos (Tabla 5) muestran, por un lado, la ausencia de causalidad a corto plazo entre ellas (el valor p es superior al 0.05) y, por otra, una relación causal a largo plazo de la series Spot-1Y Alemania y Francia hacia la serie Spot-1Y España.

LP	CP ESP(-1)	CP ESP(-2)	CP ALE(-1)	CP AL(-2)	CP FR(-1)	CP FR(-2)
ΔEst	-0.05(0.00)*	-0.01 (0.77)	0.01(0.72)	0.03 (0.31)	0.01 (0.72)	0.02(0.42)
						-0.03 (0.21)

Tabla 5: Relación a largo y corto plazo para el caso español. (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

Mercado alemán

Para el caso en el que la variable dependiente es Spot-1Y Alemania, se observa en la Tabla 6 que esta serie no estaría causada a largo plazo ni por Spot-1Y España ni por Spot-1Y Francia mientras que a corto plazo si que se podría esperar relación entre la serie Spot-1y Alemania y Spot-1Y Francia.

	LP	CP ESP(-1)	CP ESP(-2)	CP ALE(-1)	CP AL(-2)	CP FR(-1)	CP FR(-2)
ΔAl_t	0.008(0.35)	-0.005(0.96)	0.003(0.97)	0.023(0.51)	-0.04(0.47)	0.1(0.00)*	-0.015(0.7)

Tabla 6: Relación a largo y corto plazo para el caso alemán (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

Mercado francés

En el caso del mercado francés, como se ve en la Tabla 7, por un lado puede existir relación a largo plazo de Spot-1Y Alemania y Spot-1Y España hacia Spot-1Y Francia, y por otro, la relación a corto plazo existente entre Spot-1Y Francia y Spot-1Y Alemania.

	LP	CP ESP(-1)	CP ESP(-2)	CP ALE(-1)	CP AL(-2)	CP FR(-1)	CP FR(-2)
ΔFr_t	0.03(0.00)*	0.005(0.83)	-0.007(0.8)	-0.04(0.12)	0.12 (0.04)*	0.05(0.15)	-0.05(0.09)

Tabla 7: Relación a largo y corto plazo para el caso francés (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

Una vez comentadas las posibles relaciones entre los mercados eléctricos mediante el uso de las series Spot-1Y de cada uno de los mercados se pasa a estudiar lo que ocurriría entre los mercados utilizando las series Spot-2Y.

Posibles relaciones entre las series de precios de mercado del riesgo Spot-2Y

Como en los casos anteriores, se vuelve a desarrollar el mismo análisis observando que en este caso bajo el criterio AIC, el número de retardos a introducir en cada una de las variables es 1, por lo que se ve que cuanto mayor es el vencimiento de la serie de precio a plazo utilizada menor es el número de variables explicativas que se utilizan para explicar la variable dependiente. En este caso el modelo de corrección de error es el siguiente:

$$\Delta Al_t = \alpha_{Al} + c(1)\Delta Esp_{t-1} + c(2)\Delta Al_{t-1} + c(3)\Delta Fr_{t-1} + \gamma_{Al}z_{t-1} + \varepsilon_{Alt}$$

$$\Delta Es_t = \alpha_{Es} + c'(1)\Delta Esp_{t-1} + c'(2)\Delta Al_{t-1} + c'(3)\Delta Fr_{t-1} + \gamma_{Es}z_{t-1} + \varepsilon_{Est}$$

$$\Delta Fr_t = \alpha_{Fr} + c''(1)\Delta Esp_{t-1} + c''(2)\Delta Al_{t-1} + c''(3)\Delta Fr_{t-1} + \gamma_{Fr}z_{t-1} + \varepsilon_{Frt}$$

Como se puede ver en las tablas 24,25,26,27,28 y 29 las series originales presentan raíz unitaria mientras que al realizar las primeras diferencias de estas, se rechaza dicha hipótesis obteniendo así que las series originales Spot-2Y de los tres mercados eléctricos son integradas de primer orden.

Como ocurre en el caso de las series Spot-1Y, se puede ver que para las series de precios de riesgo de mercado Spot-2Y al menos existen dos ecuaciones de cointegración. A continuación se pasa a estudiar la relación a largo y corto plazo entre los mercados estudiados a partir de las series Spot-2Y.

