

**GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y
DIRECCIÓN DE EMPRESAS**
Departamento de Economía Aplicada III
Curso 2015/2016

**DETERMINANTES DEL PRECIO DEL DERECHO DE
EMISIÓN EUROPEO**

Autor: Unai Casado Galdeano

Directora: Pilar González Casimiro

Bilbao, a 22 de junio de 2016



Índice

RESUMEN	4
1. Introducción	5
2. Mercado europeo de derechos de emisión de CO ₂	8
2.1 Descripción del mercado.....	8
2.2 Funcionamiento del mercado	10
3. Metodología	15
3.1 Determinantes del precio de los derechos	15
3.2 Datos	16
3.3 Modelo econométrico.....	23
4 Resultados	29
5 Conclusiones.....	41
Bibliografía	44
Anexo 1. Antecedentes del protocolo de Kioto.	48
Anexo 2. Emisiones de CO ₂ y objetivos por país.	49
Anexo 3. Partes con compromisos asumidos en el protocolo de Kioto.....	50
Anexo 4. Sectores en riesgo de fuga de carbono.....	51
Anexo 5. Gráficos de las variables.....	52
Anexo 6. Resultados para la muestra completa.....	55
Anexo 7. Resultados contrastes de Dickey Fuller por fase.	56
Anexo 8. Gráficos de residuos contra el tiempo.....	57

Lista de tablas

Tabla 1. Valores críticos DF_{α}	24
Tabla 2. Contrastes de Dickey Fuller aumentado.....	25
Tabla 3. Estadísticos F para el contraste de causalidad de Granger.	27
Tabla 4. Resultados contraste de Chow para modelos (3) y (4).....	30
Tabla 5. Resultados para la segunda fase.	31
Tabla 6. Resultados para la tercera fase.	32
Tabla 7. Resultados de la segunda fase con estimadores MCO robustos de White.....	35
Tabla 8. Resultados contraste efectos ARCH.	39
Tabla 9. Resultados modelo GARCH para la segunda fase.....	40
Tabla 10. Resultados modelo GARCH para la tercera fase.	41
Tabla 11. Precedentes del protocolo de Kioto cronológicamente ordenados.	48
Tabla 12. Objetivos de reducción de emisiones europeas en el Protocolo de Kioto.....	49
Tabla 13. Anexo B del Protocolo de Kioto.....	50
Tabla 14. Sectores europeos en riesgo de fuga de carbono.	51
Tabla 15. Resultados para la muestra completa.....	55
Tabla 16. Resultados contrastes DF para la segunda fase.	56
Tabla 17. Resultados contrastes DF para la tercera fase.	56

Lista de gráficos

Gráfico 1. Evolución de las temperaturas globales medias de 1850 a 2014 con respecto al periodo de referencia 1961-1990.	5
Gráfico 2. Elevación del nivel medio de los mares del globo con respecto al periodo de referencia 1900-1905.	6
Gráfico 3. Calendario anual del EU ETS.	10
Gráfico 4. Mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kioto.	11
Gráfico 5. Precio del futuro de los EUA 2005-2010; futuros a diciembre de 2007 y 2010.	13
Gráfico 6. Estimación de la evolución de las asignaciones de cuotas.	14
Gráfico 7. Antecedentes del protocolo de Kioto y las siguientes medidas tomadas.	48
Gráfico 8. Emisiones de CO ₂ por país (año base 1990).	49
Gráfico 9. Precio del derecho de emisión (EUA).	52
Gráfico 10. Primeras diferencias de los logaritmos del precio de los EUA.	52
Gráfico 11. Precio del gas natural.	53
Gráfico 12. Precio del carbón.	53
Gráfico 13. Precio del petróleo.	53
Gráfico 14. Valores del switch.	54
Gráfico 15. Cotización del EuroStoxx50.	54
Gráfico 16. Residuos para la segunda fase.	57
Gráfico 17. Residuos para la segunda fase.	57

RESUMEN

Diversos estudios han investigado sobre los posibles determinantes del precio del derecho de emisión europeo. En este trabajo de fin de grado se pretende analizar qué factores influyen en el precio de este producto financiero y de qué manera lo hacen, además de comprobar posibles cambios en el funcionamiento del mercado. La metodología utilizada para llevar a cabo este análisis se basa principalmente en el modelo de regresión lineal general.

A diferencia de otros estudios existentes, la muestra utilizada va desde 2008 hasta 2015, por lo que incluye la segunda fase (2008-2012) de este mercado de derechos de emisión y la tercera (2013-2015), lo que permite analizar las posibles diferencias de funcionamiento del mercado entre ambas fases. Los resultados obtenidos sostienen la existencia de este cambio estructural de manera que en la segunda fase los factores más influyentes son el gas natural y el petróleo, mientras que en la tercera fase el comportamiento del mercado cambia drásticamente de forma que el carbón parece ser el factor más influyente.

SUMMARY

Several studies have dug into the possible determinants of the price of the European emission allowance. The aim of this final degree project is to analyse what factors influence the price of this financial product and how they do it, while we also check possible changes in the market behavior. The methodology used to conduct this analysis is mainly based on the generalized linear regression model.

Unlike other existing studies, the sample we use includes observations from 2008 to 2015, therefore it includes the second phase (2008-2012) and the third phase (2013-2015) of this emission allowance market, allowing us to analyse the possible changes in the market behavior between those phases. The results support the existence of this structural change in a way that in the second phase the most influential factors were the natural gas and oil, whereas in the third phase the market behavior changes and coal becomes the influential factor.

LABURPENA

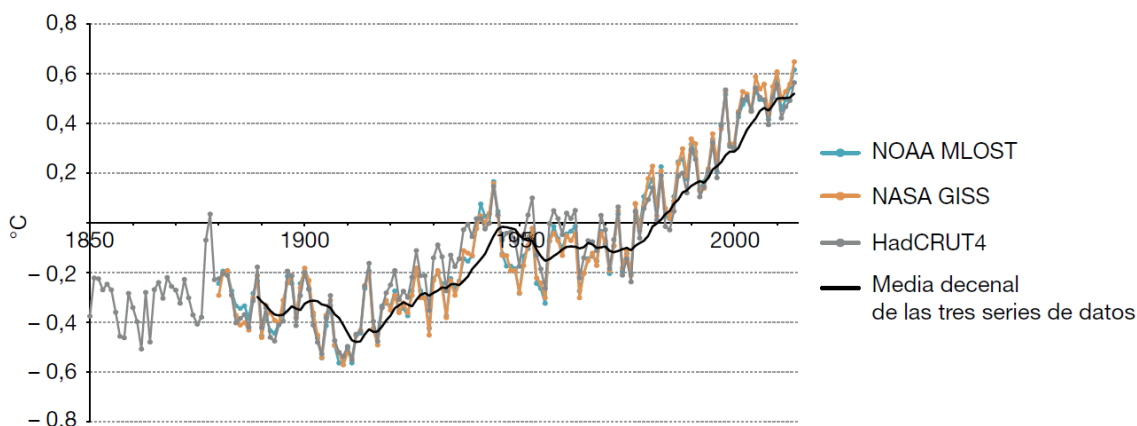
Hainbat ikerketek hausnartu dute isurketa eskubide europar prezioaren determinatzaile nagusiak zeintzuk diren. Gradu amaierako lan honetan aztertu nahi da zer faktorek eragiten duten produktu finantzario honen prezioan eta nola. Análisi hau burutzeko erabilitako metodologia oinarritzen da nagusiki erregresio eredu lineal orokorrean.

Egindako ikerketak ez bezala, gure laginak 2008tik 2015erainoko datuak biltzen ditu, zeinak barneratzen dituen isurketa eskubide merkatu honen bigarren (2008-2012) eta hirugarren faseak (2013-2015), horrela ahalbidetuz fase hauen arteko merkatu funtzionamenduaren aldaketak analizatzen. Lortutako emaitzen arabera, egiturazko aldaketa hau existitzen da eta horrela bigarren fasean determinatzaile nagusiak gas naturala eta petrolioa ziren, baina hirugarren faseko merkatua erabat aldatzen da eta ikatza da determinatzaile nagusia.

1. Introducción

El problema de la contaminación a nivel mundial ha ido cobrando sustancial relevancia desde el momento en que se tomó conciencia de que los recursos naturales de nuestro planeta no eran infinitos. Ya en el año 1972 Meadows et al. en su publicación *Los límites del crecimiento* alertaban del problema de seguir produciendo al ritmo del momento (Valero, 2014) y es que este cambio climático creado en gran parte por los elevadísimos niveles de producción puede acarrear una serie de consecuencias irreversibles para la humanidad. Entre ellas cabe destacar el calentamiento global mediante el aumento de la temperatura atmosférica de la superficie del globo y los cambios que crea en los sistemas biológicos naturales y sistemas marinos, en estos últimos debido al aumento del nivel del agua a consecuencia del deshielo de los polos (Parry et al., 2007). Los gráficos 1 y 2 dan constancia de estas consecuencias.

Gráfico 1. Evolución de las temperaturas globales medias de 1850 a 2014 con respecto al periodo de referencia 1961-1990.



Fuente: NOAA¹, NASA² y Met Office³, 2015 de Institute for Climate Economics (2016).

Ya desde la década de los 70 del siglo pasado, se sospechaba que el cambio climático podía estar motivado por la contaminación humana, pero no fue hasta la década de los 90 y gracias a los avances en la fiabilidad de los modelos informáticos y del trabajo observacional, que se demostró que el calentamiento global era un hecho. En este contexto se crea en 1988 el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), una organización formada por más de 2500 científicos con el propósito de medir el efecto de los gases de efecto invernadero (GEI). Esta organización es la que alerta a los estados mediante sendos informes, en 1992 y 1996, sobre el cambio climático y crea la primera alarma (Houghton et al., 1992). De aquí surge en 1992 la Cumbre de la Tierra, un evento llevado a cabo en Río de Janeiro que fue un punto de inflexión en la lucha contra el cambio climático. Entre los principios declarados cabe mencionar el primero y el cuarto (Naciones Unidas, 1992):

¹ NOAA MLOST hace referencia al índice NOAA Merged Land-Ocean Surface Temperature, un índice de temperaturas globales creado por el *Earth System Research Laboratory*.

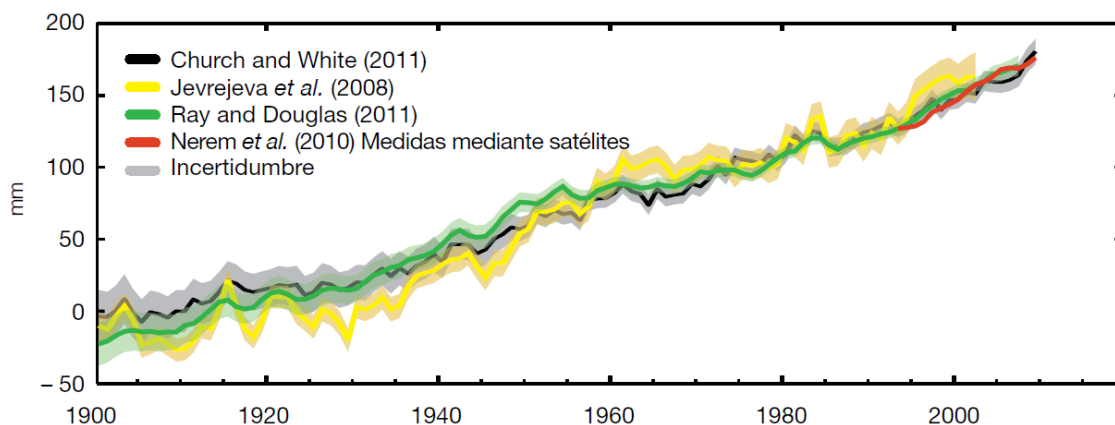
² NASA GISS es un índice homólogo al anterior creado por el departamento *Goddard Institute for Space Studies* de la National Aeronautics and Space Administration (NASA).

³ HardCRUT4 es el homólogo a los anteriores, índice creado por el *Met Office Hadley Centre*.

Principio 1: “Los seres humanos constituyen el centro de las preocupaciones relacionadas con el desarrollo sostenible. Tienen derecho a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza”.

Principio 4: “A fin de alcanzar el desarrollo sostenible, la protección del medio ambiente deberá constituir parte integrante del proceso de desarrollo y no podrá considerarse en forma aislada”.

Gráfico 2. Elevación del nivel medio de los mares del globo con respecto al periodo de referencia 1900-1905.



Fuente: Giec, 1er grupo de trabajo, 2013 de Institute for Climate Economics (2016).

A raíz de esta cumbre, los estados tomaron en 1998 la primera medida reseñable contra la contaminación: el Protocolo de Kioto (Naciones Unidas, 1998). El protocolo no entró en vigor hasta el 2005 y el primer periodo de compromiso se inició en 2008. Ya que los GEI (entre los cuales se encuentra el CO₂, objeto de estudio en este trabajo) son los principales causantes del cambio climático, el objetivo del protocolo era reducir las emisiones de estos gases a nivel mundial durante el periodo 2008-2012, como mínimo en un 5% respecto a los niveles de 1990.⁴ Cabe remarcar la desigualdad de trato que genera en principio este objetivo: países como, por ejemplo España, que estaba por el año 2000 en desarrollo con unas tasas de crecimiento muy altas, ahora debía reducir sus emisiones a niveles inferiores a los de 1990, año con niveles de producción mucho menores que los de 2005; mientras que países con una industria más madura y desarrollada en el año 1990, y por ende, con unas tasas de crecimiento menores como Francia o el Reino Unido, deben reducir en menor medida sus emisiones ya que su estructura industrial en 1990 y en 2005 no es tan diferente.⁵

Aun así la Unión Europea (UE) actuaba como un todo, es decir, la UE en su totalidad debía conseguir esa reducción del 5% de forma solidaria, por lo que se decidió que los estados con menor PIB per cápita deberían reducir en menor medida sus emisiones o incluso tenían derecho a aumentarlas, para así asegurar el crecimiento conjunto de la zona euro. En el caso de España, esta podía aumentar sus emisiones en un 15%, mientras que Alemania debía

⁴ Más información sobre los precedentes de dicho protocolo en el anexo 1.

⁵ Véase anexo 2 para ver la evolución de las emisiones de los países seleccionados.

reducirlas en un 21% (BOE, 2009). Esta flexibilidad que se le ofreció a la UE se conoce como “*bubbling*”. Implica que un país excedentario en cuotas y créditos pueda compensar un estado deficitario en ellos ya que la UE será juzgada en su conjunto.⁶

De este protocolo de Kioto surgió como uno de los mecanismos para lograr los objetivos especificados el mercado de derechos de emisión europeo, objeto de estudio en este trabajo. El objetivo de este mercado es dar incentivos a las empresas para reducir sus niveles de contaminación mediante una imposición sobre cada tonelada de CO₂ emitida.

Otra medida importante y actual, muestra inequívoca de la preocupación de la UE por el cambio climático, es la Conferencia sobre el cambio climático de París COP21, la cual pretende lograr un acuerdo vinculante para todos los países con el que conseguir una reducción de las emisiones de GEI (COM, 2014). En este evento se consigue un acuerdo sobre la etapa posterior al Protocolo de Kioto, acuerdo que debería haberse tomado con anterioridad ya que este protocolo finalizaba en 2012, fecha para la que la UE no cumplió los objetivos a los que se comprometió.

El objetivo de este trabajo es analizar qué factores afectan al precio del derecho de emisión europeo (en lo sucesivo EUA) y en qué medida lo hacen. Este análisis se lleva a cabo durante el periodo 2008-2015, periodo que se divide en dos fases: la segunda fase del mercado de derechos de emisión abarca de 2008 a 2012 y la tercera abarcará de 2013 a 2020. La metodología utilizada para el análisis va a ser el modelo de regresión lineal general que se estimará por el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO). Se realizará un contraste de cambio estructural entre las previamente mencionadas dos fases con objeto de determinar si cambia el comportamiento del mercado.

La estructura que seguiremos a la hora de abordar el trabajo será la siguiente: en la segunda sección analizaremos el mercado de derechos de emisión, abordando la descripción del mismo, las motivaciones económicas de su existencia y su funcionamiento. En la tercera sección explicaremos la metodología llevada a cabo en el trabajo empezando por la explicación del modelo teórico, seguido por una explicación de los datos utilizados y de sus fuentes, para acabar con el modelo econométrico. A continuación, en la cuarta sección analizaremos los resultados obtenidos con nuestro modelo econométrico por MCO, estudiaremos las posibles diferencias en el comportamiento del mercado entre fases y contrastaremos la posible existencia de efectos ARCH. El trabajo concluye con una sección que recoge las conclusiones más relevantes.

⁶ Véase anexo 2 para ver la tabla de los porcentajes de las emisiones que debía reducir cada país.

2. Mercado europeo de derechos de emisión de CO₂

2.1 Descripción del mercado

Como hemos mencionado en la introducción, la UE está muy comprometida en la lucha contra el cambio climático. Buena prueba de ello son, al margen del COP21, las líneas estratégicas y políticas energéticas a 2030, entre cuyos objetivos se encuentran la reducción en un 40% de las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990 y el mínimo de que el 27% del consumo energético europeo provenga de fuentes renovables (COM, 2014).

Ya en marzo de 2007 la Comisión Europea (CE) presentó un conjunto de propuestas para establecer objetivos de reducción de emisiones de GEI, el objetivo 20/20/20. Los tres objetivos principales eran (COM, 2007):

- Reducción del 20% de las emisiones de GEI para 2020 respecto a los niveles de 1990.
- 20% de participación de las energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020.
- Incrementar la eficiencia energética para conseguir una reducción del 20% del consumo total de energía en 2020 respecto del escenario tendencial.

La piedra angular y herramienta principal de la UE para alcanzar el primer objetivo es el mercado de Derechos de Emisión de CO₂ creado en 2005 coincidiendo con la entrada en vigor del Protocolo de Kioto. Este mercado de derechos de emisión se creó bajo la directiva europea 2003/87/EC, siendo el primer mercado de estas características, y fue implantado con posterioridad por otros países al ver los beneficios que este tipo de mercado reportaría a su economía y medioambiente a medio y largo plazo. Actualmente afecta a los 28 Estados miembros de la UE y a los 3 estados adicionales del Espacio Económico Europeo (Islandia, Liechtenstein y Noruega), englobando así a 11.000 eléctricas, plantas industriales y aerolíneas⁷ y controlando el 45% de las emisiones de CO₂ europeas totales (COM, 2015a). El objetivo de este mercado es conseguir, mediante incentivos económicos, que un conjunto de plantas industriales reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera (España. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, n.d.). De esta forma se quiere promover la utilización de tecnologías eficientes y con una menor generación de residuos de carbono. Su funcionamiento es muy parecido al de cualquier otro mercado financiero, existiendo productos derivados. Ha llegado a comerciar 2298,5 millones de toneladas de CO₂ emitidas por año en el periodo 2005-2007 (Mansanet-Bataller y Pardo, 2008).