Mercado español

Respecto a las series de precios de mercado del riesgo Spot-2Y, los resultados obtenidos (Tabla 8) muestran, por un lado, la ausencia de causalidad a corto plazo entre ellas (el valor p es superior al 0.05) y, por otra, una relación causal a largo plazo de Spot-2Y Alemania y Spot-2Y Francia hacia Spot-2Y España como ocurre en el caso de las series de precios de mercado del riesgo antes comentadas Spot-1Y.

	LP	CP ESP(-1)	CP ALE(-1)	CP FR(-1)
ΔEs_t	-0.031(0.00)*	0.006(0.81)	-0.008(0.78)	0.02(0.45)

Tabla 8: Relación a largo y corto plazo para el caso español. (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

Mercado alemán

Se observa en la Tabla 9 que esta serie de precios de mercado del riesgo no estaría causada a largo plazo por ninguna de las dos series de precios de mercado del riesgo de ninguno de los otros dos mercados (español y francés) mientras que a corto plazo sí que se podría esperar relación entre Spot-2Y Alemania y Francia y además nos indica que la series de precios de mercado de riesgo Spot-2Y tienen en cuenta lo que ha ocurrido en el pasado.

	LP	CP ESP(-1)	CP ALE(-1)	CP FR(-1)
ΔAl_t	0.006(0.38)	-0.005(0.87)	-0.087(0.00)*	0.117(0.02)*

Tabla 9: Relación a largo y corto plazo para el caso alemán (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

Mercado francés

En el caso del mercado francés, como se ve en la Tabla 10, por un lado puede existir relación a largo plazo de Spot-2Y Alemania y Spot-2Y España hacia Spot-2Y Francia, y por otro, la relación a corto plazo existente entre Spot-2Y Francia y Alemania junto con que el pasado de las series de precio de mercado del

riesgo también tiene influencia sobre ellas.

	LP	CP ESP(-1)	CP ALE(-1)	CP FR(-1)
ΔFr_t	0.011(0.044)*	-0.014(0.6908)	-0.09(0.0157)	0.10(0.006)*

Tabla 10: Relación a largo y corto plazo para el caso francés (p-value) (*) valor significativo al 0.05. La fila hace referencia a la variable dependiente y las columnas a las variables independientes

7. Conclusión

El objetivo principal de este trabajo es analizar posibles relaciones entre los precios de electricidad de los mercados español, alemán y francés mediante la utilización de series de precios de mercado del riesgo a diferentes vencimientos observando que en general hay evidencia de integración de precios que aumenta con el tiempo.

Primero, en el análisis descriptivo se ha observado que el mercado que alcanza el precio más alto es el mercado francés, siendo este también el mercado que presenta la desviación típica más alta. Con respecto al comportamiento de los tres mercados estudiados, se ve que los tres mercados presentan una tendencia similar, aunque el mercado alemán llega a alcanzar precios por debajo de cero ya que, en el mercado alemán y francés, a diferencia del mercado español, se permiten precios negativos. En el mercado español, hay un precio máximo y mínimo, sin permitir números negativos, además la mayoría de las grandes empresas están en el lado de las compras y en el lado de la venta, lo que explica los menores picos del mercado español con respecto al mercado alemán. Como se ha dicho, los tres mercados presentan las mismas tendencias pues independientemente de las especificidades y estructura del sector eléctrico de cada país, los mercados de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (CO₂) y de combustibles de ciertas tecnologías de generación (carbón y gas) son globales. En este análisis descriptivo también se observa que el precio de la electricidad con entrega al contado es inferior al precio de la electricidad con entrega a plazo en los tres mercados.

Segundo, en base a los resultados obtenidos respecto al estudio que se ha realizado con las series de precio de mercado del riesgo Spot-1Y, en el caso del mercado español se encuentra relación causal a largo plazo de Spot-1Y Alemania y Spot-1Y Francia hacia Spot-1Y España pero a corto plazo las relaciones causales son inexistentes. En el mercado alemán se podría esperar relación entre Spot-1Y Alemania y Spot-1Y Francia a corto plazo mientras que a largo plazo no se vería causado por ninguno de los otros dos mercados. Respecto a la serie de precios Spot-1Y francés, esta se vería causada a largo plazo por Spot-1Y Alemania y Spot-1Y España y a corto plazo por Spot-1Y Alemania, lo que indica que en el corto plazo la causalidad es bidireccional entre Spot-1Y Francia y Spot-1Y Alemania.

Por otro lado, los resultados obtenidos con las series de precio de mercado de riesgo Spot-2Y para el caso español son los mismos, es decir, nos indican una relación de causalidad a largo plazo de Spot-2Y Alemania y Spot-2Y Francia hacia Spot-2Y España. Con respecto al mercado alemán se podría decir lo mismo, ya que sigue habiendo una relación causal a corto plazo entre Spot-2Y Alemania y Spot-2Y Francia, sumándole a esta que el precio pasado de electricidad de Alemania influye en el precio de electricidad futuro. Por último, con respecto a los resultados obtenidos en el mercado francés, se puede decir que las relaciones de causalidad a corto y largo plazo son las mismas que con las series Spot-1Y añadiendo como ocurre en el mercado alemán, el mercado francés mira a lo ocurrido en el pasado.

Finalmente, en este estudio se podría decir que las series de precios de mercado del riesgo de Alemania son las más integradas presentando por un lado una relación bidireccional a corto plazo con las series de precios de mercado del riesgo de Francia explicado posiblemente por operar en el mismo mercado y por otro lado, teniendo influencia a largo plazo sobre las series de precios de mercado del riesgo de España y Francia.

Con esto, en el futuro, se esperaría ver aún más convergencia, no solo a través de la madurez del mercado y una mayor armonización de los procedimientos comerciales, sino también como resultado de la coordinación intergubernamental de las medidas para establecer el precio de las externalidades ambientales.

El trabajo podría extenderse con otros vencimientos y con otros mercados, además de la incorporación de la variable gas que sería de gran interés. Por un lado, al incluir el gas podría influir en los resultados debido a que este juega un papel fundamental en el mercado eléctrico y por otro lado, al analizar otros vencimientos y otros mercados eléctricos se pueden complementar los resultados actuales con un mayor número de resultados empíricos que pueden incorporar nueva información, nuevas conclusiones y nuevas implicaciones con respecto lo obtenido en este trabajo.

8. Referencias

Bierbrauer, M.; Menn, C.; Rachev, S. y Trck, S. (2007). Spot and derivative pricing in the EEX power market. *Financ*, 31, 3462-3485.

Boisselau, F. (2004). The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation. Delft University Press.

Bolinches, C (1 de Diciembre 2015). As manipula Iberdrola el precio de la energía eléctrica, según la CNMC. Sede de Iberdrola en Bilbao.

Bower, J. (2002). Seeking the Single European Electricity Market: Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices. *Economics Working Paper Archive at Wustl*.

Engle, R.; Hendry, D. y Richard, J. (1983). Exogeneity. *Econometrica*, 51, 277-304.

Granger, C. (1983). Cointegrated variables and error correction models. Discussion paper.

Johansen, S. y Juselius, K. (1990). Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration with applications to the demand for money. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52, 169-210.

Mayer, K y Trck, S (2018). Electricity markets around the world.

Knittel, C.R. y Roberts, M. (2005). An empirical examination of restructured electricity prices. *Energy Econ*, 27, 791-817.

Lago, Jesus.; De Ridder, Fjo.; Vranx, Peter y De Schuttera, Bart. (2017). Forecasting day-ahead electricity prices in Europe: the importance of considering market integration.

Li, Y. y Flynn, P.C. (2004). Deregulated power prices: comparison of diurnal patterns. *Energy Pol*, 32, 657-672.

Lucia, J. y Schwartz, E.S. (2002). Electricity prices and power derivatives: evidence from the nordic power exchange. *Review of Derivatives Research*, 5, 5-50.

Manner, H.; Trk, D. y Eichler, M. (2016). Modeling and forecasting multivariate electricity price spikes. *Energy Econ*, 60, 255-265.

Secomandi, N. (2016). A tutorial on portfolio-based control algorithms for merchant energy trading ope-

rations. *Commod Markets*, 4, 1-13.

Zachmann, G. (2008). Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence ?. *Energy Economics*, 30, 1659-1671.