El mercado está regulado por el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU Emissions Trading System, EU ETS) y es el mercado medioambiental más grande del mundo, superando incluso al mercado de SO₂ americano tanto en volumen de transacciones como en cantidad de fábricas a las que afecta o emisiones

⁷ El sector de la aviación pasó a estar controlado por el EU ETS el 1 de enero de 2012, mediante la directiva 2008/101/EC, la cual es una enmienda de la previamente mencionada 2003/87/EC (European Commission Climate action, 2013). Más información sobre la 2008/101/EC en <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32008L0101>.

cubiertas (Mansanet-Bataller et al., 2007). Está supervisado por el DITC (Diario Independiente de Transacciones de la Comunidad), el cual a su vez está supervisado por el DIT (Diario Independiente de Transacciones), que controla tanto este sistema de comercio de emisiones como otros ajenos a la UE (Mansanet-Bataller y Pardo, 2008).

Para hallar la razón por la que se crea este mercado se debe recurrir, aparte de a la responsabilidad de preservar el planeta habitable para futuras generaciones, a las justificaciones planteadas por la economía ambiental. La acción de contaminar causa externalidades negativas a otras empresas (más directamente o menos) y a la población mundial. La solución a este problema fue tratada por primera vez por Arthur Cecil Pigou, quien propuso la introducción del impuesto Pigouviano para limitar eficientemente las externalidades negativas; pero sería Ronald Coase quién más tarde, en 1960, trató el tema desde el punto de vista de los derechos de propiedad, representando perfectamente de esta forma la labor que desempeña un mercado como el de los EUA. Cuando los derechos de propiedad están perfectamente definidos, pertenezcan a quien contamina o sean atribuidos a quien no debe ser perjudicado por la contaminación, se crea un mercado que asigna eficientemente los recursos, limitando adecuadamente la magnitud de la externalidad negativa⁸.

Coase (1960) defendía que una manera para alcanzar el nivel de producción socialmente óptimo era otorgando los derechos de propiedad, que en nuestro caso son los derechos de emisión, a los agentes privados (en nuestro caso eléctricas e industrias grandes consumidoras de energía reguladas por el EU ETS) o a los externos (agentes que se ven dañados por la contaminación). Demostró que tanto dándoles los derechos a los agentes privados o a los externos se llegaba al mismo punto deseado, al nivel de producción socialmente óptimo, aunque las consecuencias desde el punto de vista distributivo sean diferentes al concederle los derechos a una parte o a la otra⁹. Así, diversos autores tales como Dales (1968) y Montgomery (1972), entre otros, serán los que en los sucesivos años a la publicación de Coase realizarán la primera aplicación de este concepto en el ámbito de las externalidades por contaminación, creando así el primer concepto teórico del sistema de comercio de derechos de emisión. Esta idea surgió y se empezó a debatir a nivel de la UE en 1998, después del Protocolo de Kioto y en un comunicado de la Comisión Europea llamado *Climate Change—Towards an EU Post-Kyoto Strategy* (COM, 1998).

En el mercado de derechos de emisión, los derechos de contaminación se otorgan a los agentes privados, es decir, a las eléctricas y sectores bajo el EU ETS, mediante los Planes Nacionales de Asignación (National Allocation Plan, NAP) durante la primera y segunda fase. Cada estado proponía a la UE las emisiones que iba a realizar y cómo las iba a distribuir entre las diferentes empresas contaminantes con qué criterio, y la UE debía ratificarlo. En la tercera fase se cambia el método de asignación de derechos y cada vez es más frecuente realizar subastas para ello, como explicaremos en la siguiente sección. Así, una empresa a la que se le

⁸ Aun así, cabe remarcar que la UE trató de usar el método del impuesto unitario de Pigou en 1990, el cual no tuvo éxito alguno debido a que necesitaba la aprobación unánime de todos los Estados miembros (Convery y Redmon, 2007).

⁹ Más información en Riera et al. (2005), capítulos 3 (Corrección con impuestos unitarios; impuesto Pigouviano) y 4 (derechos de propiedad y el teorema de Coase).

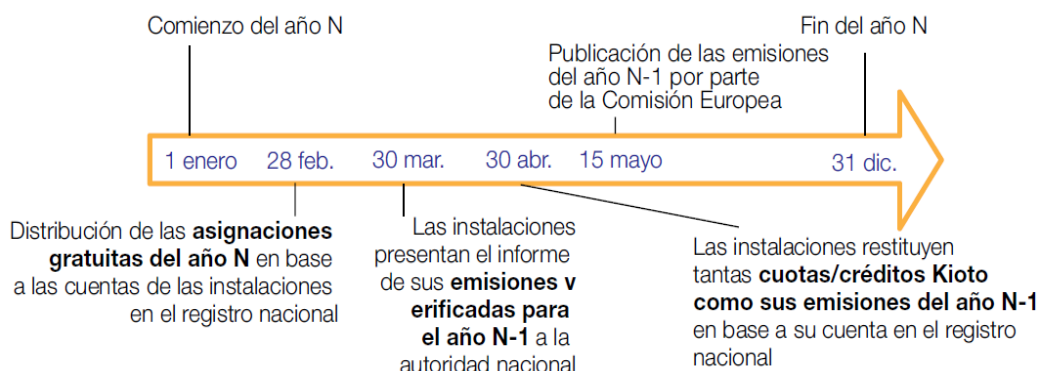
asignan más derechos de contaminación de los que va a usar, ya sea por una mejora en los procesos productivos o por la obtención de tecnologías limpias, puede vender estos derechos en el mercado a una empresa a la que se le hayan asignado menos de los que necesita. Así se controla el cómputo global de emisiones a nivel europeo. De esta forma también, mediante un tope de emisiones global europeo menor al que llegarían las empresas sin ningún tipo de restricción, se promueve el uso de energías eficientes y la innovación para crearlas.

Desde la creación del EU ETS se pueden distinguir tres fases. Estas serán objeto de análisis en la siguiente sección, explicándose sus características y de qué forma han cambiado el funcionamiento del mercado.

2.2 Funcionamiento del mercado

El mercado funciona de la siguiente forma. Las empresas de los sectores que estén bajo el EU ETS deben poseer a final de año los EUA correspondientes a las emisiones que hayan realizado durante el periodo, de tal suerte que un EUA da derecho a contaminar una tonelada equivalente de CO₂. Si no se es poseedor de ese EUA, se deberá pagar una penalización cuyo importe ha variado desde la implantación del sistema, pero su importe ha estado siempre considerablemente por encima del precio del EUA. De esta forma las empresas pueden optar por dos actitudes: innovar en tecnologías menos contaminantes o eficiencia energética y de esta forma tener que adquirir menos EUA, o no innovar, ahorrándose esa inversión en I+D y comprar los EUA. A largo plazo la primera opción es la más adecuada y rentable, aunque la decisión de optar por una opción u otra dependerá del sector y del tipo de producto fabricado, ya que en unos sectores es más fácil innovar que en otros (COM, 2015a). El gráfico 3 muestra el calendario del EU ETS.

Gráfico 3. Calendario anual del EU ETS.



Fuente: Institute for Climate Economics (2016).

Hay que señalar que, además del mercado de derechos de emisión, existen de forma complementaria tres mecanismos para ayudar en la reducción de las emisiones de CO₂ únicamente para los países que hayan asumido compromisos de reducción de emisiones, es

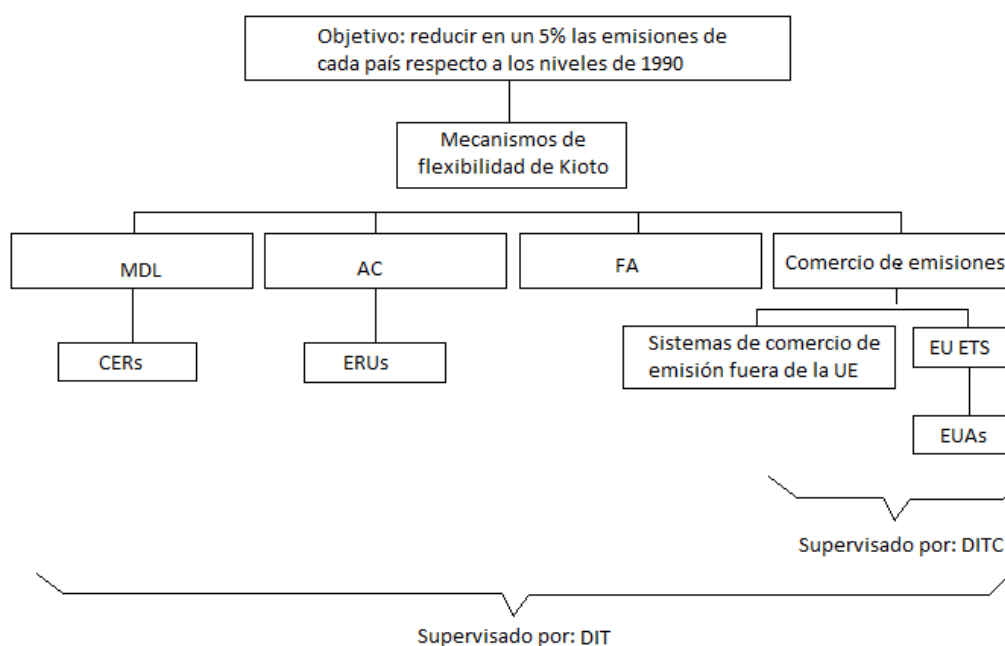
decir, para los presentes en el Anexo B del protocolo de Kioto.¹⁰ Estos mecanismos están representados en el gráfico 4.

El primero es el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), el cual ofrece a las empresas y gobiernos la posibilidad de invertir en la transferencia de tecnologías limpias para empresas y gobiernos de países en desarrollo a cambio de Certificados de Emisión de Reducciones (CER por sus siglas en inglés), equivalentes a los EUA a nivel mundial, dando el mismo derecho a contaminar una tonelada de CO₂. De esta forma se fomenta mediante incentivos económicos la reducción de emisiones a nivel internacional.

El segundo mecanismo es la denominada Aplicación Conjunta (AC), homóloga del mecanismo anterior pero cuando la inversión se produce entre países del Anexo B del Protocolo de Kioto. El país inversor recibe un derecho de emisión a un precio más económico que el de mercado, en este caso denominados Emissions Reduction Units (ERU), y el receptor recibe la inversión y la tecnología. Este mecanismo contribuye a fomentar las inversiones limpias y ayuda a los países a alcanzar sus correspondientes reducciones de emisiones de una manera conjunta y rentable.

El tercer mecanismo, el Fondo de Adaptación (FA), es un tanto diferente ya que se trata de un fondo cuyo objetivo es financiar proyectos y programas concretos de adaptación en países en desarrollo que sean Partes en el Protocolo de Kioto. La financiación del fondo se consigue mediante parte de los ingresos resultantes de los proyectos llevados a cabo por el primer mecanismo, el MDL, por lo que anteriormente no se consideraba un mecanismo como tal sino un submecanismo del MDL (United Nations framework convention on Climate Change, 2014).

Gráfico 4. Mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kioto.



Fuente: elaboración propia a partir de United Nations framework convention on Climate Change (2014).

¹⁰ Véase anexo 3 para ver dichos países y sus compromisos de reducción de emisiones.

Como indicábamos previamente, se distinguen tres fases en el mercado de derechos de emisión (European Commission Climate action, 2013). Aunque las líneas maestras del diseño del mercado no se han modificado desde la puesta en marcha, si se observan algunos cambios importantes en el funcionamiento del mismo en las distintas fases.

- La primera fase se inició con la entrada en vigor del protocolo de Kioto el 1 de enero de 2005, siendo vinculante para los entonces 25 Estados miembros de la UE. Fue un periodo de prueba llevado a cabo entre 2005 y 2007 con el objetivo de ver el funcionamiento del mercado y crear la estructura necesaria para su correcto funcionamiento futuro mediante el “learning by doing”, especialmente para la segunda fase, para cuyo final la UE se había comprometido a llevar a cabo la reducción de al menos el 5% de las emisiones respecto a los niveles de 1990. En esta primera fase se implicaron solo los generadores de energía y los sectores industriales intensivos en energía, es decir, los de mayor consumo energético.

En este escenario cada estado repartía gratuitamente los EUA entre sus empresas, y para saber cuántos EUA podía distribuir cada estado, estos debían dirigir al EU ETS su Plan Nacional de Asignación de derechos (NAPs) para que fuera aprobado por este órgano. La asignación de estos derechos era gratuita porque los regímenes de comercio de derecho de emisiones no estaban aún implantados en los países fuera de la UE (Estados Unidos, China, etc.) y se generaría una desventaja competitiva si se les cobraba a las empresas por los derechos. Los mencionados planes nacionales eran documentos en los cuales los estados solicitaban una cantidad de derechos para sus empresas y argumentaban las razones que les habían llevado a solicitar esa cantidad. El EU ETS aceptaría el plan nacional de asignación de derechos si era consecuente y seguía las líneas establecidas por el protocolo de Kioto. La penalización a pagar por tonelada de CO₂ emitida sin su correspondiente permiso durante esta fase ascendía a 40 euros, precio ligeramente por encima del precio del derecho de emisión.

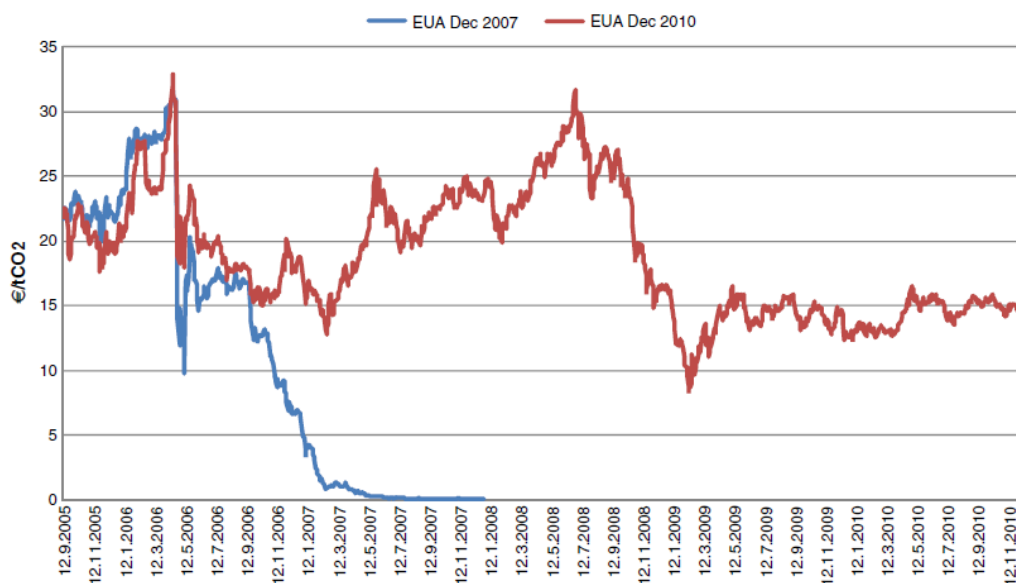
- La segunda fase abarca el periodo 2008-2012. Se suman los tres estados adicionales del Espacio Económico Europeo (Islandia, Liechtenstein y Noruega) a los anteriores 25 presentes, además del sector de la aviación en enero de 2012. La asignación de EUA siguió siendo gratuita, pero solo en un 90%. Diversos estados decidieron repartir ese 10% restante mediante subasta. La penalización por tonelada de CO₂ emitida sin su respectivo EUA ascendió a 100 euros, como se puede ver, bastante por encima del precio de los EUA.

Al final de la primera fase, en caso de tener un excedente de derechos, no se permitió materializar ese derecho obtenido para 2007 en 2008, lo que sí se pudo llevar a cabo sin embargo entre 2005 y 2006, y entre 2006 y 2007, dado que no se producía un cambio de fase entre estos últimos dos años. Ello acarreó que el futuro del derecho de emisión a diciembre de 2007 alcanzara un valor cercano a cero tal y como se puede ver en el gráfico 5.

Con objeto de que este problema no se repitiera, se permitió el “banking” y el “borrowing” de los EUA entre la segunda y tercera fases. Con el banking entre fases, si

en el último año de una fase una empresa tenía excedente de derechos, se le permitía guardar estos para el siguiente año. Con el “borrowing”, una empresa podía materializar sus derechos de emisión de un año futuro en un año previo (Convery y Redmon, 2007). Así, una oferta excesiva no arrastraría a la baja el precio de los EUA ya que dicha empresa podría usarlos el próximo año y las empresas no tendrían que recurrir a ofertar esos excedentes EUA.

Gráfico 5. Precio del futuro de los EUA 2005-2010; futuros a diciembre de 2007 y 2010.



Fuente: Aatola et al. (2012).

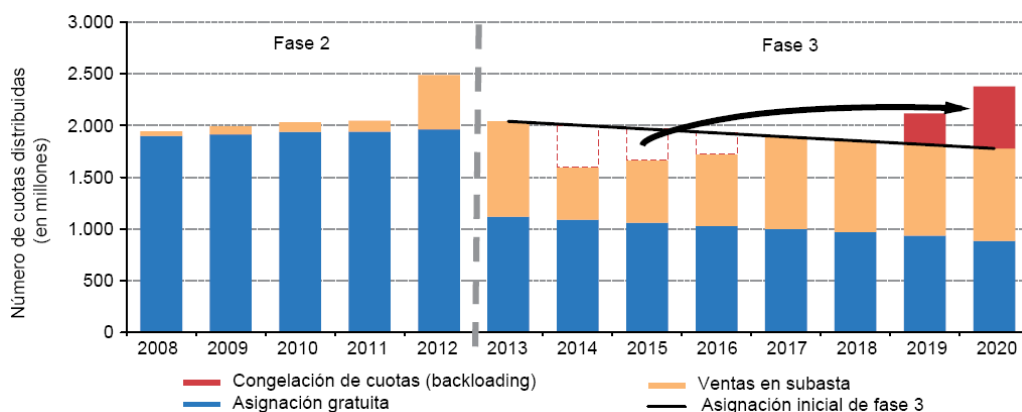
- La tercera fase empezó en 2013 y finalizará en 2020. Se han introducido importantes cambios en el mercado como que el máximo de emisiones se establece ahora a nivel europeo y no individualmente para cada estado. Los planes nacionales desaparecen y el reparto de EUA se hace a partir de ahora mayoritariamente mediante subastas, dado que es la manera más eficiente de asignarlos. En 2013 el 40% de los EUA se subastaron y el porcentaje subastado aumenta progresivamente año tras año, como se aprecia en el gráfico 6. En consecuencia, el porcentaje de los EUA que se dan gratuitamente se va reduciendo. Un buen ejemplo de esta tendencia es la industria manufacturera, la cual en 2013 obtuvo el 80% de sus derechos de forma gratuita frente al 30% que obtendrá en 2020. Además, estos EUA que se siguen dando gratuitamente se reparten mediante otros criterios, más centrados en premiar las mejores prácticas de las producciones bajas en emisiones. Los sectores con riesgo de fuga de carbono¹¹ son los principales receptores de los derechos gratuitos para evitar la deslocalización de estas empresas. De esta forma, en esta nueva fase las eléctricas son excluidas de la asignación gratuita de derechos y otros sectores ven

¹¹ En el ámbito de la UE se denomina riesgo de fuga de carbono al riesgo de que empresas pertenecientes a sectores sujetos a una fuerte competencia internacional puedan decidir trasladar su producción de la UE a países externos que estén sujetos a limitaciones menos estrictas en materia de emisiones de GEI. Para más información sobre los sectores pertenecientes a este grupo véase anexo 4.

sustancialmente reducidos sus derechos gratuitos como, por ejemplo, la industria de la pasta y papel (54% de derechos menos) y la industria de tejas y ladrillos (49% menos) (Medina, 2013). Estas medidas son una señal importante del compromiso de la UE para avanzar hacia una economía baja en emisiones de carbono.

Cabe remarcar que en esta fase se desarrolló el mecanismo del “backloading”, concepto que supone atrasar la emisión de una cierta cantidad de EUA para que sean materializables en un futuro, con el fin de que la excesiva oferta en el año actual no arrastre el precio de los EUA hacia cero¹². De esta forma se atrasaron 900 millones de EUA entre 2013 y 2015 a 2019 y 2020. Este concepto y la estimación de la evolución de las asignaciones de cuotas en la segunda y tercera fase se muestran en el gráfico 6.

Gráfico 6. Estimación de la evolución de las asignaciones de cuotas.



Fuente: Comisión Europea de Institute for Climate Economics (2016).

En 2008, la CE acordó que para el final de esta fase, es decir, diciembre de 2020, las emisiones totales europeas se deberán ver reducidas en un 21% respecto a las emisiones de 2005 (Official Journal of the European Union, 2009). De esta forma, a partir de 2010 y hasta el 2020, cada año se deben reducir las emisiones sobre las del año anterior en un 1,74%.

Con el objetivo de restaurar el EU-ETS, la CE ha propuesto la creación de una Reserva de Estabilidad de Mercado (MSR por sus siglas en inglés), cuyo objetivo es la absorción de parte del exceso de derechos. El Consejo Europeo, por su parte, ha acordado incrementar el factor de reducción anual lineal de emisiones de un 1,74% a un 2,2% a partir de 2021 (COM, 2015b).

¹² Como explicaremos a continuación, esto fue necesario debido a un error de cálculo de la CE a la hora de prever las emisiones ya que no contemplaban una crisis económica de tal índole.

3. Metodología

La siguiente sección se desarrolla de esta forma: en la sección 3.1 se detallan los posibles determinantes del precio de los derechos de emisión, en la 3.2 se describen tanto la naturaleza como las fuentes de obtención de los datos, para finalizar con la sección 3.3 donde se desarrolla el modelo econométrico.

3.1 Determinantes del precio de los derechos

A la vista de la literatura existente, se puede concluir que, pese a haber diferencias en los determinantes del precio de los derechos de emisión que los diversos estudios escogen, existen unos patrones que se siguen habitualmente. Estos determinantes se pueden dividir en tres grupos que afectan a la demanda de derechos y otro que afecta a la oferta (Mansanet-Bataller y Sanin, 2014). El primer grupo y el más influyente es el de las energías, el segundo, la actividad económica y el tercero, las temperaturas. El determinante relacionado con la oferta sería el de los anuncios realizados por el EU ETS.

Según la literatura previa, las energías parecen ser los motores principales del precio del EUA. La electricidad se puede obtener de diversas formas, pero las más comunes y rentables son mediante el uso del carbón, gas o petróleo, centrales nucleares y energías renovables. Como indican varios estudios (Alberola et al., 2008; Rickels et al., 2007, entre otros) las energías renovables (solar, eólica, hidráulica, etc.) deberían ser contempladas como variables. Esto en el futuro cada vez lo será más debido a que la UE, como hemos mencionado antes, ha fijado en su comunicación del 10 de enero de 2007, titulada “Programa de trabajo de la energía renovable — Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible”, que para 2020 el 20% de la energía debe provenir de fuentes renovables y este porcentaje debe ir en aumento (COM, 2006). Este porcentaje se situaba en un escaso 7% en 2006 (Parlamento Europeo, 2015). Aun así, como bien menciona la literatura, existe una alta dificultad para obtener datos sobre estas variables. Algunos trabajos que consiguen incluir este efecto son Rickels et al. (2010) y Hintermann (2010), el primero mediante la inclusión de la variable de energía eólica a través de las desviaciones de las velocidades del viento en diferentes países y ambos mediante la energía hidráulica a través de los niveles de los embalses de España y Escandinavia (Dinamarca excluida), ya que estas regiones representan más de la mitad de la producción de energía hidráulica europea. Desafortunadamente hemos debido prescindir de estas variables ante la imposibilidad de acceder a dichos datos. Por lo tanto las energías que quedan por contemplar y que la literatura existente toma unánimemente como determinante del precio del EUA son el gas natural, el carbón y el petróleo.

Otro efecto a tener en cuenta es el que surge debido a la facilidad con la que las plantas generadoras de energía pueden cambiar entre carbón y gas como input energéticos (Kanen, 2006; Bunn y Fezzi, 2007; Convery y Redmon, 2007). Debido a esto, un aumento relativo en el precio del carbón frente al precio del gas natural provocará que las generadoras de energía tengan más incentivos en cambiar de input del carbón al gas. El gas será más rentable, lo que desencadenará un uso mayor del gas frente al carbón. Dado que el gas es un

input menos contaminante, un aumento (disminución) del precio del carbón provocará una reducción (aumento) del precio del EUA, ya que para conseguir la misma cantidad de energía con el gas se contaminará menos. Ese efecto lo incluimos mediante la variable *Switch*.

Unos pocos estudios (Alberola et al., 2008, entre otros) incluyen los precios de la electricidad en el modelo como determinante del precio de los EUA, así como el Clean Spark Spread y el Clean Dark Spread. Ahora bien, la inclusión de estas variables es tema de controversia en la literatura porque diversos estudios han demostrado que las relaciones de causalidad entre los EUA y la electricidad son muy complejas (Aatola et al., 2012; Rickels et al., 2010; Kepler y Mansanet-Bataller, 2010).

La actividad económica también puede afectar al precio del EUA: a mayor actividad económica nos encontraremos con una mayor contaminación fruto de una producción mayor, lo cual podría aumentar el precio del EUA. Prueba de esto ha sido la crisis de 2008, ya que la disminución de la actividad económica conllevó un exceso de oferta de EUA y en consecuencia el precio del EUA disminuyó, pese a las acciones adoptadas con el fin de evitar esta bajada del precio como el previamente mencionado backloading.

Las temperaturas también pueden afectar al precio del EUA dado que afectan a la demanda energética. Unas temperaturas extremas tales como un invierno muy frío o un verano muy caluroso harán que la población recurra en mayor medida a la calefacción para el primer caso y al aire acondicionado para el segundo, aumentando en consecuencia la demanda energética.

Relacionado con las decisiones institucionales contrastaremos el posible efecto de los anuncios o comunicaciones del EU ETS, los que si bien en las fases objeto de estudio (la segunda y la tercera) parecen tener un menor impacto que en la primera, podrían seguir afectando al precio del EUA. Teniendo en cuenta el enorme cambio estructural que produjo la verificación de emisiones del año 2005, pondremos énfasis en el posible efecto de las posteriores verificaciones de emisiones (Alberola et al., 2008).

3.2 Datos

La muestra con la que vamos a trabajar consta de datos diarios, en concreto de los cinco días laborables de la semana, durante el periodo que abarca desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de octubre de 2015. En la siguiente sección se procede a explicar las fuentes de obtención de los datos tanto para los precios de los EUA como para los posibles determinantes de estos precios.

Precios de los derechos de emisión europeos

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ europeos (*EUA* expresado en €/tonelada) se determinan en diversos mercados como los extrabursátiles (OTC), el mercado al contado o el de futuros. Como Rickels et al. (2015) indican, no hay un consenso en la literatura previa respecto a qué tipo de datos usar, al contado o futuros. Siguiendo la línea de estos investigadores, optamos por usar los datos de futuros a diciembre proporcionados por el

Intercontinental Exchange (ICE)¹³, mercado con mayor volumen de transacciones de EUA, mayor continuidad de precios y el más usado en la literatura existente. Además, como Mansanet-Bataller et al. (2007) recalcan, las correlaciones entre los precios de estos EUA al contado y futuros es muy alta y según Keppler y Mansanet-Bataller (2010), los precios futuros de los derechos parecen causar en el sentido Granger los precios al contado, por lo que se ve justificado trabajar con los datos a futuros. Este resultado no es sorprendente teniendo en cuenta que el volumen del mercado de futuros (ECX, 244.335 kilotonas durante la primera fase) es considerablemente mayor al de al contado (Bluenext, 65.754 kilotonas).

Una razón para usar los datos de futuros a diciembre es que las empresas no compran los EUA según contaminan. Al principio de cada periodo las empresas realizan una estimación de la demanda que van a tener y asociada con esa demanda estiman qué emisiones de CO₂ van a realizar. Necesitan disponer de los EUA correspondientes a las emisiones realizadas durante ese periodo a final de año, ya que si no deben pagar una penalización considerablemente más costosa que un EUA (COM, 2015a). Por lo tanto, las empresas suelen comprar durante el periodo futuros de EUA a diciembre de ese mismo año, siendo los futuros productos derivados que obligan al vendedor (comprador) del futuro a vender (comprar) el producto derivado en la fecha señalada, en este caso los EUA en diciembre. Por esta misma razón, en consonancia con la metodología utilizada por Mansanet-Bataller y Sanin (2014), usamos los datos de los EUA a diciembre, en vez de los futuros continuos a un mes.

Precios del gas natural

Cabe destacar que en la literatura previa se distinguen dos principales fuentes de datos para los precios del gas natural: por una parte está el precio del Reino Unido obtenida del ICE (Rickels et al., 2015) y, por otro, su equivalente de Alemania, obtenida del mercado de Zeebrugge Hub (Alberola et al., 2008; Alberola et al., 2009; Rickels et al., 2007). Basándonos en los resultados obtenidos en el análisis de correlaciones entre las distintas fuentes de datos para los precios del gas que realizaron Rickels et al. (2015), utilizaremos los datos del ICE.

Los precios del gas natural (*nGas* expresado en €/MWh) son también datos a futuros, en este caso futuros continuos ajustados¹⁴ a un mes negociados en el previamente mencionado mercado del ICE¹⁵. Elegimos los futuros a un mes de acorde con la literatura y con objeto de capturar mejor las variaciones diarias (Mansanet-Bataller y Sanin, 2014).

¹³ Datos obtenidos del año 2008: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2008>,
2009: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2009>,
2010: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2010>,
2011: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2011>,
2012: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2012>,
2013: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2013>,
2014: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2014>
2015: <https://www.quandl.com/data/ICE/CZ2015>.

¹⁴ Los precios ajustados serían aquellos que se aplican al precio de cierre de una sesión, el valor que implique el ejercicio de un derecho corporativo o patrimonial decretado por la emisora en cuestión.

¹⁵ Datos obtenidos de: https://www.quandl.com/data/SCF/ICE_M1_FW.

Para convertir las unidades originales del gas natural (thermias) a MWh usamos los factores de conversión proporcionados por la Energy Information Administration (EIA)¹⁶. Además, para convertir los datos de libras a euros hacemos uso de las tasas de cambio diarias del cable (euros por libras). Estos datos son los de cierre de sesión, es decir, el valor de la última transacción de divisas de cada día¹⁷.

Precios del carbón

Respecto a los precios del carbón (*Coal* expresado en €/MWh), haremos uso de los datos de futuros ajustados continuos a un mes, publicados por el ICE¹⁸. Esto es debido a que hay cierta unanimidad respecto al uso de los datos provenientes de este mercado por la mayoría de autores, con la excepción de Rickels et al. (2007).

Para convertir las unidades originales del carbón (tonelada de carbón equivalente) a MWh usamos los factores de conversión para este input obtenidos de la página de la EIA¹⁹. Además, para convertir los datos de dólares a euros hacemos uso de la tasa de cambio eurodólar (euros por dólares).²⁰

Precios del crudo

Los precios del petróleo (*Oil* expresado en €/barril) son los del barril del petróleo Brent de futuros continuos a un mes, obtenidos del ICE, dándose de nuevo una cierta unidad en la fuente de datos a la que recurre la literatura previa²¹. Usamos el dato de este tipo de petróleo porque, aparte de que los demás petróleos se referencian en él con una prima o descuento en su cotización, es el petróleo de referencia en el mercado europeo. Para convertir los datos de dólares a euros hacemos uso de la tasa de cambio eurodólar.

Precios de la Electricidad

Los precios de la electricidad los tomamos del mercado de futuros a un mes ajustados en el Reino Unido, obtenidos del ICE²². La literatura previa que utiliza estos precios los obtiene en su mayoría del mercado powernext, mercado francés (Alberola et al., 2008). Ante la imposibilidad de acceder a estos datos, utilizamos los datos de uno de los países más representativos a nivel europeo en cuestiones energéticas, el Reino Unido, ya que debido a la importancia de este país dentro del mercado europeo, los precios de su electricidad pueden condicionar el precio de los EUA (Rickels et al., 2015).

Existen otros dos indicadores relacionados con el precio de la electricidad que se tienen en cuenta en la literatura: el Clean Spark Spread y el Clean Dark Spread. Vamos a definirlos.

¹⁶ Una termia son 0,0293071083333 MWh.

¹⁷ Tasas de cambio obtenidas de la página de invertia.com.

¹⁸ Datos obtenidos de: https://www.quandl.com/data/SCF/ICE_ATW1_FW

¹⁹ Una tonelada equivalente de carbón son 8,141 MWh.

²⁰ Tasas de cambio obtenidas de la página de invertia.com.

²¹ Datos obtenidos de: https://www.quandl.com/data/SCF/ICE_B8_FW

²² Datos obtenidos de: https://www.quandl.com/data/CHRIS/ICE_Y1

El Dirty Spark Spread representa la diferencia entre el precio de la electricidad y el precio del gas natural que se utiliza para generar esa unidad de energía, corregidos por el factor de eficiencia del gas natural (Tendance Carbon, 2013).

$$\text{Dirty Spark Spread} = \text{Precio de la electricidad} - (\text{Precio del gas natural} / \text{factor de eficiencia del gas natural})$$

Una vez le restamos al Dirty Spark Spread el coste de los EUA que se deben comprar para generar esa unidad de energía conseguimos el Clean Spark Spread (CSS expresado en €/MWh). El factor de emisión del gas es 0,37 (Tendance Carbon, 2013).

$$\text{Clean Spark Spread} = \text{Dirty Spark Spread} - \text{EUA} * \text{factor de emisión del gas}$$

El Dirty Dark Spread representa la diferencia entre el precio de la electricidad y el precio del carbón que se utiliza para generar esa unidad de energía, corregidos por el factor de eficiencia del carbón (Tendance Carbon, 2013).

$$\text{Dirty Dark Spread} = \text{Precio de la electricidad} - (\text{Precio del carbón} / \text{factor de eficiencia del carbón})$$

Una vez le restamos al Dirty Dark Spread el coste de los EUA que se deben comprar para generar esa unidad de energía, conseguimos el Clean Dark Spread (CDS expresado en €/MWh). El factor de emisión del carbón es 0,96 (Tendance Carbon, 2013).

$$\text{Clean Dark Spread} = \text{Dirty Dark Spread} - \text{EUA} * \text{factor de emisión carbón}$$

Switch

Esta variable se incluye, como hemos explicado antes, debido a que las plantas generadoras de energía mediante carbón o mediante gas pueden alternarse entre estos inputs energéticos fácilmente con un coste mínimo, debido, entre otros factores, a que no deben acometer nuevas inversiones en equipo productivo. Para obtener los valores de esta variable seguimos la siguiente fórmula que usa gran parte de la literatura previa (Tendance Carbon, 2013).

$$\text{Switch} = \frac{h_{gas} \times p_{gas} - h_{carbón} \times p_{carbón}}{e_{carbón} - e_{gas}}$$

dónde:

h_{gas} = Factor de eficiencia media de las plantas de gas. Se corresponde con 0,5.

p_{gas} = Precio del gas.

$h_{carbón}$ = Factor de eficiencia media de las plantas de carbón. Se corresponde con 0,36.

$p_{carbón}$ = Precio del carbón.

$e_{carbón}$ = Factor de emisión de las plantas de carbón. Se corresponde con 0,96.

e_{gas} = Factor de emisión de las plantas de gas. Se corresponde con 0,37.

Obsérvese que el factor de emisión del carbón es mayor que el del gas ($0,96 > 0,37$). Esto es debido a que, tal y como hemos explicado en la sección 3.1, para crear un MWh de energía con carbón se contamina más CO₂ que con gas. Este concepto lo explican muy detalladamente Maydybura y Andrew (2011).

Otros estudios no hacen uso de esta variable como nosotros la especificamos e introducen esta relación gas-carbón mediante un ratio precio del gas entre precio del carbón (Rickels et al., 2007).

EuroStoxx50

El hecho de que la situación económica podía afectar al precio de los derechos ya lo indicaba Springer (2003), aunque él proponía usar factores como el PIB²³. Con el fin de incluir el impacto de la situación económica y en consonancia con la literatura previa (Creti et al., 2010; Rickels et al., 2010; Rickels et al., 2015) se selecciona un índice bursátil que da una imagen veraz de la situación de las 50 empresas más importantes de Europa, las que deberían representar la situación económica europea: los datos de cierre de sesión del índice Dow Jones Eurostoxx 50 (*EuroStoxx50* expresado en puntos bursátiles)²⁴.

Temperaturas

La relación entre el precio de los derechos de emisión y la temperatura no es lineal y es por ello que la literatura previa incluye el efecto de esta última mediante valores extremos (Alberola et al., 2008; Mansanet-Bataller et al., 2007). Entre las diversas maneras que la literatura ha incluido esta variable, hemos seleccionado los dos siguientes métodos.

- Primer método: Desviaciones de la temperatura.

Algunos autores (Alberola et al., 2008) usan el índice europeo de temperaturas publicado por Powernext. Al no tener acceso a él y con objeto de construir un índice de similar naturaleza, usamos datos diarios de la temperatura media de las cinco ciudades más pobladas de Europa: Londres, París, Madrid, Berlín y Roma²⁵. A continuación, creamos nuestro índice de

²³ También Maydybura y Andrew (2011) proponen usar el PIB como variable. Esto supone un gran problema para nuestro análisis, ya que el PIB es calculado anualmente y con un considerable retraso desde el final de cada año.

²⁴ Datos obtenidos de: <http://www.invertia.com/mercados/bolsa/indices/eurostoxx-50/historico-ib020stoxx50>

²⁵ Datos de Londres:

https://www.wunderground.com/history/airport/EGLL/2016/04/17/DailyHistory.html?req_city=Londres&req_statename=United%20Kingdom&reqdb.zip=00000&reqdb.magic=1&reqdb.wmo=03772,

París:

https://www.wunderground.com/history/airport/LFPO/2016/04/17/DailyHistory.html?req_city=Paris&req_statename=Francia&reqdb.zip=00000&reqdb.magic=37&reqdb.wmo=07156,

temperaturas europeas *Temp* siguiendo la metodología de Hintermann (2010): una media de las anteriores temperaturas ponderada por la población de cada uno de los cinco países a los que hacen las capitales referencia²⁶, aunque otros autores (Alberola et al., 2008) la ponderan según la asignación de EUAs de cada país (NAPs) y otros según el PIB de sus respectivos países (Rickels et al., 2007).

Rickels et al. (2010) trabajan con 5 capitales europeas pero prescinden de Roma y usan en su lugar Varsovia mientras que Maydybura y Andrew (2011) descartan Madrid. Hemos considerado conveniente incluir las previamente mencionadas cinco capitales europeas porque son las cinco ciudades más pobladas del continente y la finalidad de esta variable es incluir en el modelo la demanda energética asociada a los días con temperaturas extremas.