9. Apéndice de tablas

Parámetros estimados

Parámetros	Coficiente	std.Error	t-Statistic	Prob
α	50.7	0.82	61.77	0.0
β	-3.6	0.5	-7.1	0.0
β_2	-8.25	1.16	-7.1	0.0
β_3	-13.24	1.14	-11.65	0.0
β_4	-15.1	1.16	-13.16	0.0
β_5	-5.66	1.14	-4.98	0.0
β_6	0.099	1.15	0.086	0.93
β_7	2.015	1.136	1.77	0.076
β_8	0.73	1.14	0.64	0.52
β_9	0.8	1.19	0.68	0.5
β_{10}	1.94	1.18	1.64	0.1
β_{11}	0.49	1.193	0.41	0.68
β_{12}	3.13	1.14	2.75	0.006
ϕ	0.77	0.01	59.4	0.0

Tabla 11: . Estimación de los parámetros en el Mercado Español. El valor de σ en este mercado es de 11.81

Parámetros estimados

Parámetros	Coficiente	std.Error	t-Statistic	Prob
α	40.6	0.76	53.26	0.0
β	-9.84	0.47	-20.75	0.0
β_2	1.1	1.07	1.02	0.31
β_3	-3.94	1.05	-3.74	0.0
β_4	-5.04	1.06	-4.72	0.0
β_5	-6.18	1.05	-5.86	0.0
β_6	-4.81	1.06	-4.52	0.0
β_7	-1.31	1.05	-1.25	0.21
β_8	-1.33	1.05	-1.26	0.2
β_9	-1.58	1.05	-1.438	0.15
β_{10}	-0.64	1.1	-0.59	0.55
β_{11}	1.29	1.05	1.75	0.24
β_{12}	-2.51	1.05	-2.37	0.017
ϕ	0.67	0.015	44.56	0.0

Tabla 12: . Estimación de los parámetros en el Mercado Alemán. El valor de σ en este mercado es de 10.84

Parámetros estimados

Parámetros	Coeficiente	std.Error	t-Statistic	Prob
α	48.35	1.01	47.7	0.0
β	-6.4	0.63	-10.14	0.0
β_2	3.88	1.43	2.7	0.0
β_3	-5.09	1.4	-3.62	0.0
β_4	-9.8	1.41	-6.92	0.0
β_5	-12.24	1.4	-10.15	0.0
β_6	-13.37	1.41	-9.44	0.0
β_7	-9.75	1.4	-6.95	0.0
β_8	-10.1	1.4	-7.16	0.0
β_9	-6.49	1.47	-4.4	0.0
β_{10}	0.87	1.46	-0.59	0.55
β_{11}	5.57	1.47	3.78	0.0
β_{12}	-0.11	1.4	-0.08	0.93
ϕ	0.69	0.015	47.78	0.0

Tabla 13: . Estimación de los parámetros en el Mercado Francés.El valor de σ en este mercado es de 14.57

Test de raíz unitaria Spot-1M España

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.82	0.36
Test critical values:		
1 % level	-2.57	
5 % level	-1.94	
10 % level	- 1.61	

Tabla 14: Test de DF Spot-1M España.

Test de raíz unitaria Spot-1M Alemania

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.62	0.0084
Test critical values:		
1 % level	-2.56	
5 % level	-1.94	
10 % level	-1.61	

Tabla 15: Test de DF Spot-1M Alemania.

Test de raiz unitaria Spot-1M Francia

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.57	0.4687
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 16: Test de DF Spot-1M Francia

Test de raiz unitaria Spot-1Y España

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	0.141858	0.7270
Test critical values:	1 % level	-2.57	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 17: Test de DF Spot-1Y España.

Test de raiz unitaria Spot-1Y Alemania

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.093133	0.6515
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 18: Test de DF Spot-1Y Alemania.

Test de raiz unitaria Spot-1Y Francia

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.082756	0.6550
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 19: Test de DF Spot-1Y Francia

Test de raíz unitaria primeras diferencias Spot-1Y España

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-40.06665	0.0000
Test critical values:	1 % level	-2.57	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	- 1.61	

Tabla 20: Test de DF D(Spot-1Y) España.

Test de raíz unitaria primeras diferencias Spot-1Y Alemania

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-37.30765	0.0000
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 21: Test de DF D(Spot-1Y) Alemania.

Test de raíz unitaria primeras diferencias Spot-1Y Francia

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-39.34333	0.0000
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 22: Test de DF D(Spot-1Y) Francia

Test de Cointegración de Johansen

Hipotesis Nula	Valores propios	Test de Traza		
		Estadístico	valor crítico	Prob
Ninguna	0.021	65.36	35.19	0.00
Al menos 1	0.016	30.35	20.26	0.001
Al menos 2	0.0021	3.49	9.16	0.49

Tabla 23: Test de traza de las series Spot-1Y.

Test de raiz unitaria Spot-2Y España

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.089409	0.6528
Test critical values:	1 % level	-2.57	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	- 1.61	

Tabla 24: Test de DF Spot-2Y España.

Test de raiz unitaria Spot-2Y Alemania

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.151439	0.6314
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 25: Test de DF Spot-2Y Alemania.

Test de raiz unitaria Spot-2Y Francia

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.477285	0.5091
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 26: Test de DF Spot-2Y Francia

Test de raiz unitaria primeras diferencias Spot-2Y España

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.290801	0.0010
Test critical values:	1 % level	-2.57	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	- 1.61	

Tabla 27: Test de DF D(Spot-2Y) España.

Test de raiz unitaria primeras diferencias Spot-2Y Alemania

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-40.19860	0.0000
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 28: Test de DF D(Spot-2Y) Alemania.

Test de raiz unitaria primeras diferencias Spot-2Y Francia

		t-Statistic	Prob.*
	Augmented Dickey-Fuller test statistic	-6.618275	0.0000
Test critical values:	1 % level	-2.56	
	5 % level	-1.94	
	10 % level	-1.61	

Tabla 29: Test de DF D(Spot-2Y) Francia

Test de Cointegración de Johansen

Hipotesis Nula	Valores propios	Test de Traza		
		Estadístico	valor crítico	Prob
Ninguna	0.025702	65.89064	35.19275	0.0000
Al menos 1	0.012979	23.52730	20.26184	0.0171
Al menos 2	0.001396	2.272614	9.164546	0.7231

Tabla 30: Test de traza de las series Spot-2Y.

10. Apéndice de figuras

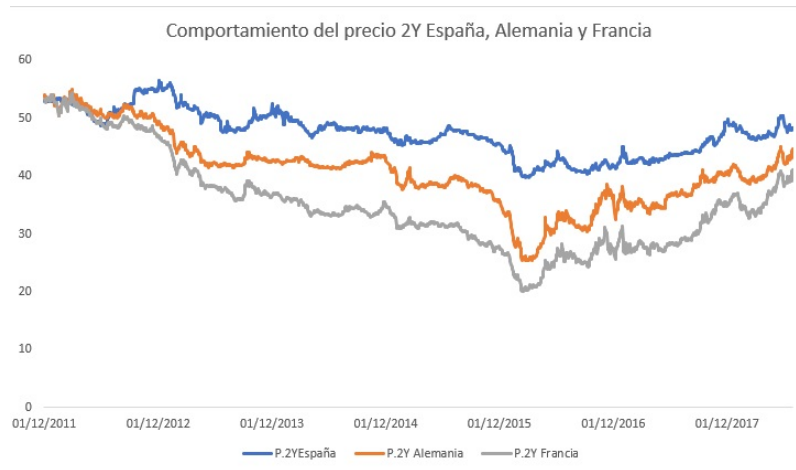


Figura 7: Evolución de precios con entrega durante el segundo año de los diferentes mercados

11. Apéndice de matrices

Matriz de correlaciones España

$$\begin{pmatrix} SPAIN & SPOT & 1M & 1Y & 2Y \\ SPOT & 1,00 & 0,68 & 0,23 & 0,09 \\ 1M & 0,68 & 1,00 & 0,51 & 0,30 \\ 1Y & 0,23 & 0,51 & 1,00 & 0,90 \\ 2Y & 0,09 & 0,30 & 0,90 & 1,00 \end{pmatrix}$$

Matriz de correlaciones Alemania

$$\begin{pmatrix} ALEMANIA & SPOT & 1M & 1Y & 2Y \\ SPOT & 1,00 & 0,55 & 0,51 & 0,49 \\ 1M & 0,55 & 1,00 & 0,39 & 0,26 \\ 1Y & 0,51 & 0,39 & 1,00 & 0,96 \\ 2Y & 0,49 & 0,26 & 0,96 & 1,00 \end{pmatrix}$$

Matriz de correlaciones Francia

$$\begin{pmatrix} FRANCIA & SPOT & 1M & 1Y & 2Y \\ SPOT & 1,00 & 0,62 & 0,30 & 0,27 \\ 1M & 0,62 & 1,00 & 0,82 & 0,78 \\ 1Y & 0,30 & 0,82 & 1,00 & 0,99 \\ 2Y & 0,27 & 0,78 & 0,99 & 1,00 \end{pmatrix}$$