A continuación calculamos para este índice la desviación de cada día respecto a la media de la estación en la que está, esta media calculada durante el periodo 2008-2015, obteniendo así la variable *DesvTemp*. Después, siguiendo los pasos que Alberola et al. (2008) realizaron para el periodo 2005-2007, se identifican las estaciones que han tenido las desviaciones más altas (más negativas para los días más fríos de lo normal o positivas para los calurosos), es decir, las temporadas extremadamente frías o calurosas en la muestra y creamos variables ficticias que dan el valor uno para los días de esas temporadas.

Observando esta variable *DesvTemp* identificamos cuatro temporadas extremadamente frías: otoños de 2008 y 2010, invierno de 2009 y primavera de 2013. Con este criterio construimos las siguientes variables: *Oto08* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para noviembre y diciembre de 2008; *Inv09* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para enero y febrero de 2010; *Oto10* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para noviembre y diciembre de 2010; *Pri13* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para abril y mayo de 2013. Por otra parte encontramos un invierno más caluroso de lo habitual, el invierno de 2013. Con este mismo criterio construimos la siguiente variable: *Inv13* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para febrero y marzo de 2014.

- Segundo método: Temperaturas extremas.

Con la intención de detectar los días extrema o atípicamente fríos o calientes, otros autores (por ejemplo Alberola et al., 2008) incluyen las temperaturas mediante variables ficticias que dan el valor uno para los días más fríos o calientes respecto a la media de su estación. Por lo tanto ordenamos de menor (más negativa) a mayor (más positiva) las

Madrid:

https://www.wunderground.com/history/airport/LEMD/2016/04/17/DailyHistory.html?req_city=Madrid&req_statename=Spain&reqdb.zip=00000&reqdb.magic=1&reqdb.wmo=08221,

Berlín:

https://www.wunderground.com/history/airport/EDDT/2005/1/1/CustomHistory.html?dayend=12&monthend=2&yearend=2016&req_city=&req_state=&req_statename=&reqdb.zip=&reqdb.magic=&reqdb.wmo=,

Roma:

https://www.wunderground.com/history/airport/LIRU/2016/04/17/DailyHistory.html?req_city=Roma&req_statename=Italy&reqdb.zip=00000&reqdb.magic=1&reqdb.wmo=16240.

²⁶ Datos de población obtenidos de la página de la CIA (Central Intelligence Agency, 2015).

desviaciones diarias de nuestro índice europeo y damos el valor de uno para el 5% de los días con desviaciones más negativas, recogiendo en la variable ficticia *Temp5*. Realizamos el mismo procedimiento para el 5% de los días más calurosos y los recogemos en la variable ficticia *Temp95*.

Decisiones institucionales

En los estudios de Alberola et al. (2008) y Hintermann (2010) queda latente el gran impacto que las notificaciones o anuncios del EU ETS tuvieron sobre el precio de los EUA durante la primera fase. Estas notificaciones no han afectado de una forma tan importante durante la segunda y tercera fases ya que el mercado parece haber madurado y cada vez ser más eficiente. Aun así, dado que pueden tener efecto sobre el precio de los EUA, vamos a incluirlas en el modelo.

Para incluir el impacto de las notificaciones utilizaremos variables ficticias y en consonancia con el estudio de Mansanet-Bataller y Sanin (2014) los anuncios de la EU ETS que vamos a incluir son los que tienen un efecto inmediato en el mercado a corto plazo, no influyendo en el precio de los EUA en las fechas posteriores. De esta forma, las noticias se dividen en tres subgrupos: información sobre las NAPs de la segunda fase, verificación de emisiones de CO₂ de los distintos años y noticias sobre el límite de EUA, sobre el método o cantidad de las subastas y sobre el sector de la aviación.

1. Información sobre las NAPs

La variable *Dnot* recoge el efecto de las notificaciones de las respectivas NAPs que los Estados miembros hacían al EU ETS durante la segunda fase, tomando así el valor uno los días que estas se realizan. La variable *DNAI* es una variable ficticia que toma el valor uno los días que los Estados miembros dieron información adicional sobre las NAPs de la segunda fase al EU ETS. Las variables *DNA* y *DNR* son variables ficticias que incluyen respectivamente los días que el EU ETS aceptaba (*DNA*) o rechazaba (*DNR*) las NAPs de la segunda fase para cualquier Estado miembro.

2. Verificaciones de emisiones

La verificación de emisiones de 2005 conllevó una caída del precio de los EUA de más del 50%, debido a que esta verificación confirmó que el mercado tenía exceso de oferta. La diferencia entre las emisiones anuales reales y la cantidad de derechos de emisión puestos en circulación por el EU ETS parece, como indican Chesney y Taschini (2012) y Hintermann (2012), tener gran influencia sobre el precio de los derechos. De esta manera, *DV2008* es una variable ficticia que tiene el valor uno únicamente el día que la CE verificó las emisiones de CO₂ de 2008, *DV2009* se refiere a ese mismo día para la verificación de las emisiones de 2009, *DV2010* para las de 2010, *DV2011* para las de 2011, *DV2012* para las de 2012, *DV2013* para las de 2013 y *DV2014* para las de 2014. El día que se verificaron las emisiones de 2015 queda fuera de nuestro rango muestral, por lo que no incluiremos una variable ficticia para la verificación de emisiones de este año.

3. Límite de EUA, subastas y sector de la aviación

DC es la variable ficticia que refleja el efecto de los anuncios de la EU ETS sobre el límite de EUAs (cap), tomando el valor uno para los días que haya habido noticias sobre este aspecto del mercado. *DAR* es la variable ficticia que toma el valor uno los días que hubo noticias sobre cambios en el método según el que se llevan a cabo las subastas de EUA o sobre la cantidad a subastar en futuras subastas. *Dav* es la variable ficticia que toma el valor uno los días que hubo noticias sobre el sector de la aviación, bien sean noticias sobre la inclusión de este sector dentro del EU ETS o sobre la regulación propia de los EUA de este sector. Cabe mencionar que el sector de la aviación tiene sus EUA exclusivos que otros sectores no pueden comprar, pero el sector de la aviación sí que puede comprar los EUA generales.

3.3 Modelo econométrico

Hacemos uso del modelo de regresión lineal general, donde una variable de interés es explicada por un conjunto de variables explicativas.

Un problema frecuente al trabajar con datos de series temporales es la no estacionariedad de los datos. La estacionariedad de los datos es un supuesto necesario en el modelo de regresión lineal general, supuesto que contrastaremos mediante el contraste de Dickey-Fuller aumentado. Una serie temporal es estacionaria cuando su distribución de probabilidad no cambia durante el periodo muestral, es decir, esta distribución no debe depender del tiempo (Stock y Watson, 2003).

Si los datos no son estacionarios, no está garantizado que oscilen en torno a una media con varianza constante y que las autocovarianzas y autocorrelaciones no dependan únicamente de la distancia del retardo sino del tiempo, acarreado que la distribución de probabilidad de los datos cambie con el tiempo. De esta forma $(Y_{s+1}, Y_{s+2}, \dots, Y_{s+t})$ depende del tiempo s y por lo tanto $(Y_{s+1}, Y_{s+2}, \dots, Y_{s+t})$ y $(Y_{s+1+m}, Y_{s+2+m}, \dots, Y_{s+t+m})$ no seguirán la misma distribución si los datos no son estacionarios. Si no se cumple el supuesto de estacionariedad de las series temporales con las que trabajamos podemos incurrir en conclusiones erróneas mediante regresiones espurias, además de que la inferencia no será válida.

Un rápido vistazo a los gráficos tanto de los precios de los EUA como de los precios de las variables explicativas nos hace sospechar que no son estacionarios²⁷. Por ello, realizamos los contrastes de raíz unitaria de Dickey-Fuller aumentado (Stock y Watson, 2003). A diferencia de la mayoría de los contrastes, lo que en este caso nos interesa es tener suficiente evidencia para rechazar la hipótesis nula de una raíz unitaria.

El contraste tiene tres versiones: contraste sin constante, con constante y con constante y tendencia. La versión sin constante es utilizada cuando los datos están en diferencias debido a que oscilaran en torno a una media cero y no habrá que restar el efecto de una constante ni de una tendencia en la regresión.

²⁷ Véase anexo 5 para ver los gráficos de las variables y de primeras diferencias de logaritmos.

El modelo de regresión al que le aplicamos el contraste para el caso de sin constante es el siguiente:

$$\Delta y_t = \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \delta_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \delta_{p-1} \Delta y_{t-p+1} + \varepsilon_t.$$

Para la versión de con constante el modelo de regresión es:

$$\Delta y_t = \mu + \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \delta_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \delta_{p-1} \Delta y_{t-p+1} + \varepsilon_t.$$

En el caso de que los datos oscilaran en torno a una tendencia determinista debemos añadir en el modelo de regresión dicha tendencia para quitar su efecto. Para ello se hace uso de la versión con constante y tendencia:

$$\Delta y_t = \mu + \alpha t + \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \delta_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \delta_{p-1} \Delta y_{t-p+1} + \varepsilon_t.$$

Se contrasta la hipótesis nula de raíz unitaria contra la alternativa unilateral de no raíz unitaria, de forma que:

$$H_0: \gamma = 0 \quad H_1: \gamma < 0.$$

El estadístico de contraste propuesto por Dickey-Fuller es:

$$tau = \hat{\gamma} / \hat{\sigma}_{\hat{\gamma}}$$

dónde $\hat{\gamma}$ es el valor estimado de γ y $\hat{\sigma}_{\hat{\gamma}}$ es la desviación típica estimada de $\hat{\gamma}$, ambos estimados por MCO para los modelos previamente presentados. La distribución que siguen los estadísticos ADF (Augmented Dickey Fuller) no es una distribución conocida como puede ser la normal. Es por ello que los autores de dicho contraste obtuvieron unos valores críticos para cada versión del contraste (véase tabla 1).

Se rechazará la hipótesis nula a un nivel de significación α si:

$$tau < DF_{\alpha}.$$

Tabla 1. Valores críticos DF_{α} .

	10%	5%	1%
Sin constante	-1,62	-1,94	-2,56
Constante	-2.57	-2.86	-3.43
Constante y tendencia	-3.12	-3.41	-3.96

Fuente: MacKinnon (1996).

Realizamos los contrastes con constante y con constante y tendencia para las variables en logaritmos y el contraste sin constante, como hemos explicado antes para las variables en primeras diferencias de los logaritmos. El número óptimo de retardos se ha elegido mediante el criterio AIC y el programa econométrico utilizado para ello ha sido Gretl. Los resultados obtenidos en los contrastes se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Contrastes de Dickey Fuller aumentado.

Variable	Variables en logaritmos		Variable en primeras diferencias de logaritmos
	$t_{\text{constante}}$	$t_{\text{tendencia}}$	$t_{\text{sin constante}}$
EUA	-1,5172	-1,4069	-12,1552***
nGas	-1,7418	-1,8375	-8,7667***
Coal	-1,6434	-1,8803	-28,5465***
Oil	-1,5392	-1,3487	-10,8884***
Elec	-2,1646	-2,1028	-26,8163***
Switch	-2,1584	-2,6376	-4,5575***
CSS	-2,0149	-1,0752	-4,4177***
CDS	-2,0399	-2,4718	-33,2679***
EuroStoxx	-2,9346**	-3,3264*	-23,3411***

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Como se puede observar, se confirma la sospecha de que las variables en logaritmos no son estacionarias ya que no obtenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria. Sin embargo, encontramos un resultado no esperado al rechazar la hipótesis nula para la variable de EuroStoxx50 en logaritmos, ya que al observar el gráfico de dicha variable no parece ser estacionaria²⁸. Es por ello que realizamos otro contraste de raíz unitaria que tiene más potencia asintótica, el contraste ADF-GLS.

Este contraste, desarrollado por Elliott et al. (1996), es una variante del contraste de Dickey-Fuller aumentado que pretende estimar de una forma eficiente los parámetros deterministas de las series mediante el método de Mínimo Cuadrados Generalizados (MCG). Los estimadores MCG se suelen aplicar cuando las varianzas de las variables presentan heterocedasticidad, entre otros casos.

El siguiente modelo se refiere a la variante del contraste con una tendencia lineal:

$$\Delta y_t = \mu + at + \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \delta_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \delta_{p-1} \Delta y_{t-p+1} + \varepsilon_t.$$

Como se puede observar, el modelo es el mismo que la versión del contraste ADF con constante y tendencia, si bien ahora no se estima mediante MCO sino mediante MCG.

La hipótesis nula de raíz unitaria y la alternativa unilateral son por lo tanto

$$H_0: \gamma = 0 \quad H_1: \gamma < 0.$$

El estadístico del contraste ADF-GLS es:

$$\tau = \hat{\gamma} / \hat{\sigma}_{\hat{\gamma}}$$

dónde $\hat{\gamma}$ es el valor estimado de γ y $\hat{\sigma}_{\hat{\gamma}}$ es la desviación típica estimada de $\hat{\gamma}$, ambos estimados por MCG en este caso. La distribución que siguen los estadísticos ADF-GLS, igual que para el

²⁸ Véase anexo 5 para los gráficos de todas las variables.

contraste ADF, no es una distribución conocida. Debido a esto, los autores de este contraste obtuvieron unos valores críticos. Se rechazará la hipótesis nula a un nivel de significación α si:

$$tau < DF_GLS_{\alpha}.$$

Realizamos el contraste para la variable EuroStoxx en logaritmos. El número óptimo de retardos se ha elegido mediante el criterio AIC y el programa econométrico utilizado para ello ha sido Gretl.

Dado que hemos obtenido un estadístico de contraste $tau = -0,85$ el cual es mayor que el valor crítico $DF_GLS_{0,05} = -2,89$, no tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria.

Por último, en el contraste de Dickey-Fuller aumentado realizado para todas las variables en primeras diferencias de logaritmos, como se puede apreciar en la tabla 2, encontramos evidencia a favor de rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria para todas las variables. En consecuencia, trabajaremos con las variables transformadas en las primeras diferencias de los logaritmos.

Selección de los regresores

Como hemos indicado en la sección 3.1, hay una gran controversia en lo que atañe a la inclusión de los precios de la electricidad en el modelo para determinar los precios de los EUA. Alberola et al. (2008) incluyen en el modelo los precios de la electricidad sin reparar en que un aumento del precio del EUA aumentará los costes marginales de generar una unidad de electricidad, por lo que el precio de los EUA pueden influir en el precio de la electricidad (Keppler y Mansanet-Bataller, 2010; Aatola et al., 2012). Por lo tanto podría existir un problema de simultaneidad entre el precio de los EUA y de la electricidad, lo cual nos llevaría a conclusiones erróneas porque los estimadores MCO no serían consistentes. Sabiendo que la electricidad está incluida en las variables CSS y CDS, también podrían existir problemas de simultaneidad entre estas variables y los EUA.

El contraste de causalidad de Granger (Stock y Watson, 2003), contrasta la hipótesis nula de no causalidad contra la alternativa de causalidad. El planteamiento de Granger analiza la relación de causalidad entre la variable y y la variable x , de forma que se dice que y es causada por x en el caso de que x contribuya a la estimación de y , o dicho de otra manera, si los coeficientes de la variable x retardada son significativos estadísticamente a la hora de estimar la variable y . Por lo tanto, si una variable retardada está correlacionada con valores futuros de otra variable, se dice que una variable es causa de la otra en el sentido Granger.

En nuestro caso se estima un modelo para la variable electricidad introduciendo los retardos de la misma variable y los de EUA. Después se realiza el mismo procedimiento introduciendo como variable dependiente EUA y como variables explicativas los retardos de esta y los de la electricidad. Los modelos de regresión serían los siguientes para estos casos.

$$\Delta \log Elec_t = \alpha + \sum_{i=1}^m \beta_i \Delta \log Elec_{t-i} + \sum_{j=1}^n \gamma_j \Delta \log EUA_{t-j} + u_t \quad (1)$$

$$\Delta \log EUA_t = \alpha + \sum_{i=1}^m \beta_i \Delta \log Elec_{t-i} + \sum_{j=1}^n \gamma_j \Delta \log EUA_{t-j} + u_t \quad (2)$$

Una vez planteados estos modelos, se contrasta si los coeficientes de todos los retardos de EUA son conjuntamente significativos para explicar el precio de la electricidad en el modelo (1) y si los coeficientes de todos los retardos de la electricidad son conjuntamente significativos para explicar el precio del EUA en el modelo (2).

Las hipótesis nulas y alternativas para el contraste de significación conjunta serían:

Modelo (1):

$$H_0: \gamma_1 = \gamma_2 = \dots = \gamma_n = 0 \quad H_1: \text{al menos uno de los } \gamma_i \text{ es distinto de 0.}$$

Modelo (2):

$$H_0: \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_m = 0 \quad H_1: \text{al menos uno de los } \beta_i \text{ es distinto de 0.}$$

El estadístico de contraste por lo tanto es

$$F = \frac{(SSR_R - SSR_{NR})/q}{(SSR_{NR})/(N-k)} \sim F(q, N - k)$$

dónde q es el número de restricciones de la hipótesis nula, k es el número de coeficientes estimados en el modelo sin restricciones, N es el número de observaciones de nuestra muestra, SSR es la suma de los residuos cuadrados, R se refiere al modelo restringido y NR al no restringido.

Se rechazará la hipótesis nula si:

$$F > F_\alpha(q, N - k).$$

El análisis se realiza de una manera similar para la relación entre EUA y CSS y EUA y CDS.

Tabla 3. Estadísticos F para el contraste de causalidad de Granger.

Dirección causalidad	No. de retardos	F
EUA -> Elec	5	F = 3.6878***
Elec -> EUA	5	F = 1.0675
EUA -> CSS	5	F = 2.4006**
CSS -> EUA	5	F = 1.8313
EUA -> CDS	5	F = 3.4252***
CDS -> EUA	5	F = 0.7027

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Como se puede observar en la tabla 3, del modelo (1) concluimos que los EUA causan en el sentido Granger los precios de la electricidad, el CSS y el CDS, ya que tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de no causalidad. Sin embargo, del modelo (2) se concluye que los precios de la electricidad, el CSS y el CDS no causan en el sentido Granger los precios de los EUA dado que en este segundo modelo de regresión no tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula.

Estos resultados están de acuerdo con los obtenidos por Keppler y Mansanet-Bataller (2010) y de hecho, hemos continuado el estudio que ellos proponían ya que ellos realizaron estos contrastes para la primera fase (fase de prueba) y el primer año de la segunda fase (año de inicio de la crisis) y propusieron llevar a cabo estos contrastes en fases futuras dada la aparente inestabilidad de los mercados en esas fechas.

Hay autores como Aatola et al. (2012) que han incluido la electricidad en el modelo pero utilizando el estimador de variables instrumentales. Sin embargo, nosotros consideramos que este tipo de análisis quedan fuera del alcance de este TFG por lo que optamos por no incluir estas variables en el modelo como regresores, siguiendo la línea de Keppler y Mansanet-Bataller (2010), entre otros.

Especificación del modelo

Especificamos dos modelos con objeto de introducir de dos formas diferentes el posible efecto de las variables de temperatura especificadas en la sección 3.2.

- Primer modelo: Desviaciones de la temperatura.

Esta especificación de las temperaturas fue usada por Alberola et al. (2008) quienes se basaron en la literatura previa a dicho estudio. En el modelo se incluye el posible efecto de las temperaturas mediante el producto de las desviaciones diarias de la temperatura y variables ficticias que representan estaciones más frías o calientes de la media histórica (véase sección 3.2).

$$\begin{aligned}
 EUA_t = & \alpha + \beta_1(L)EUA_t + \beta_2(L)nGas_t + \beta_3(L)Coal_t + \beta_4(L)Oil_t + \beta_5(L)Switch_t + \\
 & \beta_6(L)EuroStoxx50_t + \beta_7Oto08 + \beta_8Inv09 + \beta_9Oto10 + \beta_{10}Pri13 + \beta_{11}Inv13 + \\
 & \beta_{12}Dnot + \beta_{13}DNAI + \beta_{14}DNA + \beta_{15}DNR + \beta_{16}DV2008 + \beta_{17}DV2009 + \beta_{18}DV2010 + \\
 & \beta_{19}DV2011 + \beta_{20}DV2012 + \beta_{21}DV2013 + \beta_{22}DV2014 + \beta_{23}DC + \beta_{24}DAR + \beta_{25}Dav + u_t
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

dónde EUA_t es el precio del derecho de emisión, $nGas_t$ es el precio del gas natural, $Coal_t$ es el precio del carbón, Oil_t es el precio del petróleo, $Switch_t$ es el precio del switch y $EuroStoxx50_t$ es el valor del índice Down Jones EuroStoxx50. Todas estas variables están tomadas en primeras diferencias de los logaritmos. $\beta_1(L)$ es el polinomio en el operador de retardos para la variable EUA , de forma que $\beta_1(L)X = \beta_{11}X_{-1} + \beta_{12}X_{-2} + \dots + \beta_{15}X_{-5}$. Como se puede observar, este polinomio no incluye el efecto contemporáneo de la variable porque el efecto contemporáneo sería la variable dependiente en cuestión. Por otra parte, $\beta_i(L)X = \beta_{i0}X + \beta_{i1}X_{-1} + \beta_{i2}X_{-2} + \dots + \beta_{i5}X_{-5}$, $i = 2, 3, \dots, 6$, de forma que para estas variables si se incluye el efecto contemporáneo y los retardos. Como se puede apreciar en la notación anterior, tomamos como máximo cinco retardos debido a que nuestros datos se componen de observaciones diarias para los días laborables de cada semana. Las variables $Oto08$, $Inv09$, $Oto10$, $Pri13$ e $Inv13$ explicadas en la sección 3.2, recogen el posible efecto de las temperaturas. Las variables $Dnot$, $DNAI$, DNA , DNR , $DV2008$, $DV2009$, $DV2010$, $DV2011$, $DV2012$, $DV2013$, $DV2014$, DC , DAR y Dav explicadas en la sección 3.2, recogen el

posible efecto de las decisiones institucionales. u_t es la perturbación aleatoria del modelo, que suponemos sigue una distribución normal con medio cero, es homocedástica y no está autocorrelacionada.

- Segundo modelo: Temperaturas extremas.

Esta especificación alternativa fue usada por primera vez por Mansanet-Bataller et al. (2007) y posteriormente por Alberola et al. (2008). Se construye el siguiente modelo a partir de la explicación proporcionada en la sección 3.2, es decir, incluyendo el posible efecto de las temperaturas mediante valores extremos.

$$\begin{aligned}
 EUA_t = & \alpha + \beta_1(L)EUA_t + \beta_2(L)nGas_t + \beta_3(L)Coal_t + \beta_4(L)Oil_t + \beta_5(L)Switch_t + \\
 & \beta_6(L)EuroStoxx50_t + \beta_7Temp + \beta_8Temp5 + \beta_9Temp95 + \beta_{10}Dnot + \beta_{11}DNAI + \\
 & \beta_{12}DNA + \beta_{13}DNR + \beta_{14}DV2008 + \beta_{15}DV2009 + \beta_{16}DV2010 + \beta_{17}DV2011 + \\
 & \beta_{18}DV2012 + \beta_{19}DV2013 + \beta_{20}DV2014 + \beta_{21}DC + \beta_{22}DAR + \beta_{23}Dav + u_t \quad (4)
 \end{aligned}$$

La explicación de las nuevas variables de temperatura $Temp$, $Temp5$ y $Temp95$ se encuentra en la sección 3.2.

4 Resultados

En primer lugar, se han estimado los modelos (3) y (4) por MCO para el periodo muestral completo. Los resultados se muestran en el anexo 6.

A la vista de que con el inicio del año 2013 existe un cambio de fase entre las fases segunda y tercera, con todos los cambios introducidos en el funcionamiento del mercado de los EUA explicados en la sección 2.2, sospechamos que puede existir un cambio estructural entre estas dos fases. De hecho, al observar el gráfico del precio de los EUA, con el cambio de fase parece haber un cambio de tendencia, pasando de una tendencia descendente a una ascendente²⁹. Por ello, decidimos llevar a cabo el contraste de Chow, que contrasta la hipótesis nula de no cambio estructural contra la alternativa de cambio estructural.

Dicho contraste permite comprobar mediante un análisis de los residuos de las siguientes dos estimaciones por separado y una tercera uniendo ambas muestras, si se da un cambio estructural en los parámetros (Wooldridge, 2015).

Por lo tanto, por un lado consideramos por separado el modelo para cada una de las fases (modelo no restringido):

²⁹ Véase anexo 5.

$$\begin{cases} EUA_t = X_t' \beta + u_t & t = 1, 2, \dots, 1301. \text{ (Segunda fase)} \\ EUA_t = X_t' \gamma + u_t & t = 1302, 1303, \dots, 2039. \text{ (Tercera fase)} \end{cases}$$

dónde X_t' incluye las variables explicativas del modelo, constante incluida. En este modelo no restringido se estiman $2k$ parámetros.

Por otro lado, consideramos el modelo global para todas las observaciones juntas. El modelo global es el modelo restringido, ya que tiene la restricción de que β sea igual que γ :

$$EUA_t = X_t' \beta + u_t \quad t = 1, 2, \dots, 2039. \text{ (Segunda y tercera fases)}$$

Por ello, la hipótesis nula y alternativa serían:

$$H_0: \beta = \gamma \quad H_1: \beta \neq \gamma.$$

El estadístico de contraste es

$$F = \frac{(SSR_R - SSR_{NR})/k}{(SSR_{NR})/(n_1 + n_2 - 2k)} \sim F(k, n_1 + n_2 - 2k)$$

dónde k es el número de restricciones, SSR_R es la suma de los residuos cuadrados para el modelo restringido y SSR_{NR} es la suma de los residuos cuadrados para el modelo no restringido, el que incluye la suma cuadrática residual de la segunda fase con n_1 observaciones (1301) y la suma cuadrática residual de la tercera fase con n_2 observaciones (738).

Por lo tanto, rechazaremos la hipótesis nula para un nivel de significación α cuando

$$F > F_\alpha(k, n_1 + n_2 - 2k).$$

Tabla 4. Resultados contraste de Chow para modelos (3) y (4).³⁰

	F
Modelo (3)	F=2.38209***
Modelo (4)	F=2.24972***

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Dado que los valores del estadístico de contraste obtenidos son para ambos modelos superiores que los valores críticos de la distribución F , tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de no cambio estructural entre la segunda y tercera fases, por lo que parece existir un cambio estructural. Ello nos lleva a realizar los modelos por fases porque en caso de existir un cambio estructural, los estimadores son inconsistentes y por lo tanto la inferencia no sería fiable.

³⁰ El programa econométrico utilizado es Gretl. Lo que este programa hace es estimar el modelo no restringido en su conjunto en una sola estimación. Para ello, este modelo incluye la constante y las variables explicativas con las interacciones de todas ellas con una variable ficticia, en nuestro caso con la variable ficticia con valor uno para todas las observaciones de la segunda fase.

Los resultados de la estimación mediante MCO de los modelos (3) y (4) para cada fase se hallan en las tablas 5 y 6.³¹

A continuación vamos a analizar la calidad de estos modelos, centrándonos en dos principales posibles problemas: la heterocedasticidad y la autocorrelación.

Tabla 5. Resultados para la segunda fase.

	Fase 2			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
Constante	-0.0005	-0.7971	-0.0022	-1.3924
EUA (-1)	0.0778	2.8992	0.0783	2.9221
nGas	0.7719	3.3238	0.7542	3.2487
nGas (-1)	-0.2886	-2.5831	-0.3040	-2.7238
nGas (-2)	-0.2649	-2.4809	-0.2763	-2.5957
Coal	-0.0365	-0.4144	-0.0328	-0.3725
Oil	0.1243	2.9929	0.1234	2.9685
Switch	-0.4061	-2.7533	-0.3952	-2.6805
Switch (-1)	0.1453	1.9654	0.1548	2.0958
Switch (-2)	0.1642	2.3029	0.1714	2.4113
EuroStoxx50	0.3247	7.7074	0.3207	7.6007
Oto08	-5.9853e-05	-0.0754		
Inv09	-1.8513e-05	-0.0168		
Oto10	0.0003	0.6500		
Temp			0.0001	1.1190
Temp5			0.0046	1.4487
Temp95			-0.0042	-1.2963
DV2008	-0.0088	-0.3512	-0.0090	-0.3610
DV2009	0.0143	0.5725	0.0152	0.6099
DV2010	-0.0060	-0.2409	-0.0058	-0.2354
DV2011	-0.0126	-0.5028	-0.0125	-0.5032
DC	-0.0170	-2.3390	-0.0172	-2.3739
R-Cuadrado	0.1526		0.1549	
White	W = 104.4332*		W = 160.8254***	
Breusch-Godfrey	LM = 1.3908		LM = 1.5484	

Sospechamos que puede existir heteroscedasticidad en los modelos por lo que realizamos el contraste de heterocedasticidad de White. Aquí se contrasta la hipótesis nula de homocedasticidad contra la alternativa de no homocedasticidad, es decir, heterocedasticidad. La homocedasticidad es un supuesto básico del modelo de regresión lineal, por lo que la varianza de las perturbaciones aleatorias debe ser constante. Si no se cumple este supuesto, el estimador de MCO no deja de ser lineal y consistente, pero deja de ser eficiente, es decir, no será el estimador de varianza mínima. Además, la inferencia no sería válida.

³¹ Los contrastes de Dickey-Fuller para analizar la estacionariedad de las variables por fases se encuentran en el anexo 7.

En este contraste se pretende determinar si las variables explicativas, sus cuadrados y todos los cruces posibles (sin repetirse) sirven para determinar la evolución de los residuos al cuadrado, es decir, si la evolución de las variables explicativas, de sus varianzas y covarianzas son significativas para determinar el valor de la varianza muestral de los errores.

Por lo tanto, el primer paso es estimar por MCO el modelo original ($EUA_t = X_t' \beta + u_t$) y obtener los residuos \hat{u}_t . A continuación, estos se computan al cuadrado como variable dependiente para la siguiente regresión auxiliar:

$$\hat{u}_i^2 = \alpha + \beta_1 X_{1t} + \dots + \beta_p X_{pt} + \beta_{p+1} X_{1t}^2 + \dots + \beta_{p+p} X_{pt}^2 + \beta_{2p+1} X_{1t} X_{2t} + \dots + \beta_{3p+1} X_{2t} X_{3t} + \dots + v_i$$

dónde X_{it} incluye las variables explicativas de las tablas 5 y 6.

Tabla 6. Resultados para la tercera fase.

	Fase 3			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
Constante	-0.0005	-0.4035	-0.0002	-0.1954
EUA (-2)	-0.1763***	-4.8812	-0.1650***	-4.4576
EUA (-3)	-0.0931***	-2.6295	-0.0782**	-2.1133
EUA (-4)	0.1339***	3.7124	0.1343***	3.6810
nGas	-0.2783	-0.1351	-0.5584	-0.2699
Coal	0.2521	0.5475	0.3211	0.6947
Coal (-1)	-0.3137**	-2.3597	-0.3227**	-2.4172
Oil	0.0697	0.7402	0.0710	0.7527
Switch	0.3346	0.2116	0.5520	0.3476
EuroStoxx50	0.0979	0.8196	0.1004	0.8369
Temp			0.0002	1.2665
Temp5			0.0044	0.5724
Temp95			-0.0087	-1.3930
Pri13	-0.0021	-1.3758		
Inv13	0.0025*	1.8652		
Dav	0.0336***	3.0115	0.0319***	2.8420
R-Cuadrado	0.1002		0.0996	
White	W = 67.176296		W = 57.035986	
Breusch-Godfrey	LM = 5,5980		LM = 5,4759	

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

La hipótesis nula y la alternativa son

$$H_0: \text{Var}(u_i) = \sigma_i^2 = \sigma^2 \quad H_1: \text{Var}(u_i) = \sigma_i^2.$$

El estadístico de contraste es

$$W = nR^2 \sim \chi^2(p)$$

dónde n representa el número de observaciones, R^2 es el coeficiente de determinación de la regresión auxiliar y p es el número de regresores incluidos en la regresión auxiliar.

Se rechazará la hipótesis nula para un nivel de significación α cuando:

$$W > \chi_{\alpha}^2(p).$$

Los resultados de los contrastes se muestran en la antepenúltima línea de las tablas 5 y 6. Como se puede observar tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de homocedasticidad para los modelos (3) y (4) para la segunda fase, de forma que encontramos un problema de heterocedasticidad en este periodo. Sin embargo, no tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de homocedasticidad para la tercera fase.

Por ello, para poder hacer inferencia en la segunda fase utilizando los estimadores MCO, estimaremos su varianza robusta a la heterocedasticidad mediante el estimador consistente de White. Así, el estimador de la varianza de los estimadores MCO pasará de ser

$$\hat{V}(\hat{\beta}) = \hat{\sigma}^2(X'X)^{-1}$$

a ser

$$\hat{V}(\hat{\beta})^W = (X'X)^{-1}X' \sum X(X'X)^{-1}$$

debido a que la primera fórmula no es apropiada en presencia de heterocedasticidad porque el estimador de $V(\hat{\beta})$ es sesgado.

Debemos comprobar también la presencia de autocorrelación en las perturbaciones del modelo. Dado que el contraste de Durbin Watson no puede ser aplicado cuando la variable dependiente está incluida como regresor mediante retardos porque cambiarían las propiedades del contraste, nosotros haremos uso del contraste de autocorrelación de Breusch-Godfrey para los modelos (3) y (4) por fases. En este contraste se contrasta la hipótesis nula de que el término de perturbación no está autocorrelacionado contra la alternativa de que si lo está.

El primer paso es estimar por MCO y obtener los residuos \hat{u}_t del modelo original ($EUA_t = X_t'\beta + u_t$).

Después se estima una regresión auxiliar utilizando los residuos \hat{u}_t como variable dependiente sobre todas las variables explicativas y los residuos retardados. Es por ello que la regresión auxiliar sería la siguiente (Stock y Watson, 2003):

$$\hat{u}_t = \alpha_0 + \alpha_1 X_{1t} + \alpha_2 X_{2t} + \dots + \alpha_p X_{kt} + \gamma_1 \hat{u}_{t-1} + \gamma_2 \hat{u}_{t-2} + \dots + \gamma_p \hat{u}_{t-p} + \varepsilon_t$$

dónde X_{it} se refiere a las variables explicativas de las tablas 5 y 6, p es el orden del modelo autoregresivo (en nuestro caso 5), \hat{u}_t es el residuo para la observación t , \hat{u}_{t-1} es el residuo para la observación $t-1$, etc.

La hipótesis nula y alternativa serían:

$$H_0: \gamma_1 = \gamma_2 = \dots = \gamma_p = 0 \quad H_1: \text{al menos uno de los } \gamma_i \text{ es distinto de 0.}$$

Se contrasta la significación conjunta de $\hat{u}_{t-1}, \hat{u}_{t-2}, \dots, \hat{u}_{t-p}$ usando un estadístico basado en el multiplicador de Lagrange. Por ello, el estadístico de contraste es

$$LM = nR^2 \sim \chi^2(p)$$

dónde n representa el número de observaciones, R^2 es el coeficiente de determinación de la regresión auxiliar y p es el número de regresores de la regresión auxiliar.

Rechazaremos la hipótesis nula de no correlación para un nivel de significación α si

$$LM > \chi^2_{\alpha}(p).$$

Los resultados de los contrastes de Breusch-Godfrey se muestran en la última línea de las tablas 5 y 6. Como se puede observar, los estadísticos LM no superan para ninguno de los modelos (3) y (4) en ninguna de las regresiones de las dos fases los valores críticos para un nivel de significación del 10%, por lo que no tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de no autocorrelación. Así, no nos encontramos con ningún problema en este aspecto.

Los resultados de la segunda fase usando los estimadores MCO con varianzas estimadas robustas a la heterocedasticidad se muestran en la tabla 7. Como se puede observar, de la tabla 5 a la 7 los coeficientes estimados de las variables explicativas no cambian, pero si lo hacen los estadísticos t . Esto es debido a que lo único que cambia de un modelo a otro es que en esta nueva regresión usamos estimadores de la varianza robustos a la heterocedasticidad.

Analizando los resultados de la estimación (tablas 6 y 7), en primer lugar se puede observar un R-Cuadrado relativamente pequeño para los modelos (3) y (4), oscilando este entre el 9,96% y 15,49%, por lo que solo ese porcentaje de la variabilidad del precio del EUA en la muestra es explicado por las variables explicativas. Este porcentaje está de acorde con la mayoría de la literatura existente, ya que rara vez se observa un R-Cuadrado mayor al 25%. Como excepción existe el estudio de Alberola et al. (2008) con un R-Cuadrado de 35%, pero como hemos mencionado previamente, este estudio incluye la electricidad como variable explicativa, variable aparente causada en el sentido de Granger por los EUA, por lo que no serían válidos los resultados de dicho estudio.

La diferencia entre los modelos (3) y (4) radica únicamente en la forma de introducir el posible efecto de las temperaturas en el modelo. Hemos encontrado diferencias entre los resultados obtenidos, si bien estas diferencias no son muy importantes. Para el modelo (3), en la regresión realizada para la **segunda fase**, encontramos que únicamente la variable $Oto10$ es significativa afectando de forma positiva al precio de los EUA. Este resultado está de acorde con el planteamiento teórico explicado en la sección 3.1. Sin embargo, los resultados obtenidos para el mismo periodo muestral en la regresión del modelo (4) no están de acorde a este planteamiento teórico, ya que la regresión concluye que los días extremadamente calurosos capturados por la variable $Temp95$, significativas al 10%, afectan de forma negativa

al precio de los EUA, mientras que la lógica nos dice que estos días deberían fomentar el uso de aire acondicionado y así aumentar la demanda energética, provocando así una subida del precio del EUA. Aun así, si recordamos la construcción de esta variable ficticia, esta se construía dando el valor uno a los días con las desviaciones más positivas, las que pueden provenir de una observación en verano por ser un día extremadamente caluroso, o de invierno siendo un día menos frío de lo habitual. Recurriendo a la base de datos, observamos que un porcentaje considerable de estos días recogidos como calurosos se recogen en primavera e invierno, lo cual incurriría en un menor uso de la calefacción y de este modo se podría entender el signo negativo de esta variable.

Tabla 7. Resultados de la segunda fase con estimadores MCO robustos de White.

	Fase 2			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coeficiente	Estadístico t	Coeficiente	Estadístico t
Constante	-0.0005	-0.8094	-0.0022	-1.2094
EUA (-1)	0.0778**	2.2760	0.0783**	2.2944
nGas	0.7719***	2.8536	0.7542***	2.8319
nGas (-1)	-0.2886***	-2.8544	-0.3040***	-3.0409
nGas (-2)	-0.2649**	-2.4611	-0.2763**	-2.5533
Coal	-0.0365	-0.3687	-0.0328	-0.3346
Oil	0.1243***	3.0764	0.1234***	3.0814
Switch	-0.4061**	-2.4790	-0.3952**	-2.4514
Switch (-1)	0.1453**	2.2787	0.1548**	2.4599
Switch (-2)	0.1642***	2.6137	0.1714***	2.6988
EuroStoxx50	0.3247***	7.5612	0.3207***	7.7944
Oto08	-5.9853e-05	-0.0804		
Inv09	-1.8513e-05	-0.0215		
Oto10	0.0003*	1.8156		
Temp			0.0001	1.0737
Temp5			0.0046	0.9536
Temp95			-0.0042*	-1.6984
DV2008	-0.0088***	-5.6283	-0.0090***	-5.8410
DV2009	0.0143***	8.9558	0.0152***	9.6785
DV2010	-0.0060***	-2.9161	-0.0058***	-2.8566
DV2011	-0.0126***	-8.6933	-0.0125***	-8.8655
DC	-0.0170**	-2.0052	-0.0172**	-1.9987
R-Cuadrado	0.1526		0.1549	

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Para los modelos (3) y (4) en el periodo muestral de la **tercera fase**, la única diferencia que se recoge respecto a los resultados de la segunda fase surge en el modelo (4) para las variables *Temp*, *Temp5* y *Temp95*, ya que en esta fase ninguna de ellas es significativa, es decir, *Temp95* pierde su significatividad. Sin embargo, aunque la variable *Inv13* es significativa y tiene signo positivo (mismas características que la variable *Oto10* en la anterior fase), dado que *Oto10* reflejaba un Otoño frío e *Inv13* recoge un Invierno más templado de lo habitual, el signo de esta última variable vuelve a no estar de acorde con el planteamiento

teórico porque un Invierno más templado debería acarrear una reducción de la demanda energética y así el precio de los EUA debería verse reducido. Por lo tanto, si bien las temperaturas juegan un papel a la hora de explicar el precio de los EUA, este papel no acaba de estar totalmente claro, debido por una parte a la poca significatividad de estas variables, y por otro, a los resultados contra intuitivos obtenidos.

Una posible causa de estos tan diversos resultados para las temperaturas puede radicar en la construcción de las variables. Como bien hemos mencionado previamente, las variables creadas para recoger el posible efecto de los días más atípicamente fríos no tienen por qué recoger estos valores en invierno o primavera, épocas en las que aumentaría la demanda energética por un mayor uso de la calefacción. Dado que estas variables se construyen de acorde a las desviaciones diarias respecto a la media de estacional, se puede producir un día más templado de lo habitual en verano respecto a la temperatura media de esta estación, por lo que un día de estas características reduciría la demanda energética debido a un menor consumo de aire acondicionado. Así, no se recogería el signo positivo esperado o contrarrestaría el signo negativo esperado de los días fríos de invierno y primavera, es decir, los poseedores al igual de desviaciones negativas.

Respecto al efecto de las energías para el modelo (3) en la **segunda fase**, encontramos que el gas natural y el petróleo son significativos al 1%. El efecto contemporáneo de ambas variables, de acorde con el planteamiento teórico y con diversos estudios (Alberola et al., 2008; Rickels et al., 2007; 2010; Mansanet-Bataller et al 2007; 2014) es positivo, aunque el primer y segundo retardos del gas son significativos con signo negativo. No obstante, obtenemos que el precio del carbón no es significativo al 10%, mismo resultado obtenido por Mansanet-Bataller et al. (2007; 2014) pero no por otros estudios que encuentran el efecto teórico negativo esperado (Alberola et al., 2008; Rickels et al., 2007; 2010).

Sin embargo, al contrastar el efecto de estas energías en el periodo muestral de la **tercera fase**, nos encontramos con unos resultados totalmente opuestos. Se concluye que el petróleo y el gas no son significativos a la hora de explicar el precio de los EUA pero que el carbón si lo es con un retardo y de forma negativa. Este efecto negativo y significativo era el esperado en el planteamiento teórico, pero no acompañado por esta no significatividad de las otras dos energías. De hecho Kanen (2006) indica que puede ser comprensible un resultado de no significatividad del petróleo argumentando que el petróleo podría influir mediante el gas, pero para ello el gas debería ser significativo.

Una posible razón para esta pérdida de significatividad del gas y el petróleo para la **tercera fase** puede radicar en que en 2007 las plantas generadoras de energía eran, junto con los sectores intensivos en energía, las principales consumidoras de los EUA porque otros sectores aún no estaban bajo el régimen del EU ETS. Para 2015 varios sectores contaminantes han sido gradualmente incluidos en el régimen, el más importante y el que ha tenido una mayor controversia el de la aviación, de forma que empresas de sectores totalmente diferentes tienen que comprar ahora derechos de emisión para poder llevar a cabo su producción, esto pudiendo conllevar una bajada del porcentaje de los EUAs materializados por parte de las plantas generadoras de energía respecto al cómputo europeo total.

Sobre la variable switch, encontramos una significatividad del segundo retardo para la regresión de la **segunda fase**, con un efecto positivo sobre el precio de los EUA. Sin embargo, de la regresión de la **tercera fase** concluimos que en este periodo muestral este ratio deja de ser significativo. Ello era de esperar dado que en esta fase tampoco hemos obtenido significatividad en la variable del gas y esta variable debería obtener el signo del gas debido a la fórmula mediante la que se construye el ratio.

Con la variable de EuroStoxx50 también encontramos diferencias entre los resultados obtenidos de las regresiones de la segunda y tercera fases. Mientras que en la **segunda fase** encontramos que esta variable es significativa con efecto positivo sobre el precio de los EUA, en la **tercera fase** no es significativa.

Por otra parte, se encuentra una diferencia importante a la hora de usar la variable EUA retardada, es decir, al incluir la autoregresión. Mientras que en la estimación de la segunda fase concluimos que el único retardo significativo es el primero, en la estimación de la tercera fase encontramos que los retardos significativos son el segundo, el tercero y el cuarto.

Respecto a las variables ficticias introducidas con objeto de incluir el posible efecto de los anuncios del EU ETS para la **segunda fase**, nótese que en el estudio de Mansaner-Bataller et al. (2014) las variables ficticias son en su mayoría significativas a la hora de explicar el precio del EUA. Sin embargo, en nuestras regresiones son pocas las variables significativas. Las variables ficticias significativas durante la segunda fase son las verificaciones de emisiones entre 2008 y 2011. Cabe destacar el signo negativo de las verificaciones de emisiones de los años 2008, 2010 y 2011. Esto puede ser debido a que el mercado, tal y como se pensaba ya en 2006 tenía exceso de oferta, y como estas verificaciones de emisiones lo fueron confirmando crearon un efecto negativo inmediato sobre el precio de los EUA. El principal culpable de ello es el EU ETS que no anticipó la crisis y no tuvo en cuenta esa reducción de la actividad industrial que la crisis conllevó a la hora de fijar el máximo de emisiones por país. La variable *DC* por su parte, también es significativa con signo negativo, lo que nos indica que las decisiones que tomó el EU ETS en materia de cambios en el modo de adjudicación de los EUA, redujo el precio de los EUA.

Sin embargo, las verificaciones de emisiones de 2012, 2013 y 2014 parecen no ser significativas durante la **tercera fase**, mientras que la variable que contiene el posible efecto de los anuncios del EU ETS en torno al sector de la aviación si lo es con efecto positivo. Por ello concluimos que el mercado reaccionó tomando una posición corta (de compra) respecto a los futuros de los EUA debido a que las noticias del sector de la aviación crearon unas expectativas de futuras subidas de los precios de los EUA, frente a las que los agentes reaccionaron comprando dichos futuros y elevando así el precio de ellos. Esto podría ser debido a que, como hemos explicado antes, las empresas del sector de la aviación tienen sus EUA especiales que solo ellos pueden adquirirlos, mientras que las empresas de este sector si pueden adquirir los EUA “generales”, por lo que la demanda aumenta y quizás por ello se produjeron subidas en el precio de los EUA con esta clase de notificaciones del EU ETS.

Efectos ARCH

A la vista de los gráficos de los residuos de los modelos (3) y (4)³² y en la línea de estudios previos (Alberola et al., 2008, Rickels et al., 2007 entre otros), decidimos comprobar si existen efectos autorregresivos con heterocedasticidad condicional (ARCH) en las perturbaciones de los modelos (3) y (4).

El objetivo de los modelos ARCH es determinar un patrón de comportamiento estadístico para la varianza, ya que la teoría clásica de series temporales de Box-Jenkins dicta que la varianza debe ser constante y no siempre lo es. Dicho de otra forma, en términos generales, estos modelos consideran la información pasada de la variable y su volatilidad observada como factores altamente explicativos del comportamiento presente y futuro de la variable.

Antes de llevar a cabo una regresión con efectos ARCH, debemos contrastar la existencia de estos efectos. El contraste para comprobar la existencia de efectos ARCH consiste en contrastar la hipótesis nula de no efectos ARCH contra la alternativa de que si existen (Engle, 1982). Para ello, el primer paso es estimar por MCO y obtener los residuos \hat{u}_t del modelo original ($EUA_t = X_t' \beta + u_t$). Después, elevando esos residuos al cuadrado e introduciéndolos como variable dependiente, llevamos a cabo una regresión auxiliar especificando estos residuos al cuadrado en función de sus valores pasados:

$$\hat{u}_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \hat{u}_{t-1}^2 + \alpha_2 \hat{u}_{t-2}^2 + \dots + \alpha_5 \hat{u}_{t-5}^2$$

dónde \hat{u}_t son los residuos de la estimación MCO. Nótese que el modelo que proponemos es un ARCH(5) dada la naturaleza diaria de nuestros datos, es decir, se contrasta si los cinco valores pasados de un residuo explican el residuo en el momento t.

Por lo tanto, la hipótesis nula y alternativa son:

$$H_0: \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_5 = 0 \quad H_1: \text{al menos un } \alpha_i \text{ es distinto de 0.}$$

El estadístico de contraste es

$$LM = nR^2 \sim \chi^2(p)$$

dónde n representa el número de observaciones, R^2 es el coeficiente de determinación de la regresión auxiliar y p es el número de regresores de la regresión auxiliar.

Rechazaremos la hipótesis nula para un nivel de significación α cuando

$$LM > \chi_{\alpha}^2(p).$$

Los resultados obtenidos para este contraste se muestran en la tabla 8.

³² Gráficos en el anexo 8.

Tabla 8. Resultados contraste efectos ARCH.

Fase 2		Fase 3	
nR^2		nR^2	
(3)	(4)	(3)	(4)
63.5785***	64.9682***	18.5973***	17.2787***

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Como se puede apreciar, tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de no efectos ARCH en los modelos (3) y (4) para ambas fases, por lo que aparentemente existen estos efectos. A la vista de ello, decidimos llevar a cabo la regresión de nuestros modelos (3) y (4) bajo el supuesto de que las perturbaciones u_t siguen un modelo ARCH.

En el modelo ARCH(p) la perturbación u_t está normalmente distribuida con media cero y varianza σ_t^2 , dónde σ_t^2 depende de los valores cuadrados pasados de u_t (Stock y Watson, 2003) de forma que:

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \alpha_2 u_{t-2}^2 + \dots + \alpha_p u_{t-p}^2.$$

El modelo GARCH(p,q) (autorregresivo generalizado con heterocedasticidad condicional) desarrollado por Tim Bollerslev (1986) supera al modelo ARCH de Engle (1982) ya que aparte de que σ_t^2 depende de los valores cuadrados pasados de u_t , también depende de sus retardos, de forma que:

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p u_{t-p}^2 + \phi_1 \sigma_{t-1}^2 + \dots + \phi_q \sigma_{t-q}^2.$$

Hemos decidido utilizar un modelo GARCH(1,1), de forma que el modelo para la varianza de la perturbación se formula de la siguiente forma³³:

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \phi_1 \sigma_{t-1}^2$$

Cabe remarcar que estos modelos son estimados mediante el método de la máxima verosimilitud y no por MCO. Los estimadores de los coeficientes tanto de ARCH como de GARCH se distribuyen como una normal para muestras grandes, por lo que los estadísticos t en muestras grandes siguen una distribución normal.

Los resultados obtenidos de este modelo GARCH(1,1) se muestran en las tablas 9 y 10. Nótese que las diferencias entre las estimaciones MCO de las tablas 6 y 7 y las estimaciones con efectos ARCH de las tablas 9 y 10 son mínimas.

Respecto a las regresiones de la **segunda fase**, existe una diferencia importante en el cambio de signo de la variable switch y una menos importante sobre la variable *Temp95*. El efecto de la primera pasa de ser positivo como se esperaba a negativo. Este cambio es totalmente inesperado ya que como hemos explicado antes, la variable del switch teóricamente debería obtener el mismo signo que la del gas debido a la fórmula mediante la que se construye el ratio, siendo la variable del gas tanto en las regresiones mediante MCO y

³³ Nótese que los coeficientes para alfa(0), alfa(1) y phi(1) en la tabla de resultados se refieren a los coeficientes de la siguiente fórmula.

GARCH positiva. Además, la variable de *Temp95* pasa a ser no significativa, lo que no nos sorprende debido a que el signo obtenido en la regresión por MCO no venía de acorde al planteamiento teórico.

Tabla 9. Resultados modelo GARCH para la segunda fase.

	Fase 2			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
Constante	0.0003	0.6592	0.0002	0.1661
EUA (-1)	0.0531*	1.8088	0.0564*	1.9217
nGas	0.7959***	4.0001	0.8007***	4.0129
nGas (-1)	-0.2523***	-2.8021	-0.2611***	-2.8941
nGas (-2)	-0.1177	-1.3523	-0.1309	-1.5008
Coal	-0.0590	-0.7639	-0.0642	-0.8300
Oil	0.1194***	3.5831	0.1185***	3.5439
Switch	-0.4144***	-3.3804	-0.4182***	-3.4045
Switch (-1)	0.1074*	1.8706	0.1124*	1.9528
Switch (-2)	0.0878	1.5635	0.0957*	1.7006
EuroStoxx50	0.2450***	6.8874	0.2484***	6.9632
Oto08	-5.8913e-05	-0.0633		
Inv09	0.0004	0.4435		
Oto10	0.0005**	2.3068		
Temp			5.7633e-06	0.0656
Temp5			-0.0028	-1.2430
Temp95			-0.0009	-0.3994
DV2008	-0.0108	-0.4142	-0.0106	-0.4099
DV2009	0.0130	1.0020	0.0132	1.0054
DV2010	-0.0037	-0.2771	-0.0037	-0.2747
DV2011	-0.0143	-0.5952	-0.0141	-0.5908
DC	-0.0051	-0.8686	-0.0051	-0.8708
Alpha(0)	1.2996e-05***	3.0319	1.3159e-05***	3.0184
Alpha(1)	0.1373***	6.1827	0.1362***	6.1342
Phi(1)	0.8500***	36.6376	0.8506***	36.3855

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Las diferencias para la **tercera fase** son si cabe menores. En esta fase lo único que varía es la pérdida de significatividad de dos retardos de la variable EUA y la pérdida de significatividad de la variable *Inv13* para la sucesiva obtención de significación de la variable *Pri13* con signo negativo. Este último signo es contra intuitivo dado que la primavera de 2013 fue más fría de lo habitual, lo que debería haber aumentado la demanda energética, y por ende, el precio de los EUA.

Por otro lado, los coeficientes de $\alpha(1)$ y $\phi(1)$ para ambas fases presentes en dos últimas líneas de las tablas 9 y 10 son significativos. La significatividad de $\alpha(1)$ nos indica que el uso de los modelos ARCH es acertada ya que los valores pasados de u parecen afectar a la varianza en el momento t . La significatividad de $\phi(1)$ nos indica que la decisión de usar la

variante GARCH (1,1) es acertada ya que los valores pasados de la varianza parecen también explicar la varianza en el momento t .

Tabla 10. Resultados modelo GARCH para la tercera fase.

	Fase 3			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
Constante	0.0013*	1.9294	0.0016	0.7781
EUA (-2)	-0.1065***	-2.6490	-0.1545***	-3.6699
EUA (-3)	0.0042	0.1074	-0.0574	-1.3695
EUA (-4)	-0.0101	-0.2532	0.0843**	1.9871
nGas	-0.29819	-0.2363	-0.4924	-0.3711
Coal	0.1097	0.3825	0.2667	0.8860
Coal (-1)	-0.2994***	-4.5802	-0.3079***	-4.3979
Oil	0.0252	0.6256	0.0452	1.0208
Switch	0.3467	0.3615	0.4887	0.4838
EuroStoxx50	0.0775	1.3996	0.1052*	1.8077
Temp			8.5375e-05	0.6534
Temp5			0.0108	1.2764
Temp95			0.0001	0.0267
Pri13	-0.0123***	-4.5966		
Inv13	0.0011	0.2646		
Dav	0.0085	0.9628	0.0050	0.5942
Alpha(0)	5.3065e-06	1.6255	1.4905e-05*	1.7814
Alpha(1)	0.1136***	5.1368	0.1829***	4.9300
Phi(1)	0.8863***	42.7509	0.8170***	21.0988

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

5 Conclusiones

En este trabajo hemos querido continuar el estudio de Rickels et al. (2007) que trataban los determinantes del precio de los EUA en la primera fase (2005-2007), ya que en dicha fase el mercado no tenía la madurez necesaria y recomendaban seguir con el análisis en fases posteriores.

Como hemos apuntado en la sección 2.2, la EU ETS permitió el banking y borrowing de EUA entre la segunda y tercera fase con objeto de no repetir los problemas surgidos entre la primera y segunda fase. Aun así, tenemos evidencia para afirmar que, pese a que esa medida debería haber suavizado los altibajos en el precio de los EUA, existe un cambio estructural entre la segunda y tercera fase. Esto ha sido demostrado con el contraste de cambio estructural de Chow. Además, se han analizado los determinantes del precio de los EUA para cada fase y se han observado diferencias entre los resultados obtenidos para la regresión del periodo muestral de la segunda fase y de la tercera. No sabemos hasta la fecha de hoy de otro

estudio que haya analizado esto. Estas diferencias pueden radicar en gran medida en el nuevo método de asignación de derechos basado cada vez más en subastas y menos en la asignación gratuita.

Los principales resultados obtenidos muestran que el gas y el petróleo son los drivers más influyentes durante la segunda fase y el carbón no significativo. Sin embargo, en la tercera fase parece haber un cambio drástico en los determinantes del precio de los EUA ya que encontramos unos resultados opuestos, siendo el carbón el driver más influyente y el gas y el petróleo no significativos.

No hemos encontrado grandes diferencias entre los dos métodos utilizados para incluir el posible efecto de las variables de temperatura, es decir, entre el modelo (3) y el (4). De hecho, si bien las temperaturas parecen explicar en cierta medida el precio de los EUA, su papel no está del todo claro.

Observando los resultados obtenidos para las dos fases, se podría concluir que el mercado ha pasado a ser en gran medida más maduro en la tercera fase. Esta conclusión se puede apoyar en el considerable menor efecto en el precio de los EUA por parte de las decisiones institucionales en comparación con el efecto registrado en la primera y segunda fase. Este efecto de las decisiones institucionales en la primera fase lo demostraron en detalle Alberola et al. (2008) y para la segunda fase nos apoyamos tanto en nuestros resultados como en los resultados obtenidos por Mansanet-Bataller et al. (2014).

La madurez que posee en esta tercera fase el mercado de los EUA permite que el mercado transcurra sin grandes modificaciones estructurales. La mayor información de mercado, síntoma inequívoco de una mayor madurez del mercado, hace que los anuncios del EU ETS cada vez tengan un menor efecto gracias a las cada vez mejores estimaciones de, por ejemplo, las verificaciones de emisiones anuales.

Otra muestra de la madurez de mercado es la disminución de la variabilidad del precio del EUA durante la tercera fase. En la primera y segunda fase el precio del EUA tuvo grandes altibajos llegando a darse una caída en 2008 de 20 euros en seis meses. Sin embargo, durante los prácticamente tres años de la tercera fase analizados en este trabajo, el precio de los EUA no ha variado más que seis euros entre el precio mínimo de este periodo y el máximo. De hecho, al observar el gráfico del precio de los EUA para la tercera fase aislada, este sigue una senda de crecimiento bastante regular pareciendo ser estacionario respecto a una tendencia determinista³⁴.

Cabe mencionar la dificultad resultante a la hora de encontrar datos europeos sobre las energías renovables. Proponemos la inclusión en futuros estudios del posible efecto de estas energías debido a que cada vez tendrán un mayor peso en el mix energético de cada país de acorde con la política energética europea a 2020, 2030 y 2050. La inclusión de estas variables es interesante porque la teoría dicta que a mayor producción de energías renovables menor contaminación, y por ende, menor precio del derecho de emisión.

³⁴ Véase anexo 6 para el gráfico de los EUA y anexo 7 para el contraste de Dickey-Fuller aumentado para la tercera fase, el que concluye que el precio de los EUA en logaritmos es estacionario en torno a una tendencia determinista.

Como se puede observar los precios de los EUA llevan desde aproximadamente 2012 en unos niveles inferiores sobre los que la CE propuso para que ofrecieran a las empresas un incentivo real para reducir sus emisiones. Mirando al futuro, se espera que la tendencia alcista iniciada con la tercera fase no cese dado que cada vez se pondrán menos EUAs en circulación, reduciéndose así la oferta y aumentando el precio de los EUAs, a la vez que se ven aumentados los incentivos de las empresas para reducir sus emisiones. De hecho, con el inicio de la cuarta fase en 2021, la reducción anual de emisiones pasará de ser del 1,74% respecto al año anterior al 2,2% (European Commission, 2016), lo que equivale a la contundente cifra de una reducción anual de emisiones equivalentes a 556 toneladas de media, el equivalente aproximadamente a las emisiones anuales actuales del Reino Unido. Por ello y por el peso de las energías renovables en el mix energético europeo, proponemos a futuros estudios llevar a cabo estudios similares con objeto de contrastar la posible pérdida de importancia del carbón, y en menor medida, del gas. Mencionamos que en menor medida del gas ya que este último es menos contaminante y más barato, por lo que su utilización seguirá siendo relativamente alta en comparación con la del carbón, además de las nuevas técnicas de obtención de gas que se están desarrollando (shale gas entre otras).

Bibliografía

Aatola, Piia, Markku Ollikainen, y Anne Toppinen (2013). Price determination in the EU ETS market: Theory and econometric analysis with market fundamentals. *Energy Economics*, 36, pp. 380-395.

Alberola, Emilie, Julien Chevallier, y Benoît Chèze (2008). Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007. *Energy policy*, 36(2), pp. 787-797.

Alberola, Emilie, Julien Chevallier, y Benoît Chèze (2009). Emissions Compliances and Carbon Prices under the EU ETS: A Country Specific Analysis of Industrial Sectors. *Journal of Policy Modeling* 31, pp- 446–462.

BOE (2009). Documento DOUE-L-2009-81017, núm. 140, 05-06-2009, pp. 136-148.

Bollerslev, Tim (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics*, 31(3), 307-327.

Bunn, Derek W., y Carlo Fezzi (2007). Interaction of European carbon trading and energy prices. *Social Science Research Network*, 63, n.p.

Central Intelligence Agency (2015). The World Factbook. Consultado el 18 de marzo de 2016, de <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2119rank.html>.

Chesney, Marc, y Luca Taschini (2012). The endogenous price dynamics of emission allowances and an application to CO2 option pricing. *Applied Mathematical Finance*, 19(5), pp. 447-475.

Coase, Ronald H. (1960). The problem of social cost. *Journal of Law and Economics*, 3, 1-44.

COM (1998). Climate change - Towards an EU post-Kyoto strategy. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. 353 final.

COM (2006). Programa de trabajo de la energía renovable — Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible. 848. No publicada en el Diario Oficial.

COM (2007). 2020 climate & energy package. Consultado el 5 de mayo de 2016, de http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm.

COM (2014). Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the european economic and social committee and the committee of the regions. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Brussels.

COM (2015a). Report on the functioning of the European carbon market. Brussels.

COM (2015b). Revisión del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea para cumplir los objetivos climáticos de 2030. Consultado el 25 de abril de 2016, de http://ec.europa.eu/environment/news/efe/articles/2015/09/article_20150930_01_es.htm.

Convery, Frank J., y Luke Redmond (2007). Market and price developments in the European Union emissions trading scheme. *Review of environmental economics and policy*, 1(1), 88-111.

Creti, Anna, Pierre-André Jouvét, y Valérie Mignon (2012). Carbon price drivers: Phase I versus Phase II equilibrium?. *Energy Economics*, 34(1), 327-334.

Dales, John (1968). *Pollution, Property and Prices: An Essay in Policy-making and Economics*. University of Toronto Press.

Díaz, Ana Carmen, Macarena Larrea y Bart Kamp (2016). Precios de la energía y competitividad industrial. *Cuadernos Orkestra*.

Elliott, Graham, Thomas J. Rothenberg y James H. Stock (1996). Efficient Tests for an Autoregressive Unit Root. *Econometrica*, 64, 813-836.

Engle, Robert F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 987-1007.

España. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (n.d.). *¿Qué es el comercio de derechos de emisión?*. Consultado el 20 de abril de 2016, de <http://www.magrama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>. Madrid.

European Commission Climate action (2013). EU ETS 2005-2012. Consultado el 16 de marzo de 2016, de http://ec.europa.eu/clima/politicas/ets/pre2013/index_en.htm.

European Commission (2016). Revision for phase 4 (2021-2030). Consultado el 12 de junio de 2016, de http://ec.europa.eu/clima/politicas/ets/revision/index_en.htm.

Hintermann, Beat (2010). Allowance price drivers in the first phase of the EU ETS. *Journal of Environmental Economics and Management*, 59(1), pp. 43-56.

Hintermann, Beat (2012). Pricing emission permits in the absence of abatement. *Energy Economics*, 34(5), pp. 1329-1340.

Houghton, John Theodore, Callander, B.A., y Varney, S.K. (1992). The Supplementary Report to the IPCC scientific assessment. *Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge Univ Press, Cambridge.

Institute for Climate Economics (2016). *Cifras claves del clima Francia y Mundo. COP21*; París.

Kanen, Joost LM. (2006). Carbon trading and pricing. *Environmental Finance Publications*.

Keppler, Jan Horst, y María Mansanet-Bataller (2010). Causalities between CO₂, electricity, and other energy variables during phase I and phase II of the EU ETS. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3329-3341.

MacKinnon, James G. (1996). Numerical distribution functions for unit root and cointegration tests. *Journal of applied econometrics*, 11(6), 601-618.

Masanet-Bataller, María, Ángel Pardo, y Enria Valor. (2007). CO₂ Prices, Energy and Weather. *The Energy Journal*, pp. 73-92.

Mansanet-Bataller, María, y Ángel Pardo (2008). What you should know about carbon markets. *Energies*, 1(3), pp. 120-153.

Mansanet-Bataller, María, y María Eugenia Sanin (2014). Regulation as determinant of EUA prices. *Energy Studies Review*, Special Issue, 66-89.

Maydybura, Alina, y Brian Andrew (2011). A study of the determinants of emissions unit allowance price in the European Union Emissions Trading Scheme. *Australasian Accounting Business & Finance Journal*, 5(4), 123.

Meadows Donella, Dennis L. Meadows, Jorgen Randers y William W. Behrens (1972). Los límites del crecimiento: informe al Club de Roma sobre el predicamento de la Humanidad. *Fondazione Eni Enrico Mattei*.

Medina, Ana (2013, 17 de diciembre). Así funcionará el mercado de CO₂. Consultado el 20 de marzo de 2016, de <http://www.expansion.com/2012/12/13/empresas/1355428033.html>. Expansión.

Montgomery, W. David (1972). Markets in licenses and efficient pollution control programs. *Journal of economic theory*, 5(3), pp. 395-418.

Naciones Unidas (1992). United Nations Conference on Environment & Development. *United Nations*.

Naciones Unidas (1998). Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. *United Nations*.

Official Journal of the European Union (2009). Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.

Parlamento Europeo (2015). Fichas técnicas sobre la Unión Europea. Consultado el 11 de abril de 2016, de http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html.

Parry, Martin, Osvaldo Canziani, Jean Palutikof, Paul van der Linden, y Clair Hanson (2007). Climate change 2007. Impacts, adaptation and vulnerability. Working group II contribution to the fourth assessment. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Vol. 4). *Cambridge University Press*.

Prahl, Andreas (2014). Climate and Energy Policy Targets in Europe. Climate Policy Info Hub. Consultado el 10 de mayo de 2016, de <http://climatepolicyinfohub.eu/overview-climate-targets-europe>.

Rickels, Wilfried, Vicki Duscha, Andreas Keller, y Sonja Peterson (2007). The determinants of allowance prices in the European emissions trading scheme: Can we expect an efficient allowance market 2008?. *Kieler Arbeitspapiere*, no. 1387.

Rickels, Wilfried, Dennis Görlich, y Gerrit Oberst (2010). Explaining European Emission Allowance Price Dynamics: Evidence from Phase II. *Kiel working paper*, no. 1650.

Rickels, Wilfried, Dennis Görlich, y Sonja Peterson (2015). Explaining European Emission Allowance Price Dynamics: Evidence from Phase II. *German Economic Review*, 16(2), pp. 181-202.

Riera, Pere, Dolores García, Bengt Kristrom, y Runar Braunnlund (2011). *Economía ambiental y de los recursos naturales*. Madrid: Paraninfo.

Salassa Boix, Rodolfo Rubén (2011). La tributación en España de la renta derivada del comercio de derechos de emisión de CO₂: tesis doctoral. Universitat Rovira i Virgili.

Springer, Urs (2003). The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies. *Energy Economics*, 25(5), pp. 527-551.

Stock, James y Mark Watson (2003). *Introduction to econometrics*. Boston; Pearson.

Tendance Carbon (2013). Methodology – Tendances carbone. Consultado el 16 de marzo de 2016, de http://www.cdclimat.com/IMG/pdf/methodologie_tendances_carbone_en_v8.pdf.

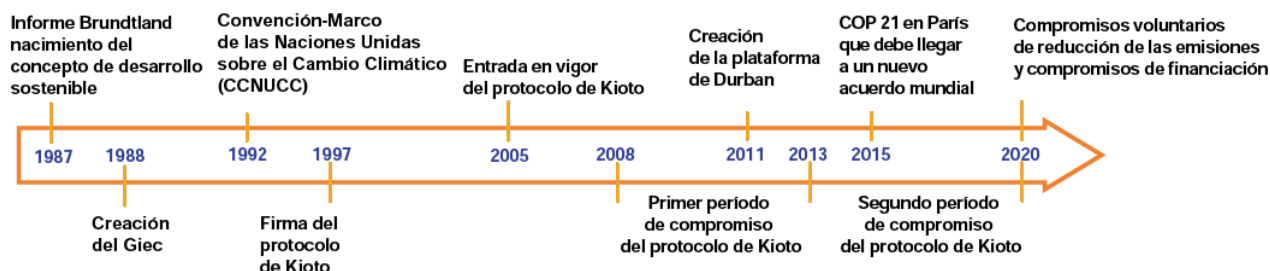
United Nations framework convention on Climate Change (2014). Los mecanismos de Kioto. Consultado el 22 de abril de 2016, de http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/organizacion/mecanismos/items/6219.php.

Valero, Alicia (2014). Límites a la disponibilidad de minerales. *El Ecologista*, no.83, Diciembre 2014.

Wooldridge, Jeffrey (2015). *Introductory econometrics: A modern approach*. Nelson Education.

Anexo 1. Antecedentes del protocolo de Kioto.

Gráfico 7. Antecedentes del protocolo de Kioto y las siguientes medidas tomadas.



Fuente: Institute for Climate Economics (2016).

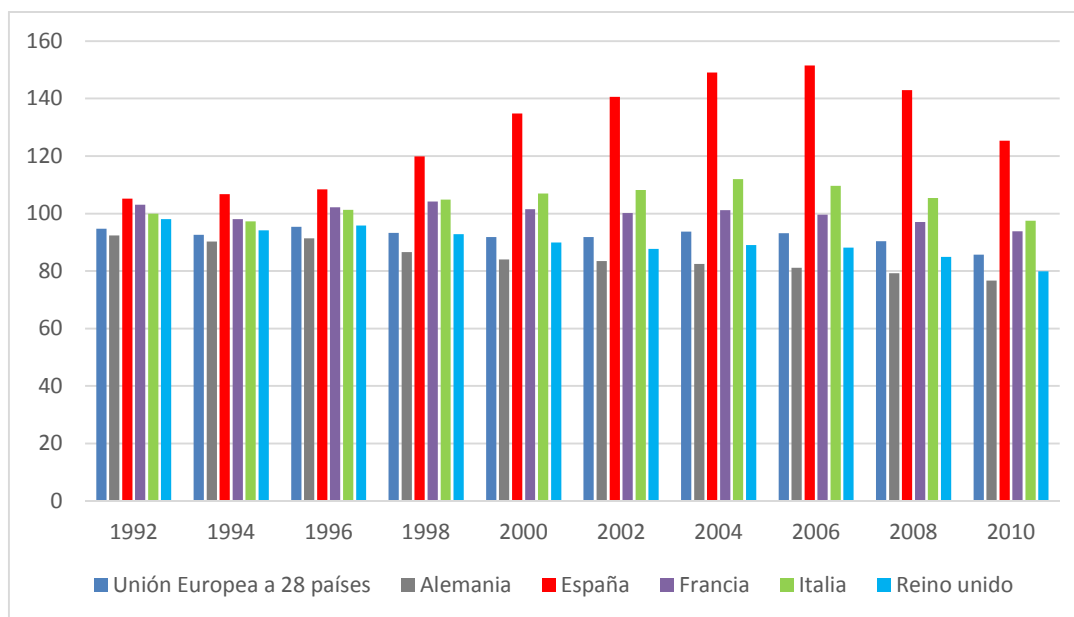
Tabla 11. Precedentes del protocolo de Kioto cronológicamente ordenados.

Año	Descripción/Hecho
1824	Fourier planteó la teoría del efecto invernadero.
1896	Arrhenius desarrolló la teoría del cambio climático formulada por Fourier, y realizó un estudio junto con Thomas Chamberlin donde se contempló por primera vez que las actividades humanas podían dar lugar a incrementos en la temperatura terrestre.
1947	Debido al caso de la Fundición de Trill (Canadá) se volvió a retomar el tema a nivel internacional.
1949	Guy Callendar insistió en las conclusiones llegadas por Arrhenius y Thomas Chamberlin en 1896, postura apoyada años más tarde por Gilbert Plass.
1970	Se demostró la relación directa existente entre las emisiones de GEI provocadas por el hombre y el cambio climático global.
1972	Se creó en el seno de la ONU el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (en adelante PNUMA), con el objetivo de informar, alentar y capacitar a todos los pueblos y naciones a llevar un desarrollo sostenible, para proteger y preservar el medio ambiente.
1976	Se emitió la Declaración sobre el Cambio Climático de la Organización Mundial de Meteorología (en adelante OMM), en la que se pone de manifiesto la incertidumbre existente en los temas que nos atañen e insiste sobre la búsqueda de métodos de predicción del cambio climático.
1977	Se concretó el Plan Mundial de Acción sobre la Capa de Ozono donde se advertía sobre los efectos de la destrucción del ozono en la salud, el clima y los ecosistemas; y donde se dispusieron medidas de control medioambiental.
1979	Se convocó la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima por la OMM donde se puso de relieve el incremento de las emisiones de GEI y su incidencia directa sobre la atmósfera e indirecta en cuanto al calentamiento global.
1981	El Consejo de Administración del PNUMA estableció un grupo de trabajo para preparar y elaborar un Tratado Internacional protector de la atmósfera, así como una serie de Acuerdos y Protocolos para el cumplimiento de dicho Tratado.
1985	Se concretó el Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono (en adelante CVPCO), con el fin de alentar la investigación, el intercambio de información y la cooperación internacional.
1987	Las mismas partes del CVPCO firmaron el Protocolo de Montreal, con el objetivo de llevar a la práctica lo dispuesto en el CVPCO. Este protocolo es el antecedente directo al Protocolo de Kioto.
1988	Se llevó a cabo la Conferencia de Toronto sobre Cambios en la Atmósfera, donde científicos y políticos se reunieron en busca de soluciones al problema climático. Fue el primer paso para la creación del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), cuyo propósito era predecir el impacto de los GEI y proponer soluciones para prevenir y erradicar este problema.
1989	La Conferencia Intergubernamental de La Haya adoptó una Declaración final, en la que los Estados participantes establecieron la necesidad de crear una nueva autoridad institucional encargada de adoptar medidas eficaces para proteger la capa de ozono.
1990	Por medio de la Resolución 45/212, la AGONU (Asamblea General de las Naciones Unidas) creó el organismo encargado de llevar a cabo las negociaciones previas para la creación de un Convenio Marco.
1992	Se adoptó el CMNUCC, cuyo principal objetivo era lograr la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera. Pese a que no se establecieron ni objetivos cuantificados ni un calendario concreto, fue uno de los primeros pasos más serios por combatir la problemática atmosférica, la cual constituyó, como dice Sarasibar Iriarte (2006, p.86) "un texto jurídico esencial por ser el inicio para futuros acuerdos y políticas, que de hecho se llevaron a cabo mediante el Protocolo de Kioto de 1997".
1994	Se reunieron los países miembros de la APPI (Alliance Of Small Island States), con el objetivo de elaborar un proyecto de Protocolo que exigiera a los países más industrializados reducir sus emisiones de CO ₂ .
1995	Se elaboró el Documento de Berlín, en el que se reconoció que los acuerdos existentes, en especial la CMNUCC, eran demasiado abstractos para obtener los resultados buscados. Por ello, se evidenció la necesidad de adoptar un protocolo.
1996	En la Declaración de Ginebra se apoyó la opción de un texto más conciso y de carácter vinculante para reducir las emisiones de CO ₂ .
1997	Se adoptó el Protocolo de Kioto con el fin de desarrollar las disposiciones vertidas en el CMNUCC, cumpliendo así su misión de constituir un acuerdo internacional autónomo pero vinculado a un Tratado preexistente.

Fuente: Salassa Boix, Rodolfo Rubén (2011).

Anexo 2. Emisiones de CO₂ y objetivos por país.

Gráfico 8. Emisiones de CO₂ por país (año base 1990).



Fuente: elaboración propia a partir de Eustat.

Tabla 12. Objetivos de reducción de emisiones europeas en el Protocolo de Kioto.

EU-15 Member States (EU pre 2004)	Targets according to Burden Sharing Agreement 2008-2012 (change from 1990)	EU Member States that joined 2004, 2007, 2013	Targets according to Kyoto Protocol 2008-2012 (from 1990 unless individual base year)
Austria	-13%	Bulgaria (base year 1988)	-8%
Belgium	-7.5%	Croatia	-5%
Denmark	-21%	Cyprus	no target
Finland	0%	Czech Republic	-8%
France	0%	Estonia	-8%
Germany	-21%	Hungary (base year 1985-1987)	-8%
Greece	+25%	Latvia	-8%
Ireland	+13%	Lithuania	-8%
Italy	-6.5%	Malta	no target
Luxembourg	-28%	Poland (base year 1988)	-6%
Netherlands	-6%	Romania (base year 1989)	-8%
Portugal	+27%	Slovakia	-8%
Spain	+15%	Slovenia (base year 1986)	-8%
Sweden	+4%		
United Kingdom	-12.5%		
EU-15	-8%		

Fuente: Prah (2014).

Anexo 3. Partes con compromisos asumidos en el protocolo de Kioto.

Tabla 13. Anexo B del Protocolo de Kioto.

Parte	Compromiso cuantificado de limitación o reducción de las emisiones (% del nivel del año o periodo de base)
Alemania	92
Australia	108
Austria	92
Bélgica	92
Bulgaria	92
Canadá	94
Comunidad Europea	92
Croacia	95
Dinamarca	92
Eslovaquia	92
Eslovenia	92
España	92
Estados Unidos de América	93
Estonia	92
Federación de Rusia	100
Finlandia	92
Francia	92
Grecia	92
Hungría	94
Irlanda	92
Islandia	110
Italia	92
Japón	94
Letonia	92
Liechtenstein	92
Lituania	92
Luxemburgo	92
Mónaco	92
Noruega	101
Nueva Zelanda	100
Países Bajos	92
Polonia	94
Portugal	92
Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte	92
República Checa	92
Rumanía	92
Suecia	92
Suiza	92
Ucrania	100

Fuente: Naciones Unidas (1998).

Anexo 4. Sectores en riesgo de fuga de carbono.

Tabla 14. Sectores europeos en riesgo de fuga de carbono.

Código CNAE	Descripción
2413	Fabricación de productos básicos de química inorgánica
2414	Fabricación de productos básicos de química orgánica
2710	Fabricación de productos básicos de hierro, acero y ferroaleaciones
2731	Estirado en frío
2112	Fabricación de papel y cartón
2611	Fabricación de vidrio plano
2651	Fabricación de cemento
2010	Aserrado, cepillado y preparación industrial de la madera
2052	Fabricación de productos de corcho, cestería y espartería
2111	Fabricación de pasta papelera
2441	Fabricación de productos farmacéuticos de base
2442	Fabricación de preparados farmacéuticos y otros productos farmacéuticos de uso medicinal
2511	Fabricación de neumáticos y cámaras de caucho
2615	Fabricación y manipulado de otro vidrio (incluido el vidrio técnico)
2722	Fabricación de tubos de acero
2020	Fabricación de chapas, tableros contrachapados, alistonados, de partículas aglomeradas, de fibras y otros tableros y paneles
2751	Fundición de hierro
2753	Fundición de metales ligeros

Fuente: Díaz et al. (2016).

Anexo 5. Gráficos de las variables.

Gráfico 9. Precio del derecho de emisión (EUA).

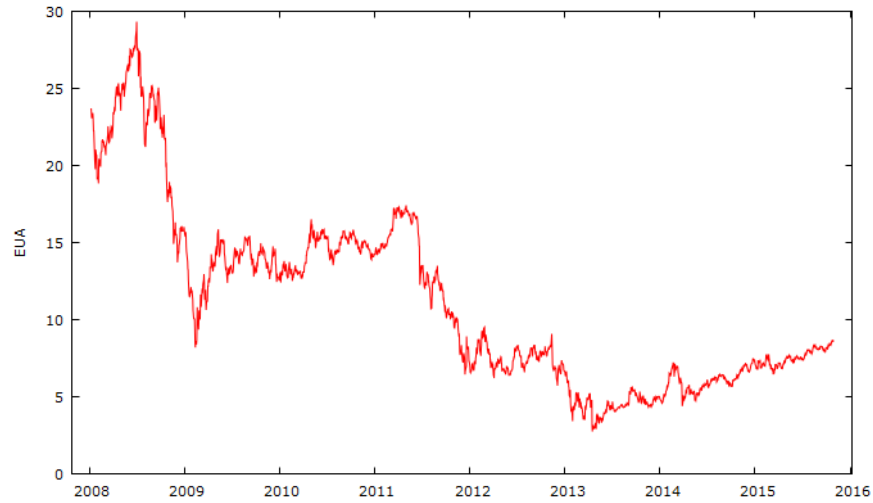


Gráfico 10. Primeras diferencias de los logaritmos del precio de los EUA.

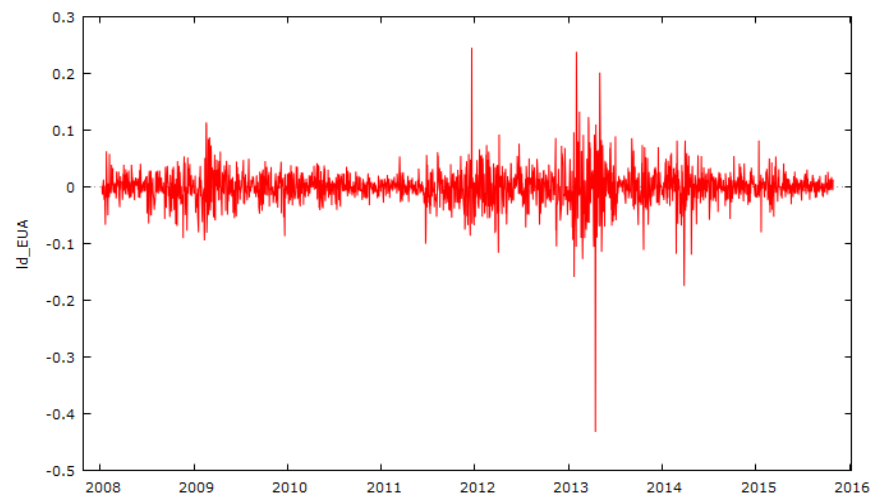
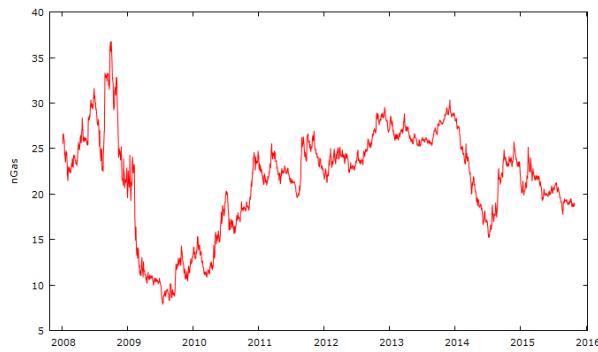
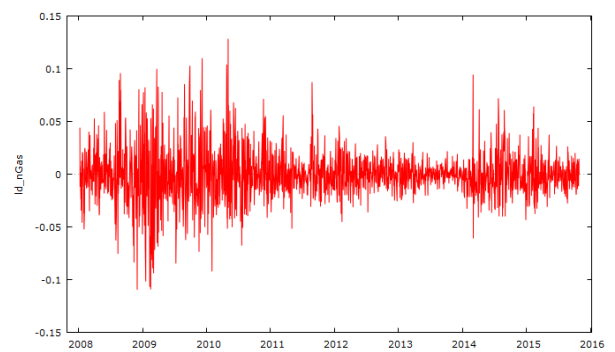


Gráfico 11. Precio del gas natural.

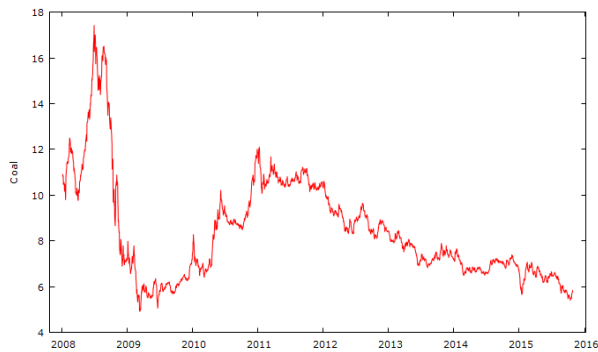


Serie original

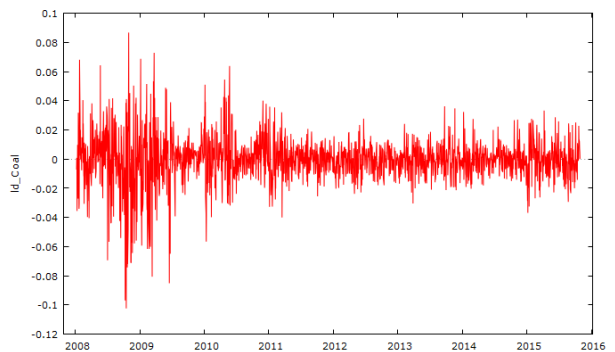


Primeras diferencias de logaritmos

Gráfico 12. Precio del carbón.

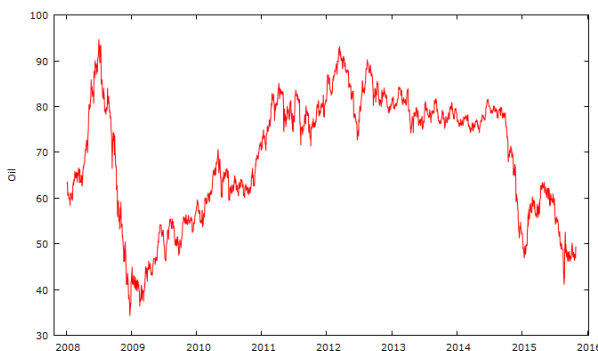


Serie original

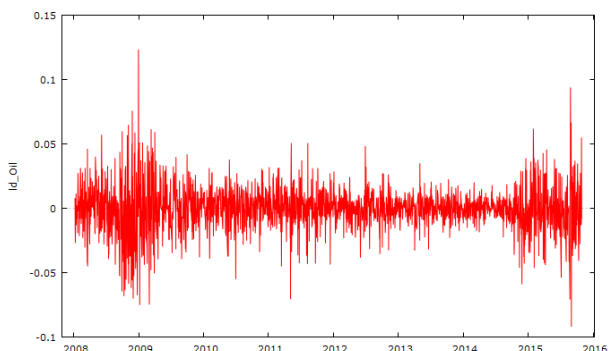


Primeras diferencias de logaritmos

Gráfico 13. Precio del petróleo.

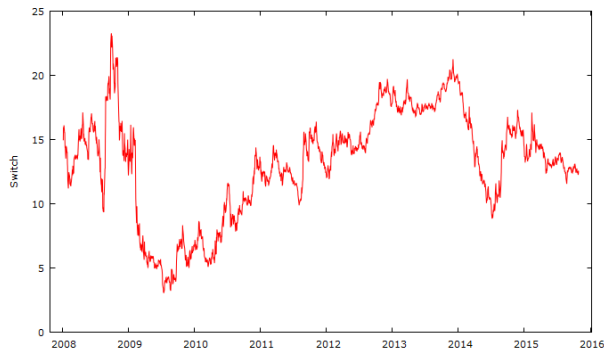


Serie original

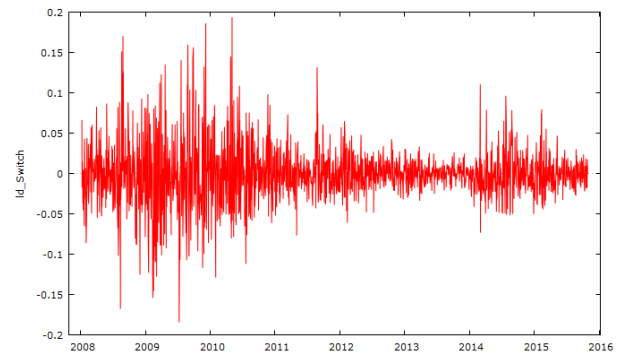


Primeras diferencias de logaritmos

Gráfico 14. Valores del switch.

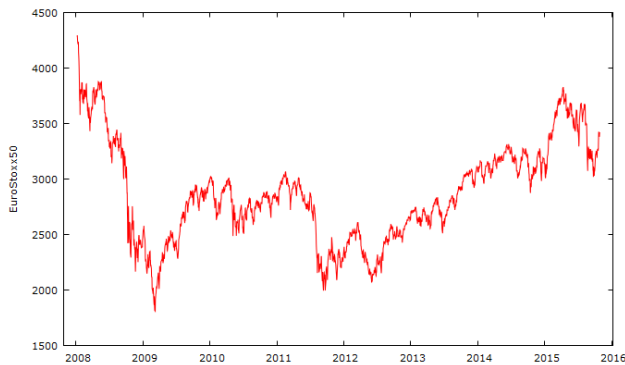


Serie original

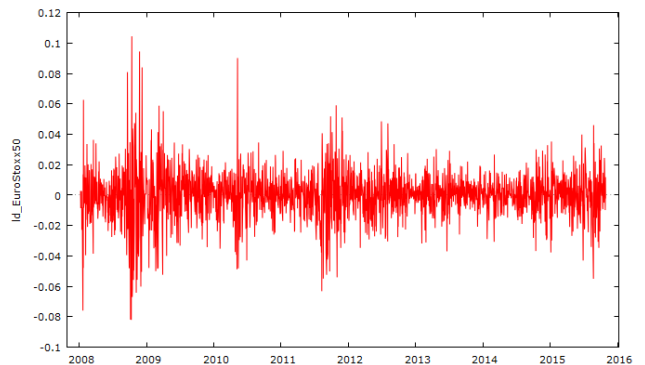


Primeras diferencias de logaritmos

Gráfico 15. Cotización del EuroStoxx50.



Serie original



Primeras diferencias de logaritmos

Anexo 6. Resultados para la muestra completa.

Tabla 15. Resultados para la muestra completa.

	Periodo Completo			
	Modelo (3)		Modelo (4)	
	Coefficiente	Estadístico t	Coefficiente	Estadístico t
Constante	-0.0004	-0.7264	-0.0026	-1.7027
EUA (-1)	0.0509	2.2881	0.0518	2.3241
EUA (-2)	-0.0987	-4.4059	-0.1007	-4.4922
EUA (-4)	0.0731	3.2948	0.0722	3.2507
nGas	0.4948	2.1087	0.4714	2.0081
nGas (-5)	-0.4930	-2.1004	-0.4894	-2.0845
Coal	0.0639	0.7259	0.0670	0.7610
Coal (-1)	-0.2461	-2.7740	-0.2420	-2.7293
Oil	0.1227	2.9193	0.1232	2.9294
Switch	-0.2392	-1.5626	-0.2260	-1.4759
Switch (-5)	0.3062	1.9995	0.3033	1.9804
EuroStoxx50	0.2535	5.5719	0.2514	5.5255
EuroStoxx50 (-5)	-0.0963	-2.1870	-0.100	-2.2751
Temp			0.00015	1.4532
Temp5			0.0064**	1.9949
Temp95			-0.0048	-1.5522
Oto08	-0.0001	-0.1851		
Inv09	7.3424e-05	0.0554		
Oto10	0.0004	0.6047		
Pri13	-0.002	-1.6134		
Inv13	0.0025	2.3036		
DV2013	0.0683	2.2396	0.0677	2.2183
DC	-0.0165	-1.9009	-0.0168	-1.9267
R-Cuadrado	0.1117		0.1101	

Anexo 7. Resultados contrastes de Dickey Fuller por fase.

Tabla 16. Resultados contrastes DF para la segunda fase.

Variable	Variables en logaritmos		Variable en primeras diferencias de logaritmos
	$t_{\text{constante}}$	$t_{\text{tendencia}}$	$t_{\text{sin constante}}$
EUA	-1,11128	-2,21899	-33.8536***
nGas	-1,17553	-1,72787	-7.32287***
Coal	-1,54662	-1,55208	-30.3273***
Oil	-1,35103	-1,90185	-38.0032***
Switch	-1.62114	-2.00458	-19.2791***
EuroStoxx	-3.11446**	-2.92504	-23.5824***

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Tabla 17. Resultados contrastes DF para la tercera fase.

Variable	Variables en logaritmos		Variable en primeras diferencias de logaritmos
	$t_{\text{constante}}$	$t_{\text{tendencia}}$	$t_{\text{sin constante}}$
EUA	-1.27335	-5.13218***	-6.85868***
nGas	-1.683	-2.77942	-4.41651***
Coal	-2.14651	-2.14659	-16.3928***
Oil	-0.197475	-1.82774	-13.598***
Switch	-1.96106	-2.74427	-3.88467***
EuroStoxx	-1.86792	-3.11001	-28.5022***

(*) Significativo al 10%. (**) Significativo al 5%. (***) Significativo al 1%.

Anexo 8. Gráficos de residuos contra el tiempo.

Gráfico 16. Residuos para la segunda fase.

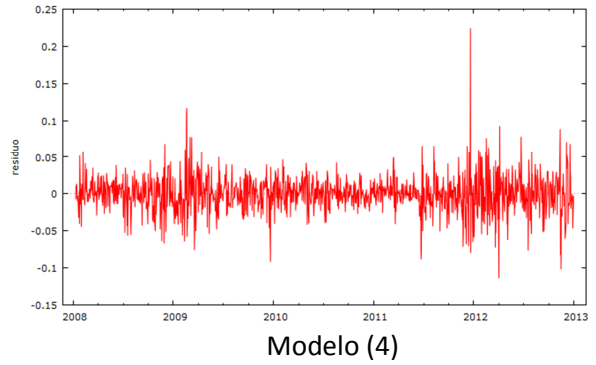
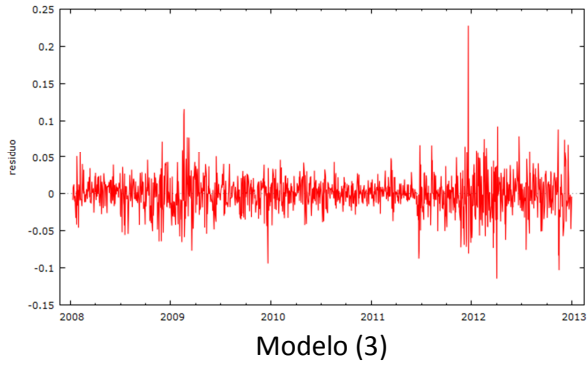


Gráfico 17. Residuos para la segunda fase.

